

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 2016 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 2016, 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 e é abordado no quarto capítulo.

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 à 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.

Até o fim de 2016, 755 áreas estavam sob contratos: 312 blocos na fase de exploração, 70 campos em desenvolvimento da produção e 373 campos na etapa de produção.

Dos blocos em fase de exploração, 117 se localizavam em mar, 194 em terra e 1 em terra/mar. Dentre eles, dois foram concedidos na Segunda Rodada de Licitações; três na Terceira; quatro na Quarta; sete na Quinta; 27 na Sexta; 45 na Sétima; 26 na Nona; 7 na 10ª; 94 na 11ª, 62 na 12ª e 34 na 13ª Rodada de Licitações de Blocos para Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural no Brasil. Havia ainda, um bloco em sob regime de partilha de produção.

Ao longo de 2016 foram aprovados oito Planos de Avaliação de Descoberta (PADs) e recebida uma Declaração de Comercialidade pela ANP, referente ao Campo Gavião Preto, localizado na Bacia do Parnaíba. Foram devolvidos ainda 36 blocos, todos sob o regime de concessão.

Em 2016, dos 312 blocos exploratórios sob concessão e em atividade, a Petrobras tinha participação em 104, dos quais 49 eram concessões exclusivas a essa empresa, e outras 55 em parceria. Destaca-se também a operação exclusiva de 26 blocos pela Petra Energia. A Rosneft operava 16 blocos na Bacia de Solimões e a Tog Brasil 10 blocos localizados na Bacia de Alagoas e na Bacia do Recôncavo.

Do total de 70 campos na etapa de desenvolvimento, 34 eram marítimos e 36 terrestres. Deste montante, a Petrobras possuía 100% dos contratos de 28 campos. Outras empresas que possuem contratos, consorciadas ou não entre si e com a Petrobras, são: Alvo Petro, Barra Bonita, Barra Energia, BG Brasil, BP Energy, BPMB Parnaíba, Brasoil Cavalão Marinho, Brasoil Manati, Chevron Brasil, Engepet, EP Energy Pescada, Espigão, Geopak Brasil, Imetame, Máxima 07, Newo, Nord, Oeste de Canoas, OGX, OP Energy, Orteng Óleo e Gás, Panoro Energy, Parnaíba Gás Natural, Perícia, Petroborn, Petrogal Brasil, Petrosynergy, Queiroz Galvão, Repsol Sinopec, SHB, Silver Marlin, Sinochem Petróleo, Somoil do Brasil, Statoil Brasil, Total E&P Brasil e Vipetro.

Com relação aos 373 campos em produção, dos quais 97 em mar e 276 em terra, a Petrobras era a única contratada em 286 deles, e operadora de outros 12 campos. O campo de Arapaçu, localizado na Bacia de Alagoas, Gavião Branco, localizado na Bacia do Parnaíba; e Lapa, na Bacia de Santos, iniciaram a produção em 2016. Além disso, as seguintes plataformas iniciaram operação no ano de 2016: FPSO Cidade de Caraguatatuba (Campo da Lapa), FPSO Cidade de Maricá e FPSO Cidade de Saquarema (ambas no Campo de Lula).

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), instituições acadêmicas ou pela própria ANP. Esses dados podem ser sísmicos – adquiridos com a utilização de métodos geofísicos de reflexão e/ou refração de ondas – ou não sísmicos, tais como os obtidos por métodos gravimétricos e magnetométricos.

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

Em 2016, foram adquiridos cerca de 22 mil km lineares em dados sísmicos 2D não exclusivos e 0,5 mil km em dados exclusivos. Por meio da sísmica 3D, houve aquisição de 17,4 mil km² de dados não exclusivos e 759 km² de dados exclusivos adquiridos.

No que se refere aos métodos potenciais, foram mapeados 40,3 mil km, dados não exclusivos, por meio da gravimetria e 44,8 mil km, dados não exclusivos, por meio de magnetometria. A gravimetria usa informações do campo de gravidade terrestre para investigar a distribuição de densidades no subsolo. A partir de medidas da aceleração é possível verificar, por métodos de modelagem direta ou inversão geofísica, a distribuição de densidades que explique o acúmulo de hidrocarbonetos.

Já a magnetometria é uma técnica que utiliza a informação do campo magnético terrestre para a investigação das estruturas em subsuperfície. Ela é importante na determinação de parâmetros regionais de profundidade média de fontes magnéticas para modelagem de bacias sedimentares.

Com relação aos dados de fomento, que são os adquiridos pela ANP, por meio de empresa contratada ou instituição conveniada, e também aqueles obtidos por instituição acadêmica, houve mapeamento de 5,5 mil km, por meio de sísmica 2D, crescimento de 5,6% em relação a 2015.

Tabela 2.1

Foram perfurados 259 poços em 2016, sendo 179 (69,1% do total) em terra e 80 no mar. O número total de poços perfurados teve redução de 61,1% em comparação a 2015. Enquanto a quantidade de poços perfurados offshore foi 27,3% menor do que em 2015, a onshore observou queda de 67,8%.

A maior parte das perfurações foi de poços exploratórios: 217 (74,9% do total), que corresponde a 83,8% do total.

Foram realizadas seis descobertas em terra em 2016.

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.

Os 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.

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

Tabela 2.2

2.3. Reservas

No final de 2016, as reservas totais de petróleo do Brasil foram contabilizadas em 22,7 bilhões de barris, volume 7,1% menor que em 2015. Por sua vez, as reservas provadas totalizaram 12,6 bilhões de barris, redução de 2,8% em relação a 2015, das quais 646,4 milhões em terra e 12 bilhões de barris 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 instituídos pela legislação petrolífera e tributária brasileiras. Já as reservas totais representam a soma das reservas provadas, prováveis e possíveis.

Os estados brasileiros, com exceção de Maranhão e Bahia, apresentaram redução em suas reservas. O Estado do Rio de Janeiro se manteve como o maior detentor de reservas provadas, contabilizando 82,3% do total. Todas as reservas provadas do Estado do Rio de Janeiro localizam-se no mar.

Em 2016, o Brasil ocupou a 16ª posição no ranking mundial de países com as maiores reservas provadas de petróleo.

Tabela 2.3

Tabela 2.4

Gráfico 2.1

Gráfico 2.2

Por sua vez, as reservas provadas de gás natural caíram 12,2% em 2016, totalizando 377,4 bilhões de m³. As reservas em terra apresentaram queda de 12,7%, para 61,9 bilhões de m³. Já as reservas em mar caíram 10,1%, para 315,5 bilhões de m³. As reservas totais de gás natural diminuíram 14,6% na comparação anual, e somaram 636,8 bilhões de m³ em 2016.

Dentre os estados, o Rio de Janeiro é o destaque, cujas reservas provadas alcançaram 230,8 bilhões de m³, representando 61,2% do total das reservas nacionais em 2016.

O País ficou na 33ª colocação no ranking mundial das maiores reservas provadas de gás natural.

Tabela 2.5

Tabela 2.6

Gráfico 2.3

Gráfico 2.4

2.4. Produção

Em 2016, a produção nacional de petróleo apresentou crescimento pelo terceiro ano consecutivo, de 3,2% na comparação anual, atingindo 918,7 milhões de barris (média de 2,5 milhões de barris/dia ante a produção média de 2,4 milhões de barris/dia em 2015). O Brasil ficou na nona colocação do ranking mundial de produtores de petróleo.

O aumento da produção nacional está atrelado à expressiva elevação da produção no pré-sal - 33,1% em relação a 2015. A produção de petróleo no pré-sal passou de 280,1 milhões de barris em 2015 para 372,7 milhões de barris em 2016, alcançando, na média, a marca de 1 milhão de barris/dia no ano. O pré-sal representou 40,6% da produção nacional total.

A produção em mar correspondeu a 94% do total. O Rio de Janeiro manteve a liderança da produção total do País, sendo responsável por 71,1% da produção em mar e 66,9% da produção total. A produção do Estado do Rio de Janeiro passou de 1,64 milhão de barris/dia em 2015 para 1,68 milhão de barris/dia em 2016.

Outro destaque é o Estado de São Paulo, de onde vem parte da produção do pré-sal, que teve crescimento anual de 14,1%, (de 246,5 mil barris/dia para 280,3 mil barris/dia), representando o terceiro maior estado produtor brasileiro. O Estado do Espírito Santo se manteve como o segundo maior produtor nacional, com 393,9 mil barris/dia de produção média em 2016 e incremento de 2,1% na produção de petróleo em mar.

Um total de 8.527 poços – decréscimo de 4,1% em relação a 2015 – foi responsável pela produção nacional de petróleo e gás natural em 2016, sendo 7.772 em terra e 755 em mar.

Em 2016, foram produzidas no Brasil 65 correntes de petróleo com densidade média de 25,8 graus API e teor de enxofre de 0,50% em peso.

A relação reserva/produção (R/P) de petróleo, passou de 14,6 anos, em 2015, para 13,8 anos em 2016, em função da queda das reservas provadas e do aumento da produção no País.

A produção de Líquido de Gás Natural (LGN) foi de 35,4 milhões de barris, 8,4% maior que a de 2015. Destaca-se a elevação de 288,9% da produção do Estado de São Paulo, que ultrapassou o Rio de Janeiro e se tornou o maior produtor nacional, com 10,2 milhões de barris. A produção do Estado do Rio de Janeiro, por sua vez, apresentou declínio anual de 29,9%, com volume de 10,1 milhões de barris. Os dois maiores estados produtores representaram 57,1% da produção nacional em 2016. Os estados do Amazonas e Espírito Santo, com 5,8 milhões de barris cada, também apresentaram produção relevante de LGN no ano.

Em 2016, a Petrobras manteve-se como a contratada que mais produziu petróleo e gás natural: 81,5% e 78,6% de participação no total respectivamente, porém, assim como já havia acontecido no ano passado, com menor participação em relação ao ano anterior (83,5% e 81,2%). Embora sua produção tenha crescido, o volume produzido por outras concessionárias, como BG Brasil, Petrogal Brasil e Repsol Sinopec, ampliou-se em velocidade maior.

Como operadora, a produção da Petrobras representou 93,9% da produção nacional de petróleo e gás natural, contra 92,4% e 94,3% em 2015, respectivamente.

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 obteve acréscimo importante de 7,9%, totalizando 37,9 bilhões de m³ em 2016. Nos últimos 10 anos, a produção nacional de gás natural apresentou crescimento médio de 8,5% ao ano e acumulado de 108,7%.

A produção offshore correspondeu a 77% do gás natural produzido no País, totalizando 29,2 bilhões de m³, aumento anual de 9,2%. A produção em terra cresceu 3,7% e alcançou 8,7 bilhões de m³.

Com relação à produção em mar, o maior volume de crescimento se deu no Estado do Rio de Janeiro, passando de 14,1 bilhões de m³ em 2015 para 16,6 bilhões de m³ em 2016, aumento de 18,1%, (43,8% da produção nacional e 56,9% da produção offshore). No Estado de São Paulo, segundo maior produtor nacional, o volume produzido atingiu 5,8 bilhões de m³, que representou crescimento anual de 5,3%.

No que se refere à produção em terra, o Estado do Amazonas manteve a liderança, com 5,1 bilhões de m³, crescimento de 0,9% em 2016. Com uma produção média de 14 milhões de m³/dia, o estado foi responsável por 13,5% do volume total produzido no País.

A produção no pré-sal teve novo salto em 2016, atingindo 14,5 bilhões de m³, após alta de 36,2% em relação ao ano anterior.

A relação reservas/produção (R/P) de gás natural baixou de 12,2 anos em 2014 para 10 anos em 2016. Assim como ocorreu com o petróleo, houve redução de reservas provadas e aumento da produção de gás natural.

Em 2016, 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 2.13

Gráfico 2.8

Do total de gás natural produzido em 2016, o gás associado representava 75,3% (28,5 bilhões de m³), cujo volume de produção em relação a 2015 subiu 11,4%. O Rio de Janeiro continuou liderando a produção, com 15,7 bilhões de m³ (55,2% do total de gás associado produzido).

A produção de gás não associado alcançou 9,3 bilhões de m³ em 2016, representando redução anual de 1,7%. São Paulo, Bahia e Maranhão foram os estados com maior produção: 2,8, 2,1 e 1,9 bilhão de m³, respectivamente.

Em 2016, 3,9% da produção total foram queimadas ou perdidas, e 29,2%, reinjetadas. Em comparação a 2015, o volume de queimas e perdas teve crescimento de 6,2% e o de reinjeção aumentou 24,8%. O aproveitamento do gás natural produzido alcançou 96,1% em 2016.

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, mas em percentual inferior.

Em 2016, foram arrecadados R\$ 11,8 bilhões em royalties, valor 14,7% inferior em relação a 2015. Deste montante, 28,9% destinaram-se aos estados produtores ou confrontantes; 34,2% aos municípios produtores ou confrontantes; 28,2% à União, divididos entre Comando da Marinha (9,1%), Ministério da Ciência e Tecnologia (6,4%) e Fundo Social (12,7%); 8,1% ao Fundo Especial dos estados e municípios; e 0,4% 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 34,7% do total arrecadado no País a título de royalties, cabendo à esfera estadual 16,8% desse percentual.

Tabela 2.17

Gráfico 2.9

A participação especial, prevista no inciso III do art. 45 da Lei nº 9.478, de 1997, 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 nº 9.478/1997, de acordo com a localização da lavra, o número de anos de produção e o respectivo volume de produção trimestral fiscalizada.

Cinquenta por cento (50%) dos recursos da participação especial 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 teve queda de 48,2% em 2016, atingindo R\$ 5,9 bilhões. Deste valor, conforme definido pela lei, couberam R\$ 2,3 bilhões aos estados produtores ou confrontantes; R\$ 616,5 milhões aos municípios produtores ou confrontantes; R\$ 747,2 milhões ao Ministério de Minas e Energia; R\$ 168,8 milhões ao Ministério do Meio Ambiente; R\$ 2 bilhões ao Fundo Social.

Os principais estados beneficiários foram: Rio de Janeiro (R\$ 1,5 bilhão – 25,5% do valor total e 64,4% do total destinado aos estados); Espírito Santo (R\$ 462 milhões – 7,8% do valor total e 19,7% do valor destinado aos estados) e São Paulo (R\$ 338,6 milhões – 5,7% do valor total e 14,5% do valor destinado aos estados).

Entre os municípios beneficiários, destacaram-se Niterói (R\$ 138,7 milhões – 2,3% do valor total e 22,5% do total destinado aos municípios); Maricá-RJ (R\$ 121,8 milhões); Ilhabela-SP (R\$ 82,1 milhões); e Campos dos Goytacazes-RJ (R\$ 80,7 milhões).

Tabela 2.18

Gráfico 2.10

Em 2016, o pagamento pela ocupação ou retenção de 791 áreas totalizou R\$ 246 milhões. Do total de campos ou blocos ocupados, 341 encontravam-se na fase de exploração e foram responsáveis por 25% do pagamento; 69 estavam na etapa de desenvolvimento, respondendo por 2,8% do valor pago; e 381 encontravam-se na fase de produção, correspondendo a 72,2% 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 2016, este pagamento somou R\$ 89,2 milhões. O montante foi distribuído a 2.232 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, 1.370, que corresponderam a 33,6% 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 exploração 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 2007 e 2016, o montante de recursos gerado foi de R\$ 9,7 bilhões. Em 2016, este montante foi de R\$ 862 milhões, valor 16,4% inferior em relação a 2015, sendo 82,1% do total (R\$ 707,7 milhões) 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 Investimentos em PD&I da ANP.

De 2007 a 2016, foram investidos R\$ 262,8 milhões na concessão de bolsas de estudo e taxa de bancada. Somente no ano de 2016, foram investidos R\$ 2,2 milhões.

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 é a média ponderada dos preços de venda sem tributos, praticados pela empresa durante o mês, ou um preço mínimo estabelecido pela ANP, aplicando-se o que for maior. Quanto ao preço de venda do petróleo, este corresponde ao preço do produto embarcado na saída da área de concessão ou FOB (*free on board*).

A ANP calcula o preço mínimo do petróleo com base no valor médio mensal da cesta-padrão proposta pelo concessionário, sendo facultado à ANP não aceitar e sugerir uma nova. A cesta é composta de até quatro tipos de petróleo, cotados no mercado internacional, cujas características físico-químicas sejam similares às do petróleo produzido. Na ausência dessa proposta, o preço é arbitrado pela ANP, conforme a Portaria ANP nº 206/2000.

No caso do gás natural, o preço de referência é igual à média ponderada dos preços de venda sem tributos acordados nos contratos de fornecimento, deduzidas as tarifas relativas ao transporte. Não existe preço mínimo para o gás natural. O preço de referência leva em conta a existência ou não da operação de venda. Caso não haja, ou se a venda não refletir as condições de mercado, o preço de referência será equivalente ao preço na entrada do gasoduto de transporte, fixado pela Portaria Interministerial MF/MME nº 3/2000, o qual é indexado ao preço internacional do óleo combustível. Este mecanismo foi estabelecido pela ANP por meio da Portaria nº 45/2000.

Em 2016, o preço médio de referência do petróleo em reais registrou queda de 17,1%, enquanto em dólares houve queda de 27,4%, e ficou cotado a US\$ 34,21/barril. Já o preço de referência do gás natural apresentou elevação de 29,7% em reais e de 13,6% em dólares, fixando-se em US\$ 164,98/mil m³. Em reais, os preços médios de referência do petróleo e do gás natural foram de R\$ 122,08/barril e R\$ 588,78/mil m³, respectivamente.

Tabela 2.23

Tabela 2.24

Refino e Processamento

2.8. Refino de Petróleo

Em 2016, o parque de refino brasileiro contava com 17 refinarias, com capacidade para processar 2,4 milhões de barris/dia, valor 0,3% maior que em 2015. A capacidade de refino medida em barris/dia-calendário foi de 2,29 milhões de barris/dia. O fator de utilização das refinarias no ano foi de 80%.

Treze dessas refinarias pertencem à Petrobras e respondem por 98,2% 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 2016, foi processada uma carga de 1,83 milhão de barris/dia pelo parque de refino nacional, dividida entre 1,76 milhão de barris/dia de petróleo (96,4% da carga total) e 66,7 mil barris/dia de outras cargas

(resíduos de petróleo, resíduos de terminais e resíduos de derivados). Houve um decréscimo de 153,2 mil barris/dia (-7,7%) no volume de petróleo processado em relação a 2015, dos quais menos 47,9 mil barris/dia de petróleo nacional e menos 112,7 mil barris/dia de petróleo importado. Do petróleo total processado, 83,1% eram de origem nacional e 8,9% importada.

Com relação a origem do petróleo processado nas refinarias nacionais, o Oriente Médio ultrapassou a África e passou a ser a principal região fornecedora de petróleo importado: 76,9 mil barris/dia, correspondente a 47,1% do total de petróleo importado processado. Houve decréscimo no volume de petróleo importado de todos os continentes. O petróleo da Arábia Saudita foi o de maior volume processado nas refinarias brasileiras: 65,6 mil barris/dia, equivalente a 40,2% do petróleo importado processado.

O petróleo importado do continente africano alcançou 73,5 mil barris/dia em 2016, ou 45% do total. A Nigéria continuou fornecendo volumes expressivos de petróleo para o Brasil, - 60,6 mil barris/dia -, apesar da redução 62,9% em relação a 2015.

O processamento de petróleo proveniente do Reino Unido teve nova queda, de 34,3%, para 5,6 mil barris/dia. Por sua vez, das Américas Central e do Sul não houve exportação significativa de petróleo para o Brasil. Apenas Argentina (532 barris/dia) forneceu petróleo em 2016.

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: 335,8 mil barris/dia (18,3% do total). Em seguida vieram Rlam (BA), com 12,7% do volume de carga processada; Revap (SP), com 11,9%; e Reduc (RJ), com 10,6%. A Rnest (PE), que obteve autorização para operar em 2014, processou 85,6 mil barris/dia em 2016, crescimento de 35,2% em relação ao ano anterior.

A Replan também foi a refinaria que mais processou petróleo nacional (19,2% do total), enquanto a Reduc foi responsável por processar 47,1% de todo petróleo importado, enquanto a Rlam foi a que processou maior volume de outra cargas (23,4%).

Tabela 2.28

Gráfico 2.15

Em 2016, as refinarias nacionais possuíam capacidade de armazenamento de 5,4 milhões de m³ de petróleo e 11,7 milhões de m³ de derivados de petróleo, intermediários e etanol.

As oito refinarias da Região Sudeste concentravam, juntas, 59,6% da capacidade nacional de armazenamento de petróleo (3,2 milhões de m³). Dessa capacidade, 1,3 milhão de m³ (23,6% do total nacional) se localizavam no Estado de São Paulo e 765,3 mil m³ (13,5% do total) no Rio de Janeiro. As refinarias com maior capacidade de armazenamento eram Revap (SP) e Reduc (RJ), ambas com pouco mais de 1 milhão de m³ de capacidade de armazenamento, cada.

O Sudeste também era a região com maior capacidade de armazenamento de derivados, intermediários e etanol, com 7,9 milhões de m³ (68,6% do total), dos quais 5,3 milhões de m³ (45,8%) no Estado de São Paulo e 1,9 milhão de m³ (16,6%) no Rio de Janeiro. As refinarias com maior capacidade de armazenamento eram Revap (935,7 mil m³, 17,2%) e Replan (1,85 milhão de m³, 16,6%), ambas localizadas no Estado de São Paulo.

Tabela 2.29

2.9. Processamento de Gás Natural

Em 2016, o gás natural foi processado em 14 polos produtores, que juntos somavam 95,7 milhões de m³/dia de capacidade nominal. Houve aumento de capacidade de processamento na Reduc (+500 mil m³/dia) e Santiago (+100 mil m³/dia) e redução em Cabiúnas (-300 mil de m³/dia) em comparação a 2015.

O volume total processado no ano foi de 21,2 bilhões de m³ (57,8 milhões de m³/dia), correspondente a 60,4% da capacidade total instalada. Na comparação com 2015, o processamento de gás natural registrou crescimento de 0,8%.

Os polos de Cabiúnas, no Rio de Janeiro, Urucu, no Amazonas, Caraguatatuba, em São Paulo e Cacimbas, no Espírito Santo, foram responsáveis por 82,4% do volume total de gás natural processado, respondendo por 5,9 bilhões de m³; 4,4 bilhões de m³; 4,2 bilhões de m³; e 2,9 bilhões de m³ do processamento de gás natural, respectivamente. Juntos, elas concentraram 67,5% da capacidade nominal de processamento do País.

Como resultado do processamento de gás natural, os polos produziram 2,7 milhões de m³ de GLP, 1,3 milhão de m³ de C₅⁺ (gasolina natural), 300,4 mil m³ de etano, 935,6 mil m³ de propano e 19,3 bilhões de m³ de gás seco. O destaque foi para o polo de Cabiúnas, que respondeu por 100% da produção de etano, 99,9% de propano e 26% de gás seco. O polo de Urucu foi o que mais produziu GLP (28,8% do total), seguido do polo de Cacimbas (26,4%), enquanto os polos de Caraguatatuba e Reduc responderam pelas maiores produções de C₅⁺ (27,7% e 23%, 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 2016, a produção brasileira de derivados de petróleo foi de 114,4 milhões de m³, 6,3% inferior à de 2015. Desse volume, 110,9 milhões de m³, 96,9% do total, foram produzidos em refinarias, sendo o restante dividido entre centrais petroquímicas, UPGNs e outros produtores.

Estes 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 87,2% do total produzido, com 96,7 milhões de m³, após uma redução de volume de 9,4% em relação a 2015. A produção dos não energéticos foi de 14,2 milhões de m³, ou 12,8% do total produzido, após um decréscimo de 7,8% em comparação ao ano anterior.

Dos derivados energéticos, houve crescimento da produção de gasolina A (3%), QAV (2,3%) e querosene iluminante (3,7%). Por sua vez, a produção de gasolina de aviação, óleo combustível e outros derivados energéticos apresentaram redução igual ou superior a 20%. O óleo diesel respondeu por 40,5% da produção total de derivados, enquanto a gasolina A teve participação de 22%.

No que se refere aos derivados não energéticos, coque e nafta foram os únicos produtos que apresentaram elevação de produção: 5,1 milhões de m³ para o primeiro e 3,2 milhões de m³ para o segundo, representando 4,1% e 3,8% da produção total de derivados, respectivamente.

Tabela 2.34

Tabela 2.35

Gráfico 2.17

Gráfico 2.18

Gráfico 2.19

Como mencionado anteriormente, as refinarias foram responsáveis pela produção de 110,9 milhões de m³ de derivados. Aquelas que se localizam na Região Sudeste responderam por 60,6% (67,2 milhões de m³) desse volume, sendo as de São Paulo responsáveis por 40,9% (45,4 milhões de m³) da produção total.

A Replan (SP) produziu 20,7 milhões de m³ de derivados, o equivalente a 18,6% da produção das refinarias. Além disso, foi a refinaria que mais produziu gasolina A (20,3% do total), GLP (16,1%), óleo diesel (21,6%) e coque (30,4%).

A Revap (SP) foi a principal produtora de QAV (31,6%), enquanto a RPBC (SP) produziu 100% da gasolina de aviação nacional e liderou a produção de solvente (46,1%). A Regap (MG) liderou a produção nacional de querosene iluminante (30,3%) e asfalto (28,7%).

Por sua vez, a Rlam (BA) foi a refinaria que mais produziu óleo combustível (32,4%) e parafina (91,5%).

Já a Reduc (RJ), maior produtora de derivados não energéticos (21,4%), destacou-se na produção de nafta (36,5%) e óleo lubrificante (76,4%).

Em relação às centrais petroquímicas, sua produção atingiu 1,4 milhão de m³, aumento de 6,6% em relação a 2015, sendo 87,2% da produção formada por gasolina A e 12,8% 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 própria 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.

Os preços médios ponderados de produtores e importadores de derivados em reais para o Brasil que apresentaram alta em 2016 em comparação a 2015 foram: gasolina A (+4,6%); óleo diesel (+5,4%); GLP (+9,4%). Enquanto QAV (-13,3%), óleo combustível A1 (-5,9%); e o óleo combustível B1 (-14,5%) tiveram preços reduzidos na média do ano. Não houve comercialização de óleo combustível A2 em 2016.

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 2016, o volume de xisto bruto processado foi de 1,6 milhão de m³, valor 8,4% inferior ao de 2015.

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 2016, somou 5,2 mil toneladas, 33,4% menor do que em 2015. Seguindo a mesma tendência, o volume de GLP obtido a partir do processamento do xisto caiu 14,5%, atingindo 20,6 mil m³, enquanto o de óleo combustível teve queda de 0,9%, para 218 mil m³.

Quanto aos produtos não energéticos, a produção de nafta aumentou para 29,8 mil m³, alta anual de 15,4%. Em 2016 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 102 terminais autorizados em 2016, sendo 55 terminais aquaviários (com 1.403 tanques) e 47 terminais terrestres (com 516 tanques), totalizando 1.919 tanques. A capacidade nominal de armazenamento foi de cerca de 13,5 milhões de m³, dos quais 5,3 milhões de m³ (39,4% do total) destinados ao petróleo, 7,7 milhões de m³ (57,6% do total) aos derivados e ao etanol, e 412,4 mil m³ (3% do total) ao GLP.

Os terminais aquaviários concentravam a maior parte da capacidade nominal de armazenamento (9,4 milhões de m³, 69,9% do total) e o maior número de tanques autorizados (1.403, 73,1% do total).

Tabela 2.46

2.14. Dutos

Em 2016, o Brasil contava com 610 dutos destinados à movimentação de petróleo, derivados, gás natural e outros produtos, perfazendo 19,7 mil km. Destes, 150 dutos (14,3 mil km) foram destinados ao transporte e 460 (5,5 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 429 dutos, totalizando 6 mil km. Outros 32 dutos, com quase 2 mil km, destinavam-se à movimentação de petróleo. E os 77 km restantes, compostos por 39 dutos, eram reservados à movimentação dos demais produtos, tais como etanol e solventes.

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 2016, o Brasil reduziu sua necessidade de importação de petróleo em 44,9%, para 65,2 milhões de barris de petróleo, que correspondeu a um decréscimo de 53,1 milhões de barris. O aumento da produção nacional de petróleo e a redução do processamento das refinarias para a produção de derivados contribuem para explicar essa queda.

As regiões que mais exportaram petróleo para o Brasil foram África e Oriente Médio. A África liderou as importações brasileiras, com 35,2 milhões de barris, correspondentes a 54% do óleo total importado. Em seguida, veio o Oriente Médio, com 26,3 milhões de barris e 40,3% do total. Em comparação a 2015, a importação de petróleo originário da África registrou redução de 53,9%, enquanto a do Oriente Médio caiu 26,3%.

Os países dos quais o Brasil mais importou petróleo foram a Arábia Saudita (23 milhões de barris, 35,3% do total) e a Nigéria (22,3 milhões de barris, 34,2% do total). No entanto, houve redução de importação de óleo originário desses dois países em 4 milhões de barris e 40 milhões de barris, respectivamente, em relação a 2015.

O dispêndio com as importações de petróleo diminuiu significativamente, em 60,7%, totalizando US\$ 2,9 bilhões em 2016. Parte dessa queda se deve a variação negativa do preço médio do barril importado, que atingiu US\$ 44,5, valor 28,7% menor que em 2015.

Tabela 2.48

Gráfico 2.20
Gráfico 2.21

As exportações brasileiras de petróleo tiveram novo aumento em 2016 (8,3%), alcançando o maior valor da série histórica, 291,4 milhões de barris. Por outro lado, a receita gerada foi 14,5% menor que em 2015, fixando-se em US\$ 10,1 bilhões, enquanto o preço médio do barril passou de US\$ 43,8 para US\$ 34,6, registrando queda de 21,1%.

O principal destino das exportações brasileiras em 2016 foi a região Ásia-Pacífico, com 134,2 milhões de barris (46,1% do volume total), após crescimento de 9% em comparação a 2015. Em seguida, aparecem as Américas Central e do Sul, com 93,2 milhões de barris (32% do volume total), aumento de 16,2% em relação a 2015. Destaca-se ainda o aumento das exportações para a Europa (+50,1%), representando 10,1% do total. Por fim, completa a lista de regiões contempladas com petróleo brasileiro a América do Norte (11,8%), com queda anual de 25%.

Por países, a China é isoladamente o maior importador de petróleo do Brasil, com volume de 108,2 milhões de barris (37,1% 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 2016, o volume de derivados de petróleo importado pelo Brasil cresceu 10,1% em relação a 2015, totalizando 28,3 milhões de m³. O dispêndio com a importação recuou 15,2%, situando-se em US\$ 8,2 bilhões.

Os derivados energéticos representaram 57,7% do volume importado, após acréscimo de 14% em relação a 2015, atingindo 16,3 milhões de m³. A importação de não energéticos teve crescimento menor, de 5,2%, situando-se em cerca de 12 milhões de m³. Dentre os derivados energéticos, os importados em maior volume foram óleo diesel, GLP e gasolina A, representando, respectivamente, 28%, 14,6% e 10,3% da importação total. Dentre os não energéticos, a nafta se sobressaiu com participação de 30,6% e o coque com 7,3%. As maiores elevações em termos volumétricos ocorreram na nafta (1,6 milhões de m³), óleo diesel (978 mil m³) e GLP (958 mil m³), enquanto o coque teve a maior redução de importação (914 mil m³).

Com relação ao dispêndio com as importações, os montantes gastos com óleo diesel e nafta foram os mais expressivos: respectivamente, US\$ 2,9 bilhões e US\$ 2,4 bilhões, valores abaixo dos gastos com importação realizados em 2015, de US\$ 3,4 bilhões e US\$ 2,6 bilhões. Houve redução de 12,7% do dispêndio com gasolina A, apesar do aumento de 18,5% do volume importado.

As importações originaram-se das seguintes regiões: América do Norte (47,8% do total), com destaque para os Estados Unidos (46,9%); Europa e Eurásia (18,6%), com destaque para Holanda (8,6%); África (15,9%), com destaque para Argélia (13,8%); Américas Central e do Sul (9,9%); Oriente Médio (5%) e Ásia-Pacífico (2,7%).

Os Estados Unidos foram o principal exportador para o Brasil dos seguintes derivados: coque (96,5% do total importado), óleo diesel (74,1%), GLP (69,8%), lubrificante (66,6%), solvente (37,2%). Por sua vez, a Argélia foi o país do qual o Brasil mais importou nafta (40,5%); a Holanda, gasolina A (68,1%); e o Coveite, QAV (57%).

Tabela 2.51

Tabela 2.52

Gráfico 2.24

Gráfico 2.25

Gráfico 2.26

Em 2016, a exportação de derivados de petróleo somou 11,8 milhões de m³, após queda de 12,2% em relação a 2015. Os derivados energéticos representaram 89% do total exportado, com destaques para o óleo combustível marítimo e o óleo combustível, representando 28,2% e 27,6% do total, respectivamente. Em seguida os combustíveis de aviação representaram 22,8% do que foi exportado. A receita dessas exportações somou US\$ 3,5 bilhões, montante 29,6% inferior ao de 2015.

O principal destino dos derivados de petróleo brasileiros foi a América do Norte, com 14,1% do total. Em seguida, as regiões Ásia Pacífico, Europa e Eurásia e Américas Central e do Sul, que importaram, respectivamente, 13,7%, 11,7% e 10,7% do total.

Por países, os maiores importadores de derivados do Brasil foram Cingapura, com 1,5 milhão de m³, 13,1% do total exportado e Estados Unidos, com 1,5 milhão de m³ e 13% do total. O derivado que o Brasil mais exportou para Cingapura foi o óleo combustível, enquanto as exportações para o EUA se concentraram, em óleo combustível, gasolina A, solvente e combustíveis e lubrificantes de aviação.

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

Tabela 2.56

Gráfico 2.29

2.18. Importação e Exportação de Gás Natural

As importações brasileiras de gás natural caíram 30,3% em comparação a 2015, totalizando 13,3 bilhões de m³, dos quais 10,4 bilhões de m³ (77,8% do total) 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\$ 1,3 bilhão, queda de 48,9% em relação a 2015, a um valor médio de US\$ 127,4/mil m³, 41,6% mais baixo que em 2015. Por sua vez, o dispêndio com GNL teve redução expressiva, de 71,3%, fixando-se em US\$ 771,8 milhões, a um valor médio de US\$ 261,5/mil m³, 29,4% menor que no ano anterior. Os principais países fornecedores de GNL para o Brasil foram Nigéria e Catar.

Em 2016, o Brasil exportou 517,5 milhões de m³ de GNL, com destino principal para a Argentina (75,1% do total) a um valor médio de US\$ 646,3/mil m³, obtendo receita de R\$ 334,5 milhões.

Tabela 2.57

Tabela 2.58

Tabela 2.59