

## **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 *Superavit* 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 2020 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 2020, 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*; *Superavit 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 *superavit* 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 2020, 696 áreas estavam sob contratos: 246 blocos na fase de exploração, 57 campos em desenvolvimento da produção e 393 campos na etapa de produção.

Dos blocos em fase de exploração, 147 se localizavam em mar e 99 em terra. Três foram concedidos na Segunda Rodada de Licitações; três na Terceira; um na Quarta; cinco na Quinta; 20 na Sexta; 23 na Sétima; 11 na Nona; quatro na 10ª; 49 na 11ª; 12 na 12ª; 17 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 13 blocos sob o regime de partilha de produção: um outorgado na Primeira Rodada de Licitações de Partilha, um na Segunda, três na Terceira, três na Quarta, quatro na Quinta Rodada e um na sexta. Outros 18 blocos foram concedidos no 1º Ciclo da Oferta Permanente.

Em 2020, dos 246 blocos exploratórios sob concessão, a Petrobras tinha participação em 82, dos quais 27 eram concessões exclusivas a essa empresa, e outros 55 em parceria. Destacam-se também os 17 blocos marítimos operados pela ExxonMobil, sendo 8 na Bacia de Sergipe, e os 18 blocos marítimos operados pela Shell Brasil, sendo 10 deles na Bacia de Barreirinhas. Também merecem destaque os 17 blocos operados pela Eneva na Bacia do Parnaíba. A Rosneft operava 13 blocos na Bacia do Solimões, a Tog Brasil, 10 blocos distribuídos entre a parcela terrestre da Bacia de Alagoas e a Bacia do Recôncavo, e a Total E&P operava 7 blocos marítimos, sendo 5 deles na Bacia da Foz do Amazonas.

Ao longo de 2020, foram iniciados quatro Planos de Avaliação de Descoberta (PADs) aprovados pela ANP e foram recebidas três Declarações de Comercialidade referentes a áreas em exploração (Suindara, Campanha Azul e Cardeal do Nordeste Leste) e 9 Declarações de Comercialidade referentes às acumulações marginais de Araçás Leste, Garça Branca, Itaparica, Iraúna, Paramirim do Vencimento, Rio Mariricu, São João, Urutau e Vale do Quiricó. Em 2020, foram devolvidos ainda 59 blocos, todos sob o regime de concessão.

Do total de 57 campos na etapa de desenvolvimento, 33 eram marítimos e 24 terrestres. Deste montante, a Petrobras possuía 100% dos contratos de 22 campos e participação em cinco campos. Outras empresas que possuem contratos, consorciadas ou não entre si e com a Petrobras, são: Brasoil Manati, CNODC Brasil, CNOOC Petroleum, Enauta Energia, Geopark Brasil, OP Pescada, Petrogal Brasil, Shell Brasil e Total E&P do Brasil.

Com relação aos 383 campos em fase de produção, dos quais 101 em mar, 281 em terra e um em terra e mar, a Petrobras era a única contratada em 222 deles, e operadora do consórcio de outros 16 campos. No mar, em 2020, houve o início da produção do campo de Atapu, na Bacia de Santos, por meio da plataforma P-70. Em terra, iniciaram a produção, em 2020, os campos marginais de São João (Bacia de Barreirinhas); Rio Mariricu (Bacia do Espírito Santo); Vale do Quiricó e Itaparica (Bacia do Recôncavo); e Urutau e Iraúna (Bacia Potiguar), e os campos de Suindara e Bem-Te-Vi (Bacia do Espírito Santo); Caburé (Bacia do Recôncavo); Fazenda Guindaste (Bacia de Alagoas); e Guará (Bacia de Sergipe). Em 2020, foram devolvidos ainda 4 campos, todos sob o regime de concessão.

**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 através de pesquisas nas bacias sedimentares, feitas tanto por concessionários como por empresas de aquisição de dados (EAD). Além destes, temos os dados de fomento, que são os adquiridos pela ANP, seja por meio de empresa contratada ou instituição conveniada, e também 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 2020, foram adquiridos cerca de 4,7 mil km lineares em dados sísmicos 2D exclusivos e 3,4 mil km em dados não exclusivos. Por meio da sísmica 3D, houve aquisição de 4,1 mil km<sup>2</sup> em dados exclusivos, com aumento significativo de 294,2% com relação a 2019, e de 42 mil km<sup>2</sup> de dados não exclusivos, com uma queda de 40,6%.

No que se refere aos métodos potenciais, tanto por meio da gravimetria, como através da magnetometria, foram mapeados um total de 22,7 mil km 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 2020.

### **Tabela 2.1**

Foram perfurados 135 poços em 2020, sendo 79 em terra (58,5% do total, com queda de 44,4% em relação ao ano anterior) e 56 no mar, quantidade 15,2% inferior à apurada em 2019. O número total de poços perfurados registrou diminuição de 35,1% em comparação a 2019.

Foram realizadas cinco descobertas em terra e cinco em mar, em 2020.

A maior parte das perfurações – 76,3% do total - foi de poços exploratórios: 103.

### **Tabela 2.2**

## **2.3. Reservas**

No fim de 2020, as reservas totais de petróleo do Brasil foram contabilizadas em 20,2 bilhões de barris, volume 7,2% menor que em 2019. Por sua vez, as reservas provadas totalizaram 11,9 bilhões de barris, queda de 6,2% em relação a 2019, das quais 457,1 milhões de barris em terra e 11,5 bilhões em mar.

As reservas provadas são aquelas que, com base na análise de dados geológicos e de engenharia, se estima 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 do Maranhão, Ceará, Rio Grande do Norte, Alagoas, Sergipe, Espírito Santo e Rio de Janeiro tiveram redução em suas reservas. Já o estado de São Paulo apresentou crescimento expressivo em suas reservas, de 144%. O estado da Bahia registrou aumento de 8,6% em suas reservas em terra, e queda ínfima de menos de 0,1% nas reservas em mar. O estado do Rio de Janeiro se manteve como o maior

detentor de reservas provadas, contabilizando 80,8% do total. Todas as reservas provadas do estado do Rio de Janeiro localizam-se no mar.

Em 2020, o Brasil ocupou a 16ª posição no ranking mundial de países com as maiores reservas provadas de petróleo.

**Tabela 1.1**

**Tabela 2.3**

**Tabela 2.4**

**Gráfico 2.1**

**Gráfico 2.2**

Por sua vez, as reservas provadas de gás natural caíram 7,1% em 2020, totalizando 338,1 bilhões de m<sup>3</sup>. As reservas em terra apresentaram aumento de 13,1%, para 77 bilhões de m<sup>3</sup>. Por outro lado, as reservas em mar caíram 11,8%, totalizando 261 bilhões de m<sup>3</sup>. Já as reservas totais de gás natural diminuíram 17,9%, na comparação anual, e somaram 450,9 bilhões de m<sup>3</sup> em 2020.

Dentre os estados, o destaque é o Rio de Janeiro, cujas reservas provadas de gás natural alcançaram 211,7 bilhões de m<sup>3</sup>, 62,6% do total das reservas nacionais em 2020, com decréscimo de 9,5%.

O País ocupou a 33ª colocação no *ranking* mundial das maiores reservas provadas de gás natural em 2020.

**Tabela 1.6**

**Tabela 2.5**

**Tabela 2.6**

**Gráfico 2.3**

**Gráfico 2.4**

## **2.4. Produção**

Em 2020, a produção nacional de petróleo apresentou alta de 5,7% 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 634 milhões de barris em 2019 para 746,7 milhões de barris em 2020, alcançando, na média, a marca de 2 milhões de barris/dia no ano. O pré-sal representou 69,4% da produção nacional total.

A produção em mar correspondeu a 96,8% do total. O Rio de Janeiro manteve a liderança da produção no País, sendo responsável por 79,3% da produção total, com média de 2,3 milhões de barris/dia em 2020.

Mesmo com uma queda de 8,6%, o estado de São Paulo – de onde vem parte da produção do pré-sal – foi o segundo maior produtor nacional, com 268,4 mil barris/dia de produção média em 2020. Desta vez, o estado do Espírito Santo foi o terceiro maior produtor, com média de 247 mil barris/dia, tendo sofrido queda de 13,9% em relação ao ano anterior.

De 6.489 poços – decréscimo de 9,9% em relação a 2019 – foi extraída toda a produção nacional de petróleo e gás natural em 2020. Destes, sendo 5.990 em terra e 499 no mar.

Em 2020, foram produzidas no Brasil 78 correntes de petróleo com densidade média de 27,7 graus API e teor de enxofre de 0,4% em peso.

A relação reserva/produção (R/P) de petróleo apresentou diminuição de 12,5 anos, em 2020, para 11,1 anos em 2021, em função da queda das reservas e aumento na produção.

O Brasil ficou na 9ª colocação do *ranking* mundial de produtores de petróleo.

A produção de líquido de gás natural (LGN) foi de 36,6 milhões de barris, 3% menor que a de 2019. Destaca-se a elevação de 5,5% da produção no estado do Rio Grande do Norte, de 4,4% no estado de

São Paulo – o qual se manteve pelo quinto ano consecutivo como o maior produtor nacional, com 20,2 milhões de barris – e de 1,8% no estado do Espírito Santo, que desta vez foi o segundo maior estado produtor, com volume de 5,8 milhões de barris. Os dois maiores estados produtores representaram 70,8% da produção nacional em 2020. Os estados do Rio de Janeiro e Amazonas, com 3,2 e 5,8 milhões de barris, respectivamente, também apresentaram produção relevante de LGN no ano.

Em 2020, a Petrobras manteve-se como a concessionária que mais produziu petróleo e gás natural: 73,7% e 75,2% 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 94% do total nacional de petróleo e 95,1% 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 nono ano consecutivo, com aumento de 4,3%, totalizando 46,6 bilhões de m<sup>3</sup> em 2020. Na década 2011-2020, a produção nacional de gás natural apresentou crescimento médio de 6,8% ao ano e acumulado de 93,7%.

De campos em mar vieram 84% do gás natural produzido no País, totalizando 39,2 bilhões de m<sup>3</sup>, aumento anual de 7,5%. Já a produção em terra decresceu 9,9% para 7,5 bilhões de m<sup>3</sup>.

Com relação à produção de gás natural em mar, em 2020 o maior volume de crescimento se deu no estado de Alagoas, passando de 12,7 milhões de m<sup>3</sup> em 2019 para 40,9 milhões de m<sup>3</sup> em 2020, aumento de 221,2%. O estado do Rio de Janeiro foi o que mais produziu gás natural em 2020: 29,6 bilhões, com alta de 18,3%, o equivalente a 63,4% da produção nacional total ou 75,5% da produção total em mar. No estado de São Paulo, segundo maior produtor nacional, houve queda de 8%, passando de 6,7 bilhões de m<sup>3</sup> em 2019 para 6,2 bilhões de m<sup>3</sup> em 2020.

Em terra, o estado do Amazonas manteve a liderança da produção, com 5 bilhões de m<sup>3</sup>, embora tenha registrado queda de 11% em 2020. Com uma produção média de 13,5 milhões de m<sup>3</sup>/dia, o estado foi responsável por 10,6% do volume total produzido no País e 66,3% do total produzido em terra.

A produção no pré-sal teve crescimento de 18,3% em 2020, atingindo 30,6 bilhões de m<sup>3</sup>, representando 65,7% da produção total.

Assim como no caso do petróleo, a relação reserva/produção (R/P) de gás natural baixou de 8,1 anos em 2019 para 7,2 anos em 2020.

Em 2020, o Brasil estava na 30<sup>a</sup> 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 2020, o gás associado representou 84,8% ou 39,6 bilhões de m<sup>3</sup>, cujo volume de produção em relação a 2019 subiu 8,4%. O Rio de Janeiro continuou liderando a produção, com 29,3 bilhões de m<sup>3</sup> (74% do total de gás associado produzido, registrando alta de 19,3%).

A produção de gás não associado alcançou 7,1 bilhões de m<sup>3</sup> em 2020, representando redução anual de 14,1%. São Paulo, Amazonas e Maranhão foram os estados com maior produção: 2,1, 1,7 e 1,4 bilhão de m<sup>3</sup>, respectivamente.

Em 2020, 2,8% da produção total foi queimada ou perdida, e 44,7%, reinjetada. Em comparação a 2019, o volume de queimas e perdas teve diminuição de 22,5% e o de reinjeção cresceu 26,9%. O aproveitamento do gás natural produzido alcançou 52,5% em 2020.

**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 2020 foram comunicados 1.863 incidentes nas atividades de exploração e produção, sendo 17 graves, 215 moderados e 1.631 leves. Já em relação às ações de fiscalização foram realizadas 71 no total, sendo 59 offshore e 12 onshore. Em 2020 foram feitas 78 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 2020, foram arrecadados R\$ 22,8 bilhões em royalties, valor 2,8% abaixo do registrado em 2019. Deste montante, 28,2% destinaram-se aos estados produtores ou confrontantes; 35% aos municípios produtores ou confrontantes; 28,5% à União, divididos entre Comando da Marinha (4%), Ministério da Ciência e Tecnologia (3,1%), Fundo Social (12,9%) e 8,5% à Educação e Saúde. Outros 8,3% 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 43,6% do total arrecadado no País a título de royalties, cabendo à esfera estadual 48% desse percentual.

**Tabela 2.19**

**Gráfico 2.9**

A participação especial, prevista no inciso III do art. 45 da Lei do Petróleo, constitui compensação financeira extraordinária devida pelos concessionários de exploração e produção de petróleo ou gás natural, nos casos de grande volume de produção ou de grande rentabilidade, conforme os critérios definidos no Decreto nº 2.705/1998.

Para efeito de apuração da participação especial sobre a produção de petróleo e de gás natural são aplicadas alíquotas progressivas sobre a receita líquida da produção trimestral de cada campo, consideradas as deduções previstas no § 1º do art. 50 da Lei do Petróleo, de acordo com a localização da lavra, o número de anos de produção e o respectivo volume de produção trimestral fiscalizada.

Dos recursos da participação especial, 50% são destinados à União e distribuídos entre Ministério de Minas e Energia, Ministério do Meio Ambiente e Fundo Social; 40% aos estados produtores ou confrontantes com a plataforma continental onde ocorrer a produção; e 10% aos municípios produtores ou confrontantes.

O recolhimento da participação especial foi 26,5% inferior à de 2019, atingindo R\$ 23,9 bilhões. Deste valor, conforme definido pela lei, couberam R\$ 8,9 bilhões aos estados produtores ou confrontantes; R\$ 2,2 bilhões aos municípios produtores ou confrontantes; R\$ 375,9 milhões ao Ministério de Minas e Energia; R\$ 94 milhões ao Ministério do Meio Ambiente; e R\$ 10,6 bilhões ao Fundo Social. Além disso, em 2020 foram destinados à Educação e Saúde 77,5 e 25,8 milhões, respectivamente.

Os principais estados beneficiários foram: Rio de Janeiro (R\$ 7 bilhões – 29,3% do valor total e 78,5% do total destinado aos estados); Espírito Santo (R\$ 997,1 milhões – 4,2% do valor total e 11,2% do valor destinado aos estados), e São Paulo (R\$ 881,6 milhões – 3,7% do valor total e 8,9% do valor destinado aos estados).

Entre os municípios beneficiários, destacaram-se Maricá/RJ (R\$ 843,1 milhões); Niterói/RJ (R\$ 740,8 milhões); Ilhabela/SP (R\$ 219,8 milhões); e Rio de Janeiro/RJ (R\$ 141,6 milhões).

#### **Tabela 2.20**

#### **Gráfico 2.10**

Em 2020, o pagamento pela ocupação ou retenção de 764 áreas totalizou R\$ 317,3 milhões. Do total de campos ou blocos ocupados, 300 encontravam-se na fase de exploração e foram responsáveis por 39,3% do pagamento; 65 estavam na etapa de desenvolvimento, respondendo por 8,5% do valor pago; e 399 encontravam-se na etapa de produção, correspondendo a 52,2% 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 2020, este pagamento somou R\$ 87,4 milhões. O montante foi distribuído a 2.193 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, 1.348, 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 2011 e 2020, o montante de recursos gerado foi de R\$ 13,6 bilhões. Em 2020, esse montante foi de R\$ 1,5 bilhão, valor 24,5% menor em relação a 2019, sendo 72,7% do total (R\$ 1,1 bilhão) 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.

Essa iniciativa, denominada Programa de Recursos Humanos da ANP (PRH-ANP), consiste na concessão de bolsas de estudo de graduação, mestrado e doutorado para instituições de ensino superior por meio de edital público. Também são concedidas bolsas de coordenador e pesquisador-visitante, que atuam no gerenciamento dos PRHs nas universidades. Os recursos para financiamento do programa são oriundos de duas fontes: o Fundo Setorial CT-Petro (Plano Nacional de Ciência e Tecnologia do Setor de Petróleo) e a Cláusula de PD&I da ANP.

De 2011 a 2020, foram investidos R\$ 192,7 milhões na concessão de bolsas de estudo e taxa de bancada. No ano de 2020, foram investidos 19,6 milhões de reais no PRH-ANP/MCT Nível Superior.

#### **Tabela 2.23**

## **Tabela 2.24**

## **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), recentemente alterado pelo Decreto nº 9.042/2019.

Até o ano de 2019, o cálculo era efetuado pela Portaria ANP nº 206/2000, cuja revisão culminou na Resolução ANP nº 703/2019. Entretanto, os métodos de cálculo não foram substituídos de imediato – há um período de quatro anos de transição no qual conviverão as duas metodologias, conforme o disposto no Decreto nº 2.705/1998, Capítulo IV, artigo 7º-B, § 1º. A ponderação entre os dois métodos de cálculo se dará de acordo com o artigo 11º da Resolução ANP nº 703/2019.

A partir de janeiro de 2020, não mais está sendo considerado o preço de venda na apuração do preço de referência do petróleo (Decreto nº 2.705/1998, artigo 7º), sendo contabilizado apenas o preço mínimo, conforme Portaria ANP nº 206/2000 e o preço de referência dado pela Resolução ANP nº 703/2019.

Já o preço de referência do gás natural para o cálculo das participações governamentais (royalties e outras participações), conforme determina o art. 8º do Decreto nº 2.705/1998, será igual à média ponderada dos preços de venda, livres dos tributos incidentes, acordados nos contratos de fornecimento, deduzidas as tarifas relativas ao transporte. Nos casos de inexistência de contratos de venda do gás natural produzido na área de concessão, na ausência da apresentação, pelo concessionário, de todas as informações requeridas pela ANP para a fixação do preço de referência, ou quando os preços de venda (ou as tarifas de transporte informadas) não refletirem as condições normais do mercado nacional, o preço de referência do gás natural será aquele fixado mensalmente pela Agência, calculado nos termos da Resolução ANP nº 40/2009.

Em 2020, o preço médio de referência do petróleo em reais foi de R\$ 190,90/barril e registrou queda de 14,9%; em dólares, houve redução de 33,2%, e ficou cotado a US\$ 38,46/barril. Já o preço de referência do gás natural em reais foi de R\$ 433,65/mil m<sup>3</sup>, com diminuição de 15,6%; em dólares, o preço fixou-se em US\$ 87,37/mil m<sup>3</sup>, com redução de 33,8%.

## **Tabela 2.25**

## **Tabela 2.26**

### **Refino e Processamento**

#### **2.9. Refino de Petróleo**

Em 2020, 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 77,2%.

Treze dessas refinarias pertencem à Petrobras e respondem por 98,6% da capacidade total, sendo a Replan (SP) a de maior capacidade instalada: 434 mil barris/dia ou 18% do total nacional. Manguinhos (RJ), Riograndense (RS), Univen (SP) e Dax Oil (BA) são refinarias privadas.

Em 2020, foi processada uma carga de 1,8 milhão de barris/dia pelo parque de refino nacional, total dividido entre 1,7 milhão de barris/dia de petróleo (97,4% da carga total) e 45,8 mil barris/dia de outras cargas (resíduos de petróleo, resíduos de terminais e resíduos de derivados). Houve um crescimento de

33,3 mil barris/dia (2%) no volume de petróleo processado em relação a 2019. O petróleo nacional teve alta de 6,5%, alcançando 1,6 milhão de barris/dia ou 90,6% do total processado, ao passo que o petróleo importado registrou queda expressiva de 35%, chegando a 120,4 mil barris/dia ou 6,8% do total processado.

**Tabela 2.27**

**Tabela 2.28**

**Tabela 2.29**

**Gráfico 2.13**

**Gráfico 2.14**

A Replan (SP) foi responsável pelo maior volume de carga processada no País: 308,5 mil barris/dia (17,4% do total). Em seguida vieram Rlam (BA), com 14% do volume de carga processada; Revap (SP), com 12,4%; e Reduc (RJ), com 10,3%. A Rnest (PE), que obteve autorização para operar em 2014, processou 101,5 mil barris/dia em 2020, elevação de aproximadamente 18% em relação ao ano anterior.

A Replan (SP) também foi a refinaria que mais processou petróleo nacional (18,4% do total), enquanto a Reduc (RJ) foi responsável por processar 48,8% de todo o petróleo importado. A Rlam foi a que processou maior volume de outras cargas (20,4%).

**Tabela 2.30**

**Gráfico 2.15**

Em 2020, as refinarias nacionais possuíam capacidade de armazenamento de 6,1 milhões de m<sup>3</sup> de petróleo e 12 milhões de m<sup>3</sup> 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 m<sup>3</sup>). Dessa capacidade, 1,9 milhão de m<sup>3</sup> (31,5% do total nacional) se localizava no estado de São Paulo e 1,1 milhão de m<sup>3</sup> (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 m<sup>3</sup>, respectivamente.

Em 2020, o Sudeste também foi a região com maior capacidade de armazenamento de derivados, intermediários e etanol, com 7,9 milhões de m<sup>3</sup> (66% do total), dos quais 5,1 milhões de m<sup>3</sup> (42,6%) no estado de São Paulo e 2 milhões de m<sup>3</sup> (16,4%) no Rio de Janeiro. A refinaria com maior capacidade de armazenamento foi a Replan (2 milhões de m<sup>3</sup>, 16,5%), seguida da Reduc (1,9 milhão de m<sup>3</sup>, 15,8%) e da Revap (1,7 milhão de m<sup>3</sup>, 14,5%), todas da Região Sudeste.

**Tabela 2.31**

## **2.10. Processamento de Gás Natural**

Em 2020, o gás natural foi processado em 15 polos produtores, que juntos somavam 107,7 milhões de m<sup>3</sup>/dia de capacidade nominal. A capacidade de processamento aumentou 0,5% em relação a 2019.

O volume total processado no ano foi de 21,2 bilhões de m<sup>3</sup> (58 milhões de m<sup>3</sup>/dia), correspondente a 53,8% da capacidade total instalada. Na comparação com 2019, o processamento de gás natural registrou queda de aproximadamente 7,5%.

Os polos de Cabiúnas, no Rio de Janeiro; Caraguatatuba, em São Paulo; Urucu, no Amazonas; e Cacimbas, no Espírito Santo, foram responsáveis por 87,3% do volume total de gás natural processado, respondendo, respectivamente, por 8,3 bilhões de m<sup>3</sup>; 4,5 bilhões de m<sup>3</sup>; 4,2 bilhões de m<sup>3</sup>; e 1,5 bilhão de m<sup>3</sup> do processamento de gás natural.

Como resultado do processamento de gás natural, os polos produziram 2,9 milhões de m<sup>3</sup> de GLP, 1,1 milhão de m<sup>3</sup> de C<sub>5</sub><sup>+</sup> (gasolina natural), 202,3 milhões de m<sup>3</sup> de etano, 881,8 mil m<sup>3</sup> de propano e 19,5 bilhões de m<sup>3</sup> 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

(26,8% do total), seguido do polo de Cabiúnas (24,1%). Os polos de Caraguatatuba e Cabiúnas responderam pelas maiores produções de C<sub>5</sub><sup>+</sup> (29% e 19,4%, respectivamente).

**Tabela 2.32**

**Tabela 2.33**

**Tabela 2.34**

**Tabela 2.35**

**Gráfico 2.16**

**Cartograma 2.1**

## **2.11. Produção de Derivados de Petróleo**

Em 2020, a produção brasileira de derivados de petróleo foi de 112 milhões de m<sup>3</sup>, 3,7 milhões de m<sup>3</sup> superior à de 2019. Desse volume, 107,8 milhões de m<sup>3</sup>, 96,2% 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 2.45 (Capítulo 2.11 – Industrialização do Xisto).

Os derivados energéticos corresponderam a 85,7% do total produzido, com 96,1 milhões de m<sup>3</sup>, após um aumento de 2,2% em relação a 2019. A produção dos não energéticos foi de 16 milhões de m<sup>3</sup>, após um aumento de 11,5% em comparação ao ano anterior.

Dos derivados energéticos, houve variação da produção de gasolina A (-7,4%), GLP (+0,4%), óleo combustível (+45,3%), óleo diesel (+3%), QAV (-45,1%) e querosene iluminante (+9,8%). Em 2020 foram produzidos 2,2 mil m<sup>3</sup> de gasolina de aviação e não houve produção de outros derivados energéticos.

No que se refere aos derivados não energéticos, houve queda na produção dos seguintes produtos: coque (-1,8%), óleo lubrificante (-19,7%), parafina (-40,7%) e outros derivados não energéticos (-15,6%). Por outro lado, houve alta na produção dos produtos a seguir: asfaltos (34,7%), nafta (38,3%) e solventes (1,6%).

**Tabela 2.36**

**Tabela 2.37**

**Gráfico 2.17**

**Gráfico 2.18**

**Gráfico 2.19**

As refinarias foram responsáveis pela produção de 104,3 milhões de m<sup>3</sup> de derivados. Aquelas que se localizam na Região Sudeste responderam por 61,8% (63,8 milhões de m<sup>3</sup>) desse volume, sendo as de São Paulo responsáveis por 40,6% (42,3 milhões de m<sup>3</sup>) da produção total.

A Replan (SP) produziu 20 milhões de m<sup>3</sup> de derivados, o equivalente a 19,2% da produção das refinarias. Além disso, foi a refinaria que mais produziu gasolina A (20,1% do total deste produto), óleo diesel (20,9% do total deste produto) e coque (32,9% do total deste produto). Também foi destaque na produção de derivados energéticos, com um total de 17,1 milhões de m<sup>3</sup>, correspondendo a 19% do total destes derivados.

A Revap (SP) foi a principal produtora de QAV (23%), enquanto a RPBC (SP) liderou a produção de solvente (40,7%). A Regap (MG) liderou a produção nacional de querosene iluminante (36,1% do total deste derivado) e asfalto (22% do total produzido).

Por sua vez, a Rlam (BA) foi a refinaria que mais produziu óleo combustível (28,4%) e parafina (80,2%).

Já a Reduc (RJ), maior produtora de derivados não energéticos (22,1%), destacou-se na produção de nafta (29,6%), óleo lubrificante (82,7%) e outros derivados não energéticos (34,9%). Também foi a refinaria que teve a maior produção de GLP, com 18,5% do total produzido deste derivado.

Em relação às centrais petroquímicas, sua produção atingiu menos de 1,4 milhão de m<sup>3</sup>, com redução de 8% em relação a 2019, sendo 88,8% da produção formada por gasolina A e 11,2% por GLP.

**Tabela 2.38**

**Tabela 2.39**

## **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 2020, em comparação com 2019, os preços médios ponderados de produtores e importadores de derivados, em reais, para o Brasil apresentaram as seguintes variações: gasolina A (-5,9%), óleo diesel (-16,4%); GLP (+2,5%); QAV (-8,2%); óleo combustível A1 (-3,8%), e óleo combustível B1 (+11,3%). Não houve comercialização de óleo combustível A2 em 2020.

**Tabela 2.40**

**Tabela 2.41**

**Tabela 2.42**

**Tabela 2.43**

**Tabela 2.44**

**Tabela 2.45**

**Tabela 2.46**

## **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 2020, o volume de xisto bruto processado foi de 1,6 milhão de toneladas, valor 8,1% superior ao de 2019.

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 2020, somou 10 mil toneladas, 48,8% maior do que em 2019. Já o volume de GLP obtido a partir do processamento do xisto teve aumento expressivo de 2.568%, atingindo 14,6 mil m<sup>3</sup>. O volume de óleo combustível aumentou 22,9% em relação ao ano anterior, totalizando 183,2 mil m<sup>3</sup>.

Quanto aos produtos não energéticos, a produção de nafta aumentou para 35,8 mil m<sup>3</sup>, com alta de 13%. Em 2020 não houve produção de outros derivados não energéticos.

#### **Tabela 2.47**

### **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 116 terminais autorizados em 2020, sendo 64 terminais aquaviários (com 1.673 tanques) e 52 terminais terrestres (com 563 tanques), totalizando 2.236 tanques. A capacidade nominal de armazenamento foi de cerca de 14,9 milhões de m<sup>3</sup>, dos quais 5,4 milhões de m<sup>3</sup> (36,2% do total) destinados ao petróleo, 9,1 milhões de m<sup>3</sup> (60,9% do total) aos derivados (exceto GLP) e ao etanol, e 440,2 mil m<sup>3</sup> (3% do total) ao GLP.

Os terminais aquaviários concentraram a maior parte da capacidade nominal de armazenamento (10,4 milhões de m<sup>3</sup>, 69,9% do total) e o maior número de tanques autorizados (74,8% do total).

#### **Tabela 2.48**

#### **2.15. Dutos**

Em 2020, o Brasil contava com 564 dutos destinados à movimentação de petróleo, derivados, gás natural e etanol, perfazendo 20 mil km. Destes, 176 dutos (14,2 mil km) foram destinados ao transporte e 388 (5,8 mil km) à transferência.

Para a movimentação de gás natural, havia 112 dutos, com extensão de 11,6 mil km, enquanto para os derivados eram 396 dutos, totalizando 5,8 mil km. Outros 29 dutos, com 2,3 mil km, destinavam-se à movimentação de petróleo. E os 386 km restantes, compostos por 27 dutos, eram reservados à movimentação de etanol.

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

#### **Tabela 2.49**

#### **Cartograma 2.2 Cartograma 2.3**

### **Comércio Exterior**

#### **2.16. Importação e Exportação de Petróleo**

Em 2020, o Brasil diminuiu sua necessidade de importação de petróleo em 28,9%, para 49,1 milhões de barris de petróleo, o que correspondeu a um decréscimo de 20 milhões de barris.

As regiões que mais exportaram petróleo para o Brasil foram o Oriente Médio e a América do Norte, com 22,3 milhões de barris (45,3% do total; alta de 18,7%) e 15,2 milhões de barris (31% do total; queda de 22%), respectivamente. A África, desta vez, assumiu a terceira posição no *ranking* de exportações para o Brasil, com 10,3 milhões de barris, correspondentes a 20,3% do óleo total importado, com redução de 62,1%.

Os países dos quais o Brasil mais importou petróleo foram a Arábia Saudita (20,3 milhões de barris, 41,2% do total, com diminuição de 17,3%, ou 4,2 mil barris) e os Estados Unidos (15,2 milhões de barris, 31% do

total, com alta de 2,4 milhões de barris, equivalente a 18,7%). Na Europa, a Noruega continuou sendo o único país que exportou petróleo para o Brasil em 2020: 908 mil barris, ou 1,8% do total, após alta de 42,2%. As regiões Comunidade dos Estados Independentes e Ásia-Pacífico não exportaram petróleo para o Brasil em 2020.

O dispêndio com as importações de petróleo teve nova queda de 43,8%, totalizando aproximadamente US\$ 2,6 bilhões em 2020. Parte dessa diminuição se deveu à queda no preço médio do barril importado, que atingiu US\$ 53,20, valor 21% menor que em 2019.

#### **Tabela 2.50**

#### **Gráfico 2.20**

#### **Gráfico 2.21**

As exportações brasileiras de petróleo tiveram novo aumento em 2020, de 16,9%, alcançando o maior valor da série histórica: 500,4 milhões de barris. Porém, a receita gerada foi 18,3% menor que em 2019, fixando-se em US\$ 19,6 bilhões, enquanto o preço médio do barril passou de US\$ 56,09 para US\$ 39,20, registrando queda de 30,1%.

O principal destino das exportações brasileiras em 2020 foi novamente a região Ásia-Pacífico, com 367,8 milhões de barris (73,5% do volume total), após crescimento de 22,7% em comparação a 2019. Em seguida, aparece a Europa, com 66,8 milhões de barris (13,4% do volume total), aumento expressivo de 99,7% em relação a 2019. A América do Norte importou do Brasil 36 milhões de barris, ou 7,2% do total, após queda de 40%. Mais uma vez, registrou-se diminuição de 19,9% nas exportações para as Américas Central e do Sul, que alcançaram 27,9 milhões de barris, correspondendo a 5,6% do volume total. Por fim, completa a lista de regiões contempladas com petróleo brasileiro a África, com aproximadamente 2 milhões de barris, representando 0,4% do total.

Por países, a China continua sendo isoladamente o maior importador de petróleo do Brasil, com volume de 292 milhões de barris (58,4% do total).

#### **Tabela 2.51**

#### **Tabela 2.52**

#### **Gráfico 2.22**

#### **Gráfico 2.23**

#### **Cartograma 2.4**

### **2.17. Importação e Exportação de Derivados de Petróleo**

Em 2020, o volume de derivados de petróleo importado pelo Brasil diminuiu 17,3% em relação a 2019, totalizando 28,3 milhões de m<sup>3</sup>. O dispêndio com a importação diminuiu 40,9%, situando-se em US\$ 8,3 bilhões.

Os derivados energéticos representaram 70,8% do volume importado, após queda de 11,3% em relação a 2019, atingindo 20 milhões de m<sup>3</sup>. A importação de não energéticos teve queda de 29%, situando-se em cerca de 8,3 milhões de m<sup>3</sup>. Dentre os derivados energéticos, os importados em maior volume foram óleo diesel, gasolina A e GLP, representando, respectivamente, 42,4%, 14% e 12,8% da importação total. Dentre os não energéticos, a nafta mais uma vez se sobressaiu com participação de 13,6%, e da mesma forma o coque, com participação de 9%. As maiores elevações em termos volumétricos ocorreram no solvente (339,78 mil m<sup>3</sup>), no óleo lubrificante (87,9 mil m<sup>3</sup>) e na parafina (62,6 mil m<sup>3</sup>), enquanto a nafta teve a maior redução de importação (3,8 milhões de m<sup>3</sup>), seguido pelo diesel (1 milhão de m<sup>3</sup>).

Com relação ao dispêndio com as importações, os montantes gastos com óleo diesel e gasolina A foram os mais expressivos: respectivamente, US\$ 4 bilhões e US\$ 1,2 bilhão.

As importações originaram-se das seguintes regiões: América do Norte (74% do total), com destaque para os Estados Unidos (74%); Europa (9,1%), com destaque para Espanha (3,8%); América Central e do Sul (5,8%); África (3,7%); Ásia-Pacífico (3,4%), Oriente Médio (3,3%), e Comunidade dos Estados Independentes (0,7%).

Os Estados Unidos foram o principal exportador para o Brasil de todos os derivados: coque (99,2% do total importado deste derivado), óleo diesel (81,5% do total importado deste derivado), GLP (75% do total importado deste derivado), lubrificante (69,6% do total importado deste derivado), gasolina A (88,7% do total importado deste derivado), solvente (67,3% do total importado deste derivado), QAV (74,9% do total importado deste derivado), nafta (23,9% do total importado deste derivado) e outros derivados (17,9% do total importado).

**Tabela 2.53**

**Tabela 2.54**

**Gráfico 2.24**

**Gráfico 2.25**

**Gráfico 2.26**

Em 2020, a exportação de derivados de petróleo somou 17,8 milhões de m<sup>3</sup>, um aumento de 29,9% em relação a 2019. Os derivados energéticos representaram 93,3% do total exportado, com destaques para o óleo combustível e a gasolina A, representando 72,6% e 13,3% do total, respectivamente. Em seguida veio o QAV, correspondendo a 5,6% do que foi exportado. A receita total das exportações somou US\$ 5,3 bilhões, montante 13,6% inferior ao de 2019.

O principal destino dos derivados de petróleo brasileiros foi a região Ásia-Pacífico, com 54,9% do total. Em seguida, as regiões Europa, América do Norte, Américas Central e do Sul, África e Oriente Médio, que importaram, respectivamente, 17,3%, 15,7%, 6,9%, 3,9% e 1,4% do total.

Por países, Cingapura e Estados Unidos continuaram sendo os maiores importadores de derivados do Brasil, com 8,5 milhões de m<sup>3</sup>, 47,7% do total exportado, e 2,7 milhões de m<sup>3</sup>, 15,1% do total, respectivamente. O derivado que o Brasil mais exportou para Cingapura foi o óleo combustível (65,4% do total exportado deste derivado), enquanto as exportações para os EUA se concentraram em gasolina A (77,8% do total exportado deste derivado), solvente (75,4% do total exportado deste derivado), coque (24,1% do total exportado deste derivado), diesel (14,3% do total exportado deste derivado) e outros derivados (21,4% do total exportado).

**Tabela 2.55**

**Tabela 2.56**

**Tabela 2.57**

**Gráfico 2.27**

**Gráfico 2.28**

**Cartograma 2.5**

## **2.18. Superavit Externo de Petróleo e seus Derivados**

Em 2020, o Brasil ampliou o *superavit* no comércio internacional de petróleo e derivados, já alcançado em 2012 e mantido no período 2015-2020, pois a exportação líquida de petróleo, em volume, superou a importação líquida de derivados, como pode ser visto na tabela 2.58.

**Tabela 2.58**

**Gráfico 2.29**

## **2.19. Importação e Exportação de Gás Natural**

As importações brasileiras de gás natural diminuíram em 20,1% em comparação a 2019, totalizando 7,9 bilhões de m<sup>3</sup>, dos quais 6,6 bilhões de m<sup>3</sup> (83,2% do total) foram provenientes da Bolívia. O volume restante correspondeu a importações de Gás Natural Liquefeito (GNL).

O dispêndio com a importação de gás natural foi de US\$ 1 bilhão, queda de 30,1% em relação a 2019, a um valor médio de US\$ 160,28/mil m<sup>3</sup>, 26,5% mais alto que em 2019. Por sua vez, o dispêndio com GNL também registrou queda acentuada, de 67,8%, fixando-se em US\$ 202,7 milhões, a um valor médio de US\$ 153,15/mil m<sup>3</sup>, 25,5% menor que no ano anterior. Os principais países fornecedores de GNL para o Brasil foram Estados Unidos, Trinidad e Tobago e Argentina.

Em 2020, o Brasil não exportou GNL.

**Tabela 2.59**

**Tabela 2.60**

**Tabela 2.61**

**Tabela 2.62**