

SEÇÃO 2 – Indústria Nacional do Petróleo e do Gás Natural

Exploração e Produção

- 2.1 Blocos e Campos em Produção e em Desenvolvimento sob Concessão
- 2.2 Atividade Exploratória
- 2.3 Reservas
- 2.4 Produção
- 2.5 Participações Governamentais e de Terceiros
- 2.6 Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação e Formação de Recursos Humanos
- 2.7 Preços de Referência do Petróleo e do Gás Natural

Refino e Processamento

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

Industrialização do Xisto

- 2.12 Industrialização do Xisto

Movimentação de Petróleo, seus Derivados, Etanol e Gás Natural

- 2.13 Terminais
- 2.14 Dutos

Comércio Exterior

- 2.15 Importação e Exportação de Petróleo
- 2.16 Importação e Exportação de Derivados de Petróleo
- 2.17 Dependência Externa de Petróleo e seus Derivados
- 2.18 Importação e Exportação de Gás Natural

O desempenho da indústria de petróleo e gás natural no Brasil em 2019 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 seis capítulos. O primeiro mostra a situação vigente, em 31 de dezembro de 2019, 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.

Em seguida, o quinto capítulo divulga os montantes das participações pagas pelos concessionários de exploração e produção de petróleo e gás natural e o sexto capítulo apresenta as informações relativas ao volume de recursos destinados a pesquisa, desenvolvimento e inovação e à formação de recursos humanos.

Finalmente, o sétimo 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*; *Dependência Externa 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 da dependência externa 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 2019, 729 áreas estavam sob contratos: 272 blocos na fase de exploração, 77 campos em desenvolvimento da produção e 380 campos na etapa de produção.

Dos blocos em fase de exploração, 141 se localizavam em mar e 130 em terra e um em terra e mar. Três foram concedidos na Segunda Rodada de Licitações; três na Terceira; um na Quarta; cinco na Quinta; 21 na Sexta; 26 na Sétima; 14 na Oitava; sete na 10ª; 68 na 11ª, 38 na 12ª, 19 na 13ª, 32 na 14ª, e 23 na 15ª 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 de Licitações de Partilha, um na Segunda, três na Terceira, três na Quarta e quatro na Quinta Rodada.

Em 2019, dos 272 blocos exploratórios sob concessão, a Petrobras tinha participação em 113, dos quais 39 eram concessões exclusivas a essa empresa, e outras 74 em parceria. Destaca-se também os 19 blocos operados pela Petra Energia, sendo 15 em operação exclusiva. A Rosneft operava 13 blocos na Bacia do Solimões, a Eneva, 13 blocos na bacia do Parnaíba e a Tog Brasil, 10 blocos localizados na Bacia de Alagoas e na Bacia do Recôncavo.

Ao longo de 2019, a ANP aprovou cinco Planos de Avaliação de Descoberta (PADs) e recebeu quatro Declarações de Comercialidade, referentes às áreas de Bacalhau e Bacalhau Norte, na Bacia de Santos, Gavião Carijó, na Bacia do Parnaíba, e Iraí, na Bacia do Tucano Sul. Em 2019, foram devolvidos ainda 54 blocos, todos sob o regime de concessão.

Do total de 77 campos na etapa de desenvolvimento, 34 eram marítimos e 43 terrestres. Deste montante, a Petrobras possuía 100% dos contratos de 27 campos e participação em cinco campos. Outras empresas que possuem contratos, consorciadas ou não entre si e com a Petrobras, são: Alvorada, Barra Bonita, Barra Energia, BP Energy, Brasoil Manati, BW Offshore, CNODC Brasil, CNOOC Petroleum, Equinor Brasil, Enauta, Energizzi, Eneva, Equinor, Espigão, ExxonMobil, Geopark, Guindastes, Imetame, Karoon, Máxima 07, Newo, Nord, NTF, Oeste de Canoas, Oil Group, OP Energia, Petroborn, Petrogal Brasil, Petroil, Petromais, Petrosynergy, Petro-Victory, Sinochen Petróleo, Shell Brasil, Total E&P do Brasil, Ubuntu Engenharia e Vipetro.

Com relação aos 380 campos em fase de produção, dos quais 101 em mar e 279 em terra, a Petrobras era a única contratada em 250 deles, e operadora do consórcio de outros 17 campos. No mar, iniciaram a produção os campos de Berbigão, Tambuatá e Sul de Lula, na bacia de Santos. O campo de Tambuatá passou a ter produção atribuída após a aprovação pela ANP do CIP (Compromisso de Individualização da produção) com o campo de Búzios, assim como o campo de Sul de Lula que também passou a ter produção atribuída após a aprovação pela ANP do AIP (Acordo de Individualização da Produção) com o campo de Lula. Em terra, iniciaram a produção em 2019 os campos marginais de Iraí (bacia de Tucano Sul), Urutau (bacia Potiguar) e Itaparica (bacia do Recôncavo).

Além disso, as seguintes plataformas iniciaram operação no ano de 2019: P-67 (campo de Lula/Sul de Lula), P-68 (campo de Berbigão), P-76 e P-77 (campo de Búzios/Tambuatá).

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, 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 empresas de aquisição de dados (EAD). Além destes, temos os dados de fomento que são os adquiridos pela ANP, 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 2019, foram adquiridos cerca de 633 km lineares em dados sísmicos 2D exclusivos e 9 mil km em dados não exclusivos. Por meio da sísmica 3D, houve aquisição de 1 mil km em dados exclusivos, com queda de 24,4% com relação a 2018, e de 70,8 mil km² de dados não exclusivos, com um crescimento de 89%.

No que se refere aos métodos potenciais, por meio da gravimetria, foram mapeados 16,9 mil km de dados não exclusivos, e, por meio de magnetometria, foram mapeados 14,4 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 2019.

Tabela 2.1

Foram perfurados 208 poços em 2019, sendo 142 em terra (68,3% do total) e 66 no mar, mesma quantidade do ano anterior. O número total de poços perfurados teve aumento de 11,2% em comparação a 2018. Em terra, houve alta de 17,4% no número de poços perfurados.

Foram realizadas quinze descobertas em terra e oito em mar, em 2019.

A maior parte das perfurações – 58,2% do total - foi de poços exploratórios: 121.

Poços exploratórios são aqueles que visam à descoberta de novos campos ou novas jazidas de petróleo e são divididos em:

- **Pioneiro:** visa testar a ocorrência de petróleo ou gás natural em um ou mais objetivos de um prospecto geológico, baseado em indicadores obtidos por métodos geológicos ou geofísicos;
- **Estratigráfico:** poço perfurado com a finalidade de se conhecer a coluna estratigráfica de uma bacia e obter outras informações geológicas de subsuperfície;
- **Extensão:** visa delimitar a acumulação de petróleo ou gás natural em um reservatório, podendo ser perfurado em qualquer fase do contrato de concessão;
- **Pioneiro Adjacente:** poço cujo objetivo é testar a ocorrência de petróleo ou gás natural em área adjacente a uma descoberta;
- **Para Jazida Mais Rasa:** destina-se a testar a ocorrência de jazidas mais rasas em determinada área;
- **Para Jazida Mais Profunda:** visa testar a ocorrência de jazidas mais profundas em determinada área.

Poços exploratórios servem para extrair o óleo da rocha reservatório, podendo ser:

- **De Produção:** poço que visa drenar uma ou mais jazidas de um campo; e

- **De Injeção:** destinado à injeção de fluidos visando melhorar a recuperação de petróleo ou de gás natural ou manter a energia do reservatório.

Poços especiais visam permitir uma operação específica que não se enquadra nas situações anteriormente definidas como, por exemplo, os poços para produção de água necessária em uma instalação.

Tabela 2.2

2.3. Reservas

No fim de 2019, as reservas totais de petróleo do Brasil foram contabilizadas em 21,8 bilhões de barris, volume 10,3% menor que em 2018. Por sua vez, as reservas provadas totalizaram 12,7 bilhões de barris, queda de 5,4% em relação a 2018, das quais 457,6 milhões de barris em terra e 12,3 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 de Amazonas, Maranhão, Ceará, Alagoas, Sergipe, Bahia, Espírito Santo, Rio de Janeiro e São Paulo tiveram redução em suas reservas. Já o estado do Rio Grande do Norte apresentou leve crescimento em suas reservas, de 0,2%. O estado do Rio de Janeiro se manteve como o maior detentor de reservas provadas, contabilizando 85% do total. Todas as reservas provadas do estado do Rio de Janeiro localizam-se no mar.

Em 2019, o Brasil ocupou a 15ª 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 1,3% em 2019, totalizando 364 bilhões de m³. As reservas em terra apresentaram queda de 2,5%, para 68,1 bilhões de m³. Da mesma forma, as reservas em mar caíram 1,1%, para 295,9 bilhões de m³. Já as reservas totais de gás natural diminuíram 3,7%, na comparação anual, e somaram 549 bilhões de m³ em 2019.

Dentre os estados, o destaque é o Rio de Janeiro, cujas reservas provadas de gás natural alcançaram 234 bilhões de m³, 64,3% do total das reservas nacionais em 2019.

O País ocupou a 32ª colocação no ranking mundial das maiores reservas provadas de gás natural em 2019.

Tabela 1.6

Tabela 2.5

Tabela 2.6

Gráfico 2.3

Gráfico 2.4

2.4. Produção

Em 2019, a produção nacional de petróleo apresentou alta de 7,8% na comparação anual, atingindo 1 bilhão de barris (média de 2,8 milhões de barris por dia).

A produção de petróleo no pré-sal passou de 521,5 milhões de barris em 2018 para 634 milhões de barris em 2019, alcançando, na média, a marca de 1,7 milhão de barris/dia no ano. O pré-sal representou 62,3% da produção nacional total.

A produção em mar correspondeu a 96,3% do total. O Rio de Janeiro manteve a liderança da produção total do País, sendo responsável por 75,3% da produção total, com produção média de 2,1 milhão de barris/dia em 2019.

Mesmo com uma queda de 7,7%, o estado de São Paulo – de onde vem parte da produção do pré-sal – foi o segundo maior produtor nacional, com 294,4 mil barris/dia de produção média em 2019. Desta vez, o estado do Espírito Santo foi o terceiro maior produtor, com média de 287,6 mil barris/dia, tendo sofrido queda de 14,2% em relação ao ano anterior.

De 7.205 poços – decréscimo de 2,1% em relação a 2018 – foi extraída toda a produção nacional de petróleo e gás natural em 2019. Destes, sendo 6.575 em terra e 630 em mar.

Em 2019, foram produzidas no Brasil 74 correntes de petróleo com densidade média de 27,3 graus API e teor de enxofre de 0,5% em peso.

A relação reserva/produção (R/P) de petróleo apresentou diminuição de 14,2 anos, em 2018, para 12,5 anos em 2019, em função da queda das reservas e aumento na produção.

O Brasil ficou na 10ª colocação do ranking mundial de produtores de petróleo.

A produção de líquido de gás natural (LGN) foi de 37,7 milhões de barris, 3,8% menor que a de 2018. Destaca-se a elevação de 3,8% da produção do estado do Espírito Santo e de 1,4% no estado de São Paulo, o qual se manteve pelo quarto ano consecutivo como o maior produtor nacional, com 19,3 milhões de barris. O Amazonas continuou sendo o segundo maior estado produtor, com volume de 6 milhões de barris – 3,7% menor que o ano anterior. Os dois maiores estados produtores representaram 67,1% da produção nacional em 2019. Os estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo, com 5,7 e 4,3 milhões de barris, respectivamente, também apresentaram produção relevante de LGN no ano.

Em 2019, a Petrobras manteve-se como a concessionária que mais produziu petróleo e gás natural: 74,1% e 75% de participação no total, respectivamente, participação maior em relação ao ano anterior (73,5% e 73,4%). Como operadora, a produção da Petrobras representou 93,2% 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 9,5%, totalizando 44,7 bilhões de m³ em 2019. Na década 2010-2019, a produção nacional de gás natural apresentou crescimento médio de 6,9% ao ano e acumulado de 95%.

De campos em mar vieram 81,4% do gás natural produzido no País, totalizando 36,4 bilhões de m³, aumento anual de 10,9%. Já a produção em terra cresceu 3,6% para 8,3 bilhões de m³.

Com relação à produção de gás natural em mar, o maior volume de crescimento novamente se deu no estado do Rio de Janeiro, passando de 20,2 bilhões de m³ em 2018 para 25 bilhões de m³ em 2019, aumento de 23,7%, (55,9% da produção nacional e 68,6% da produção em mar). No estado de São Paulo, segundo maior produtor nacional, houve crescimento de 4,1%, passando de 6,4 bilhões de m³ em 2018 para 6,7 bilhões de m³ em 2019.

Em terra, o estado do Amazonas manteve a liderança da produção, com 5,6 bilhões de m³, crescimento de 6,8% em 2019. Com uma produção média de 15,3 milhões de m³/dia, o estado foi responsável por 12,5% do volume total produzido no País.

A produção no pré-sal teve crescimento de 23,3% em 2019, atingindo 25,9 bilhões de m³, representando 57,9% da produção total.

Assim como no caso do petróleo, a relação reserva/produção (R/P) de gás natural baixou de 9 anos em 2018 para 8,1 anos em 2019.

Em 2019, o Brasil estava na 31ª 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 2019, o gás associado representou 81,6% (36,5 bilhões de m³), cujo volume de produção em relação a 2018 subiu 12,7%. O Rio de Janeiro continuou liderando a produção, com 24,5 bilhões de m³ (67,3% do total de gás associado produzido).

A produção de gás não associado alcançou 8,2 bilhões de m³ em 2019, representando redução anual de 3%. São Paulo, Bahia e Maranhão foram os estados com maior produção: 2,5, 1,6 e 1,4 bilhão de m³, respectivamente.

Em 2019, 3,6% da produção total foi queimada ou perdida, e 35,3%, reinjetada. Em comparação a 2018, o volume de queimas e perdas teve aumento de 17% e o de reinjeção cresceu 23,1%. O aproveitamento do gás natural produzido alcançou 61,1% em 2019.

Tabela 2.14

Tabela 2.15

Tabela 2.16

2.5. 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 2019, foram arrecadados R\$ 23,5 bilhões em royalties, valor 0,4 % acima do registrado em 2018. Deste montante, 27,9% destinaram-se aos estados produtores ou confrontantes; 34,3% aos municípios produtores ou confrontantes; 25% à União, divididos entre Comando da Marinha (5,4%), Ministério da Ciência e Tecnologia (4,3%) e Fundo Social (15,2%); 8,4% ao Fundo Especial dos Estados e Municípios; e 4,3% à Educação e Saúde. Ao estado do Rio de Janeiro, maior produtor nacional de petróleo e de gás natural, juntamente com seus municípios, destinaram-se 39,5% do total arrecadado no País a título de royalties, cabendo à esfera estadual 19,2% desse percentual.

Tabela 2.17

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 9,8% superior à de 2018, atingindo R\$ 32,5 bilhões. Deste valor, conforme definido pela lei, couberam R\$ 12,6 bilhões aos estados produtores ou confrontantes; R\$ 3,2 bilhões aos municípios produtores ou confrontantes; R\$ 1,6 bilhões ao Ministério de Minas e Energia; R\$ 407,9 milhões ao Ministério do Meio Ambiente; e R\$ 13,7 bilhões ao Fundo Social. Além disso, em 2019 foram destinados à Educação e Saúde 38,3 e 12,8 milhões, respectivamente.

Os principais estados beneficiários foram: Rio de Janeiro (R\$ 8,9 bilhões – 27,3% do valor total e 70,7% do total destinado aos estados); Espírito Santo (R\$ 2 bilhões – 3,7% do valor total e 16,2% do valor destinado aos estados), e São Paulo (R\$ 1,6 bilhão – 4,9% do valor total e 12,6% do valor destinado aos estados).

Entre os municípios beneficiários, destacaram-se Maricá/RJ (R\$ 967,5 milhões); Niterói/RJ (R\$ 851 milhões); Ilhabela/SP (R\$ 395,8 milhões); e Presidente Kennedy/ES (R\$ 173,3 milhões).

Tabela 2.18

Gráfico 2.10

Em 2019, o pagamento pela ocupação ou retenção de 747 áreas totalizou R\$ 299,8 milhões. Do total de campos ou blocos ocupados, 320 encontravam-se na fase de exploração e foram responsáveis por 28,5% do pagamento; 51 estavam na etapa de desenvolvimento, respondendo por 1,4% do valor pago; e 376 encontravam-se na fase de produção, correspondendo a 70,1% do pagamento total.

Tabela 2.19

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 2019, este pagamento somou R\$ 104,1 milhões. O montante foi distribuído a 2.197 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, 1.307, que corresponderam a 13% do total arrecadado.

Tabela 2.20

Gráfico 2.11

2.6. 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 2010 e 2019, o montante de recursos gerado foi de R\$ 12,9 bilhões. Em 2019, esse montante foi de R\$ 1,9 bilhões, valor 4,6% menor em relação a 2018, sendo 74,6% do total (R\$ 1,4 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 2010 a 2019, foram investidos R\$ 202,2 milhões na concessão de bolsas de estudo e taxa de bancada. No ano de 2019, foram investidos 12 milhões de reais no PRH-ANP/MCT Nível Superior.

Tabela 2.21

Tabela 2.22

Gráfico 2.12

2.7. 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 9.042/2018.

Até o ano de 2018, o cálculo era efetuado pela Portaria ANP nº 206/2000, cuja revisão culminou na Resolução ANP nº 703/2018. 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 703/2018.

A partir de janeiro de 2019, 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 703/2018.

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 2.705/98, 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 2019, o preço médio de referência do petróleo em reais registrou queda de 2,4%; em dólares, houve redução de 10,8%, e ficou cotado a US\$ 57,59/barril. Já o preço de referência do gás natural apresentou queda de 12,9% em reais e queda de 20,3% em dólares, fixando-se em US\$ 145,69/mil m³. Em reais, os preços médios de referência do petróleo e do gás natural foram de R\$ 224,84/barril e R\$ 567,45/mil m³, respectivamente.

Tabela 2.23

Tabela 2.24

Refino e Processamento

2.8. Refino de Petróleo

Em 2019, o parque de refino brasileiro contava com 17 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 76,5%.

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 2019, 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 (96,7% da carga total) e 58 mil barris/dia de outras cargas (resíduos de petróleo, resíduos de terminais e resíduos de derivados). Houve um crescimento de 31,8 mil barris/dia (1,9%) no volume de petróleo processado em relação a 2018, dos quais menos 15,8 mil barris/dia de petróleo nacional e 16 mil barris/dia de petróleo importado. Do petróleo total processado, 89% eram de origem nacional e 11% importada.

Tabela 2.25

Tabela 2.26

Tabela 2.27

Gráfico 2.13

Gráfico 2.14

A Replan (SP) foi responsável pelo maior volume de carga processada no País: 330,1 mil barris/dia (18,9% do total). Em seguida vieram Rlam (BA), com 12,9% do volume de carga processada; Reduc (SP), com 11%; e Revap (RJ), com 10,7%. A Rnest (PE), que obteve autorização para operar em 2014, processou 83,3 mil barris/dia em 2019, elevação de 5,7% em relação ao ano anterior.

A Replan (SP) também foi a refinaria que mais processou petróleo nacional (19,9% do total), enquanto a Reduc foi responsável por processar 38,4% de todo petróleo importado. A Rlam foi a que processou maior volume de outras cargas (34%).

Tabela 2.28

Gráfico 2.15

Em 2019, as refinarias nacionais possuíam capacidade de armazenamento de 6,7 milhões de m³ de petróleo e 11,2 milhões de m³ de derivados de petróleo, intermediários e etanol.

As oito refinarias da Região Sudeste concentraram, juntas, 59,6% da capacidade nacional de armazenamento de petróleo (4 milhões de m³). Dessa capacidade, 2,3 milhões de m³ (33,9% do total nacional) se localizavam no estado de São Paulo e 1,2 milhão de m³ (17,7% do total) no Rio de Janeiro. As refinarias com maior capacidade de armazenamento eram Reduc (RJ) e Replan (SP), com aproximadamente 1 milhão de m³ e 877 mil m³, respectivamente.

Em 2019, o Sudeste também foi a região com maior capacidade de armazenamento de derivados, intermediários e etanol, com 7,3 milhões de m³ (65,2% do total), dos quais 4,8 milhões de m³ (43,2%) no estado de São Paulo e 2,5 milhões de m³ (22%) no Rio de Janeiro. A refinaria com maior capacidade de armazenamento foi a Replan (1,9 milhão de m³, 16,8%), seguida da Reduc (1,7 milhão de m³, 15,3%) e Revap (1,7 milhão de m³, 14,8%) todas da Região Sudeste.

Tabela 2.29

2.9. Processamento de Gás Natural

Em 2019, o gás natural foi processado em 14 polos produtores, que juntos somavam 107,2 milhões de m³/dia de capacidade nominal. A capacidade de processamento aumentou em 12,1% em relação a 2018.

O volume total processado no ano foi de 22,9 bilhões de m³ (61,4 milhões de m³/dia), correspondente a 64,2% da capacidade total instalada. Na comparação com 2018, o processamento de gás natural registrou alta de 2,2%.

Os polos de Cabiúnas, no Rio de Janeiro; Caraguatatuba, em São Paulo; Urucu, no Amazonas; e Cacimbas, no Espírito Santo, foram responsáveis por 82,3% do volume total de gás natural processado, respondendo, respectivamente, por 7,2 bilhões de m³; 5,4 bilhões de m³; 4,5 bilhões de m³; e 1,8 bilhões de m³ do processamento de gás natural.

Como resultado do processamento de gás natural, os polos produziram 3,3 milhões de m³ de GLP, 1,2 milhão de m³ de C₅⁺ (gasolina natural), 282,9 mil m³ de etano, 783,3 mil m³ de propano e 21 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 97,3% de propano. O polo de Urucu foi o que mais produziu GLP (24,5% do total), seguido do polo de Reduc (20,9%). Os polos de Caraguatatuba e Reduc responderam pelas maiores produções de C₅⁺ (29,5% e 20,7%, respectivamente).

Tabela 2.30

Tabela 2.31

Tabela 2.32

Tabela 2.33

Gráfico 2.16

Cartograma 2.1

2.10. Produção de Derivados de Petróleo

Em 2019, a produção brasileira de derivados de petróleo foi de 108,1 milhões de m³, 17,1 mil m³ superior à de 2018. Desse volume, 104,3 milhões de m³, 96,4% 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 86,3% do total produzido, com 89,9 milhões de m³, após uma redução de 0,3% em relação a 2018. A produção dos não energéticos foi de 14,3 milhões de m³, após um aumento de 2,1% em comparação ao ano anterior.

Dos derivados energéticos, houve variação da produção de gasolina A (+0,5%), GLP (-1,6%), óleo combustível (+10%), óleo diesel (-2,3%), QAV (-4,9%) e querosene iluminante (+5,3%). Em 2019 não houve produção de gasolina de aviação nem de outros derivados energéticos.

No que se refere aos derivados não energéticos, houve queda na produção dos seguintes produtos: asfalto (9,4%), coque (1,3%), óleo lubrificante (6,1%), parafina (1,6%) e solventes (5,6%). Por outro lado, houve alta na produção dos produtos a seguir: Nafta (10,7%) e outros derivados não energéticos (6,3%).

Tabela 2.34

Tabela 2.35

Gráfico 2.17

Gráfico 2.18

Gráfico 2.19

As refinarias foram responsáveis pela produção de 104,3 milhões de m³ de derivados. Aquelas que se localizam na Região Sudeste responderam por 61,8% (63,8 milhões de m³) desse volume, sendo as de São Paulo responsáveis por 40,6% (42,3 milhões de m³) da produção total.

A Replan (SP) produziu 20 milhões de m³ 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 m³, 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 m³, com redução de 8% em relação a 2018, sendo 88,8% da produção formada por gasolina A e 11,2% por GLP.

Tabela 2.36

Tabela 2.37

2.11. 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 2019, em comparação com 2018, os preços médios ponderados de produtores e importadores de derivados, em reais, para o Brasil apresentaram as seguintes variações: gasolina A (-1,6%), óleo diesel (+2,8%); GLP (+0,8%); QAV (+0,6%); óleo combustível A1 (+4,5%), e óleo combustível B1 (+16,2%). Não houve comercialização de óleo combustível A2 em 2019.

Tabela 2.38

Tabela 2.39

Tabela 2.40

Tabela 2.41

Tabela 2.42

Tabela 2.43

Tabela 2.44

Industrialização do Xisto

2.12. 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 2019, o volume de xisto bruto processado foi de 1,5 milhão de toneladas, valor 13,7% inferior ao de 2018.

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 2019, somou 6,7 mil toneladas, 16,7% maior do que em 2018. Já o volume de GLP obtido a partir do processamento do xisto teve queda expressiva de 93%, atingindo 545 m³, enquanto o de óleo combustível teve queda de 53,4%, para 149,1 mil m³.

Quanto aos produtos não energéticos, a produção de nafta diminuiu para 31,7 mil m³, queda anual de 16,3%. Em 2019 não houve produção de outros derivados não energéticos.

Tabela 2.45

Movimentação de Petróleo, seus Derivados, Etanol e Gás Natural

2.13. Terminais

Para viabilizar a movimentação de petróleo, derivados e etanol no território nacional, o Brasil dispunha de 114 terminais autorizados em 2019, sendo 63 terminais aquaviários (com 1.626 tanques) e 51 terminais terrestres (com 561 tanques), totalizando 2.187 tanques. A capacidade nominal de armazenamento foi de cerca de 14,6 milhões de m³, dos quais 5,4 milhões de m³ (37% do total) destinados ao petróleo, 8,7 milhões de m³ (59,8% do total) aos derivados e ao etanol (exceto GLP), e 478,1 mil m³ (3,3% do total) ao GLP.

Os terminais aquaviários concentravam a maior parte da capacidade nominal de armazenamento (9,9 milhões de m³, 67,9% do total) e o maior número de tanques autorizados (70,1% do total).

Tabela 2.46

2.14. Dutos

Em 2019, o Brasil contava com 530 dutos destinados à movimentação de petróleo, derivados, gás natural e etanol, perfazendo 21,6 mil km. Destes, 172 dutos (15,1 mil km) foram destinados ao transporte e 378 (6,5 mil km) à transferência.

Para a movimentação de gás natural, havia 110 dutos, com extensão de 11,7 mil km, enquanto para os derivados eram 369 dutos, totalizando 6,8 mil km. Outros 32 dutos, com 2,7 mil km, destinavam-se à movimentação de petróleo. E os 378 km restantes, compostos por 19 dutos, eram reservados à movimentação de etanol.

As variações das informações da tabela 2.47, em 2019, com relação aos anos anteriores, ocorreu em função de uma revisão e atualização de todo o cadastro de dutos, refletindo as autorizações publicadas pela ANP.

Essa revisão identificou, ainda, que muitos trechos de dutos haviam sido cadastrados como dutos individuais, o que gerava um quantitativo ampliado do número de dutos. Por esse motivo, os dados publicados apresentam redução no quantitativo de dutos de transferência de derivados.

Cabe destacar que os dutos de transferência de derivados também apresentaram redução na extensão total. Isso porque, em anos anteriores, alguns dutos de petróleo foram também autorizados a movimentar derivados, mesmo que eventualmente, sendo também contabilizados como dutos de derivados. Neste ano, visando a corrigir essa duplicidade, foram contabilizados somente para o produto petróleo.

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

Tabela 2.47

Cartograma 2.2 Cartograma 2.3

Comércio Exterior

2.15. Importação e Exportação de Petróleo

Em 2019, o Brasil aumentou sua necessidade de importação de petróleo em 1,7%, para 69,1 milhões de barris de petróleo, o que correspondeu a um acréscimo de 1,1 milhões de barris. O aumento da produção nacional e das exportações de petróleo contribuiu para explicar esse aumento.

As regiões que mais exportaram petróleo para o Brasil foram África e Oriente Médio. Desta vez, o Oriente Médio ultrapassou a África como principal origem das importações de petróleo brasileiras, com 28,6 milhões de barris, 41,3% do total. A África, por sua vez, exportou 27,1 milhões de barris, correspondentes a 39,2% do óleo total importado. Em comparação a 2018, tanto a importação de petróleo originário da África como a do Oriente Médio registraram queda de 8,8% e 2,3%, respectivamente.

Os países dos quais o Brasil mais importou petróleo foram a Arábia Saudita (24,5 milhões de barris, 35,5% do total, com aumento de 4%, ou 934 mil barris) e Argélia (15,8 milhões de barris, 22,9% do total, com alta de 3,6 milhões de barris, equivalente a 29,8%).

Em 2019, os Estados Unidos foram o único país do continente americano que registrou exportações para o Brasil, num total de 12,8 milhões de barris, respondendo por 18,6% do total de importações brasileiras. Na região da Europa e Eurásia, a Noruega foi o único país que importou petróleo do Brasil em 2019: 638 mil barris, ou 0,9% do total. A região Ásia-Pacífico não importou petróleo do Brasil em 2019.

O dispêndio com as importações de petróleo teve queda de 7,8%, totalizando aproximadamente US\$ 4,7 bilhões em 2019. Parte dessa diminuição se deve à variação negativa do preço médio do barril importado, que atingiu US\$ 67,33, valor 9,3% menor que em 2018.

Tabela 2.48

Gráfico 2.20 Gráfico 2.21

As exportações brasileiras de petróleo tiveram novo aumento em 2019 (4,3%), alcançando o maior valor da série histórica, 427,9 milhões de barris. Porém, a receita gerada foi 4,4% menor que em 2018, fixando-se em US\$ 24 bilhões, enquanto o preço médio do barril passou de US\$ 61,21 para US\$ 56,09, registrando queda de 8,4%.

O principal destino das exportações brasileiras em 2019 foi novamente a região Ásia-Pacífico, com 299,7 milhões de barris (70% do volume total), após crescimento de 19,7% em comparação a 2018. Em seguida, aparece a América do Norte, com 60 milhões de barris (14% do volume total), aumento de 18,2% em relação a 2018. Desta vez, registrou-se queda de 46% nas exportações para as Américas Central e do Sul, que alcançou 34,8 milhões de barris, correspondendo a 8,1% do volume total. Por fim, completa a lista de regiões contempladas com petróleo brasileiro a Europa, com 33,5 milhões de barris, representando 7,8% do total.

Por países, a China continua sendo isoladamente o maior importador de petróleo do Brasil, com volume de 269,6 milhões de barris (63% do total).

Tabela 2.49

Tabela 2.50

Gráfico 2.22

Gráfico 2.23

Cartograma 2.4

2.16. Importação e Exportação de Derivados de Petróleo

Em 2019, o volume de derivados de petróleo importado pelo Brasil aumentou 4,4% em relação a 2018, totalizando 34,2 milhões de m³. O dispêndio com a importação diminuiu 4,2%, situando-se em US\$ 14,1 bilhões.

Os derivados energéticos representaram 65,9% do volume importado, após alta de 11,7% em relação a 2018, atingindo 22,6 milhões de m³. A importação de não energéticos teve queda de 7,4%, situando-se em cerca de 11,6 milhões de m³. Dentre os derivados energéticos, os importados em maior volume foram óleo diesel, gasolina A e GLP, representando, respectivamente, 35,6%, 14,1% e 10,4% da importação total. Dentre os não energéticos, a nafta mais uma vez se sobressaiu com participação de 22,3%, e da mesma forma o coque, com participação de 7,7%. As maiores elevações em termos volumétricos ocorreram na gasolina A (1,9 milhão de m³), no óleo diesel (1,4 mil m³) e no QAV (179,9 mil m³), enquanto o GLP teve a maior redução de importação (835,9 mil m³), seguido pelo solvente (396,9 mil m³).

Com relação ao dispêndio com as importações, os montantes gastos com óleo diesel e nafta novamente foram os mais expressivos: respectivamente, US\$ 6,7 bilhões e US\$ 2,9 bilhões.

As importações originaram-se das seguintes regiões: América do Norte (66,8% do total), com destaque para os Estados Unidos (66,5%); Europa e Eurásia (14,3%), com destaque para Holanda (1,8%); América Central e do Sul (7%); África (4,5%); Oriente Médio (3,8%) e Ásia Pacífico (3,6%).

Os Estados Unidos foram o principal exportador para o Brasil de todos os derivados: coque (100% do total importado deste derivado), óleo diesel (82,5% do total importado deste derivado), GLP (75,1% do total importado deste derivado), lubrificante (66,9% do total importado deste derivado), gasolina A (66,8% do total importado deste derivado), solvente (60,8% do total importado deste derivado), QAV (49,3% do total importado deste derivado), nafta (26,1% do total importado deste derivado) e outros derivados (82,3% do total importado).

Tabela 2.51

Tabela 2.52

Gráfico 2.24

Gráfico 2.25

Gráfico 2.26

Em 2019, a exportação de derivados de petróleo somou 13,7 milhões de m³, um aumento de 2,6% em relação a 2018. Os derivados energéticos representaram 90,9% do total exportado, com destaques para o óleo combustível e a gasolina A, representando 53,7% e 22,1% do total, respectivamente. Em seguida veio o QAV, correspondendo a 14,7% do que foi exportado. A receita total das exportações somou US\$ 6,2 bilhões, montante 9,1% superior ao de 2018.

O principal destino dos derivados de petróleo brasileiros foi a Região Ásia-Pacífico, com 34,3% do total. Em seguida, as regiões América do Norte, Europa e Eurásia, Américas Central e do Sul, África e Oriente Médio, que importaram, respectivamente, 31,7%, 16,1%, 10%, 4,6% e 3,2% do total.

Por países, Cingapura e Estados Unidos continuaram sendo os maiores importadores de derivados do Brasil, com 4,2 milhões de m³, 30,5% do total exportado, e 3,7 milhões de m³, 26,7% do total, respectivamente. O derivado que o Brasil mais exportou para Cingapura foi o óleo combustível (49,2% do total exportado deste derivado), enquanto as exportações para o EUA se concentraram em gasolina A

(93,5% do total exportado deste derivado), solvente (60% do total exportado deste derivado), coque (17,3% do total exportado deste derivado), diesel (12,3% do total exportado deste derivado) e outros derivados (22,8% do total exportado).

Tabela 2.53

Tabela 2.54

Tabela 2.55

Gráfico 2.27

Gráfico 2.28

Cartograma 2.5

2.17. Dependência Externa de Petróleo e seus Derivados

Em 2019, o Brasil ampliou o superávit no comércio internacional de petróleo e derivados, já alcançado em 2015 e mantido em 2016, 2017, 2018 e 2019, pois a exportação líquida de petróleo, em volume, superou a importação líquida de derivados, como pode ser visto na tabela 2.56.

Tabela 2.56

Gráfico 2.29

2.18. Importação e Exportação de Gás Natural

As importações brasileiras de gás natural diminuíram em 9,1% em comparação a 2018, totalizando 9,9 bilhões de m³, dos quais 6,8 bilhões de m³ (68,9% 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\$ 1,5 bilhão, queda de 9,7% em relação a 2018, a um valor médio de US\$ 218,02/mil m³, 7,7% mais alto que em 2018. Por sua vez, o dispêndio com GNL também registrou queda, de 24,7%, fixando-se em US\$ 629,3 milhões, a um valor médio de US\$ 205,60/mil m³, 31,8% menor que no ano anterior. Os principais países fornecedores de GNL para o Brasil foram Estados Unidos, Trinidad e Tobago e Nigéria.

Em 2019, o Brasil não exportou GNL.

Tabela 2.57

Tabela 2.58

Tabela 2.59