

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 Preços de Referência do Petróleo e do Gás Natural

Refino e Processamento

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

Industrialização do Xisto

- 2.11 Industrialização do Xisto

Movimentação de Petróleo, seus Derivados, Etanol e Gás Natural

- 2.12 Terminais
- 2.13 Dutos

Comércio Exterior

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

O desempenho da indústria de petróleo e gás natural no Brasil em 2015 é retratado por esta 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 2015, 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. Por sua vez, o desempenho das atividades de produção nacional de hidrocarbonetos 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.

Finalmente, o sexto capítulo registra os preços médios de petróleo e gás natural, tomando-se 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 e Campos em Produção e em Desenvolvimento sob Concessão

Uma das principais atribuições da ANP é promover 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 2015, 790 áreas estavam sob contratos: 348 blocos na fase de exploração, 71 campos em desenvolvimento da produção e 371 campos na etapa de produção.

Dos blocos em fase de exploração, 126 se localizavam em mar, 221 em terra e 1 em terra/mar. Dentre eles, 2 foram concedidos na Segunda Rodada de Licitações; 5 na Terceira; 5 na Quarta; 9 na Quinta; 30 na Sexta; 62 na Sétima; 28 na Oitava; 11 na 10ª; 124 na 11ª, 62 na 12ª e 23 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 2015, 38 blocos foram devolvidos e 12 declarações de comercialidade foram recebidas, estas referentes a Planos de Avaliação de Descobertas distribuídos por seis blocos exploratórios. Merecem destaque as declarações de comercialidade dos campos de Gavião Vermelho, Gavião Branco Norte, Gavião Branco Sul, Gavião Branco Sudeste, Gavião Caboclo e Gavião Caboclo Sul, que evidencia a potencialidade e o sucesso exploratório na Bacia do Parnaíba. As áreas estão sob o regime de concessão.

Em 2015, dos 348 blocos exploratórios sob concessão e em atividade, a Petrobras tinha participação em 142, dos quais 58 eram concessões exclusivas a essa empresa, e outras 84 em parceria. Destaca-se também a operação exclusiva de 30 blocos pela Petra Energia. A Rosneft operava 16 blocos na Bacia de Solimões.

Dos campos na etapa de desenvolvimento, 41 eram marítimos e 30 terrestres, totalizando 71. Deste montante, a Petrobras possuía 100% dos contratos de 33 campos. Outras empresas que possuem contratos, consorciadas ou não entre si e com a Petrobras, são: Queiroz Galvão, Brasoil Manati, Geopak Brasil, Shell Brasil, ONGC Campos, Chevron Brasil, QPI Brasil Petróleo, OGX, Total E&P Brasil, BP Energy, Parnaíba Gás, BPMB Parnaíba, Petrogal Brasil, EP Energy Pescada, Imetame, Orteng Óleo e Gás, BG Brasil, Petrosynergy, Silver Marlin, Barra Energia, Brasoil Cavalo Marinho, Repsol Sinopec, Karoon e Nord.

Com relação aos 371 campos em produção, dos quais 97 em mar e 274 em terra, a Petrobras era a única contratada em 286 deles, e operadora de outros 13 campos.

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 2015, foram adquiridos cerca de 12,1 mil km lineares em dados sísmicos 2D não exclusivos e 1,1 mil km em dados exclusivos. Por meio da sísmica 3D, houve aquisição de 14,4 mil km² de dados não exclusivos e 543 km² de dados exclusivos adquiridos.

No que se refere aos métodos potenciais, foram mapeados 48,5 mil km, dados não exclusivos, por meio da gravimetria e 40,7 mil km, dados não exclusivos, utilizando a magnetometria. A gravimetria utiliza 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.

Por sua vez, 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 5,2 mil km, por meio de sísmica 2D, crescimento de 203% em relação a 2014. A modelagem gravimétrica mapeou 2,2 mil km e a modelagem magnetométrica 576 km em 2015.

Tabela 2.1

Foram perfurados 665 poços em 2015, sendo 555 (83,5% do total) em terra e 110 no mar. O número total de poços perfurados teve aumento de 12% em comparação a 2014. Enquanto a quantidade de poços perfurados offshore foi 29% menor do que em 2014, a onshore observou crescimento de 26,4%.

A maior parte das perfurações foi de poços exploratórios: 498 (74,9% do total), que corresponde a uma elevação de 30% em comparação a 2014.

Foram realizadas 12 descobertas em terra, e houve duas descobertas em mar em 2015.

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 2015, as reservas totais de petróleo do Brasil foram contabilizadas em 24,4 bilhões de barris, volume 21,6% menor que em 2014. Essa queda ocorreu parcialmente em função da redução acentuada dos preços de petróleo no ano, que afetou negativamente a viabilidade comercial de parte das reservas, fenômeno também observado em diversos outros países produtores. No mesmo sentido, as reservas provadas totalizaram 13 bilhões de barris, redução de 19,7% em relação a 2014, das quais 666 milhões em terra e 12,3 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. As reservas totais representam a soma das reservas provadas, prováveis e possíveis.

Todos os estados brasileiros apresentaram redução em suas reservas. O Estado do Rio de Janeiro se manteve como o maior detentor de reservas provadas, contabilizando 81,2% do total. Todas as reservas provadas do Estado do Rio de Janeiro localizam-se no mar.

Em 2014, o Brasil ocupou a 15ª 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 8,7% em 2015, totalizando 430 bilhões de m³. As reservas em terra apresentaram queda de 0,4%, para 70,9 bilhões de m³. Já as reservas em mar caíram 10,2%, para 359 bilhões de m³. As reservas totais de gás natural diminuíram 13,2% na comparação anual, e somaram 745,9 bilhões de m³ em 2015.

Dentre os estados, o Rio de Janeiro é o destaque, cujas reservas provadas alcançaram 256,2 bilhões de m³. O estado ampliou seu percentual no volume de reservas provadas de gás natural de 58,3% em 2014 para 59,6% em 2015.

O País ficou na 36ª 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 2015, a produção nacional de petróleo apresentou crescimento expressivo de 8,1%, atingindo 889,7 milhões de barris (média de 2,4 milhões de barris/dia ante a produção média de 2,3 milhões de barris/dia em 2014). O Brasil ficou na 12ª colocação do ranking mundial de produtores de petróleo.

O aumento da produção nacional está atrelado à extraordinária elevação da produção no pré-sal, que cresceu 55,7% na comparação anual. A produção de petróleo no pré-sal passou de 179,8 milhões de barris em 2014 para 280,1 milhões de barris em 2015, ou 767,3 mil barris/dia em média. O pré-sal representou 31,5% da produção nacional total.

A produção em mar correspondeu a 93,4% do total. O Rio de Janeiro manteve a liderança da produção total do País, sendo responsável por 71,8% da produção em mar e 67,1% da produção total. A produção do Estado do Rio de Janeiro passou de 1,54 milhão de barris/dia em 2014 para 1,64 milhão de barris/dia em 2015.

Outro destaque é o Estado de São Paulo, onde se localiza parte da produção do pré-sal, e que apresentou crescimento anual de 51,9%, passando de 162 mil barris/dia para 246 mil barris/dia. Já o Estado do Espírito Santo se manteve como o segundo maior produtor nacional, e apresentou incremento de 6,1% na produção de petróleo em mar, com 388,1 mil barris/dia de média de produção em 2015.

Um total de 8.892 poços – decréscimo de 2,3% em relação a 2014 – foi responsável pela produção nacional de petróleo e gás natural em 2015, sendo 8.106 em terra e 786 em mar. Houve queda de 6,5% no número de poços produtores em mar.

Em 2015, foram produzidas no Brasil 67 correntes de petróleo com densidade média de 29,38 graus API e teor de enxofre de 0,52% em peso.

A relação reserva/produção (R/P) de petróleo, passou de 19,6 anos, em 2014, para 14,6 anos em 2015, em função da queda das reservas provadas no País.

A produção de LGN foi de 32,7 milhões de barris, 2,4% menor que a de 2014. O Estado do Rio de Janeiro se manteve como principal produtor, apesar do declínio de 5,7%, com volume de 14,3 milhões de barris (43,8% da produção nacional). O Estado do Amazonas foi o único a apresentar crescimento de produção de LGN em 2015 (4,6%), ultrapassando o Espírito Santo como o segundo maior produtor, com 6,4 milhões de barris.

Em 2015, a Petrobras manteve-se como a contratada que mais produziu petróleo e gás natural: 83,5% e 81,2% de participação no total respectivamente, porém abaixo da participação em 2014 (86% e 82%). 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 de petróleo e gás natural representou, respectivamente, 92,4% e 94,3% (contra 91,1% e 92,2% em 2014) da produção nacional.

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, assim como o petróleo, obteve acréscimo importante de 10,1%, totalizando 35,1 bilhões de m³ em 2015. Nos últimos 10 anos, a produção nacional de gás natural apresentou crescimento médio de 7,9% ao ano e acumulado de 98,5%.

A produção offshore correspondeu a 76,1% do gás natural produzido no País, totalizando 26,7 bilhões de m³, aumento anual de 14,3%. A produção em terra variou negativamente 1,4% e alcançou 8,4 bilhões de m³.

Com relação à produção em mar, o maior crescimento percentual foi registrado pelo Estado de São Paulo, 33%, passando de 4,2 bilhões de m³ em 2014 para 5,5 bilhões de m³ em 2015 (15,8% da produção nacional). No Estado do Rio de Janeiro, maior produtor nacional, o volume produzido atingiu 14,1 bilhões de m³, maior valor da série histórica (40% da produção nacional e 52,6% da offshore).

No que se refere à produção em terra, o Estado do Amazonas manteve a liderança, com 5,1 bilhões de m³, crescimento de 7,6% em 2015. Com uma produção média de 13,9 milhões de m³/dia, o estado foi responsável por 14,4% do volume produzido no País.

A produção no pré-sal teve novo salto em 2015, atingindo 10,6 bilhões de m³, após alta de 69,8% em relação ao ano anterior.

A relação reservas/produção (R/P) de gás natural baixou de 14,8 anos em 2014 para 12,2 anos em 2015. Assim como ocorreu com o petróleo, houve redução de reservas provadas de gás natural em função da queda de preços.

Em 2015, o Brasil estava na 30ª posição no ranking mundial de produtores de gás natural. Para o cálculo da posição brasileira, foram descontados da produção os volumes de queimas, perdas e reinjeção, no intuito de possibilitar a comparação com os dados mundiais publicados pela BP (vide Tabela 1.7).

Tabela 2.13

Gráfico 2.8

Do total de gás natural produzido em 2015, o gás associado representava 72,9% (25,6 bilhões de m³), cujo volume de produção em relação a 2014 subiu 4,2 bilhões de m³. O Rio de Janeiro continuou liderando a produção, com 13,4 bilhões de m³.

A produção de gás não associado caiu 1 bilhão de m³ em 2015. Bahia e São Paulo foram os estados com maior produção: 2,4 e 3,1 bilhões de m³, respectivamente.

Em 2015, 4% da produção total foi queimada ou perdida, e 25,2%, reinjetada. Em comparação a 2014, o volume de queimas e perdas caiu 13,7% e o de reinjeção aumentou 54,5%. O aproveitamento do gás natural produzido alcançou 96% em 2015.

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 2015, foram arrecadados R\$ 13,9 bilhões em royalties, valor 25,2% inferior em relação a 2014. Deste montante, 29,1% destinaram-se aos estados produtores ou confrontantes; 34,1% aos municípios produtores ou confrontantes; 28,2% à União, divididos entre Comando da Marinha (10,7%), Ministério da Ciência e Tecnologia (7,6%) e Fundo Social (9,9%); 8,1% ao Fundo Especial dos estados e municípios; e 0,3% 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 34,5% do total arrecadado no País a título de royalties, cabendo à esfera estadual 16,7% 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 32,5% em 2015, atingindo R\$ 11,4 bilhões. Deste valor, conforme definido pela lei, couberam R\$ 4,3 bilhões aos estados produtores ou confrontantes; R\$ 1,1 bilhão aos municípios produtores ou confrontantes; R\$ 2,3 bilhões ao Ministério de Minas e Energia; R\$ 600 milhões ao Ministério do Meio Ambiente; R\$ 2,4 bilhões ao Fundo Social.

Os estados beneficiários foram: Rio de Janeiro (R\$ 3 bilhões – 28% do valor total e 70% do total destinado aos estados); Espírito Santo (R\$ 733,8 milhões – 6,9% do valor total e 17,2% do valor destinado aos estados); São Paulo (R\$ 489,8 milhões); Amazonas (R\$ 36,5 milhões); Bahia (R\$ 7,8 milhões); Rio Grande do Norte (R\$ 4,6 milhões); Maranhão (R\$ 3,1 milhões); e Sergipe (R\$ 1 milhão).

Entre os municípios beneficiários, destacaram-se: Campos dos Goytacazes-RJ (R\$ 287,5 milhões – 2,7% do valor total e 27% do total destinado aos municípios); Maricá-RJ (R\$ 131,2 milhões); Ilhabela-SP (R\$ 113,5 milhões); e Presidente Kennedy-ES (R\$ 107,3 milhões).

Tabela 2.18

Gráfico 2.10

Em 2015, o pagamento pela ocupação ou retenção de 798 áreas totalizou R\$ 221,7 milhões. Do total de campos ou blocos ocupados, 360 encontravam-se na fase de exploração e foram responsáveis por 23,6% do pagamento; 69 estavam na etapa de desenvolvimento, respondendo por 3,5% do valor pago; e 369 encontravam-se na fase de produção, correspondendo a 72,9% 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 2015, este pagamento somou R\$ 103,8 milhões. O montante foi distribuído a 2.136 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, 1.252, que corresponderam a 28% do total arrecadado.

Tabela 2.20

Gráfico 2.11

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 2006 e 2015, o montante de recursos gerado foi de R\$ 9,4 bilhões. Em 2015, este montante foi de R\$ 1 bilhão, valor 26,8% menor que em 2014, sendo 86,7% do total (R\$ 894 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 2006 a 2015, foram investidos R\$ 284,6 milhões na concessão de bolsas de estudo e taxa de bancada. Somente no ano de 2015, foram investidos R\$ 3 milhões.

Tabela 2.21

Tabela 2.22

Gráfico 2.12

2.6. 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 2015, o preço médio de referência do petróleo em reais registrou queda de 32%, enquanto em dólares houve queda de 49,8%, e ficou cotado a US\$ 47,13/barril. O preço de referência do gás natural apresentou redução de 21,6% em reais e de 33% em dólares, fixando-se em US\$ 145,20/mil m³. Em reais, os preços médios de referência do petróleo e do gás natural foram de R\$ 147,32/barril e R\$ 453,88/mil m³, respectivamente.

Tabela 2.23

Tabela 2.24

Refino e Processamento

2.7. Refino de Petróleo

Em 2015, o parque de refino brasileiro contava com 17 refinarias, com capacidade para processar 2,4 milhões de barris/dia, valor 1,9% maior que em 2014. A capacidade de refino medida em barris/dia-calendário foi de 2,28 milhões de barris/dia. O fator de utilização das refinarias no ano foi de 87,1%.

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 18,1% do total nacional. Manguinhos (RJ), Riograndense (RS), Univen (SP) e Dax Oil (BA) são refinarias privadas.

Em 2015, foi processada uma carga de 2 milhões de barris/dia pelo parque de refino nacional, dividida entre 1,9 milhões de barris/dia de petróleo (97% da carga total) e 59,3 mil barris/dia de outras cargas (resíduos de petróleo, resíduos de terminais e resíduos de derivados). Houve um decréscimo de 129,2 mil barris/dia (-5,8%) no volume de petróleo processado em relação a 2014, dos quais menos 44,1 mil

barris/dia de petróleo nacional e -100,8 mil barris/dia de petróleo importado. Do petróleo total processado, 83,1% eram de origem nacional e 13,9% importada.

A África, seguindo a tendência dos últimos anos, manteve-se como a principal região fornecedora de petróleo importado: 167,3 mil barris/dia, correspondente a 60,6% do total de petróleo importado processado. Houve decréscimo no volume de petróleo importado de todos os continentes, com exceção da América do Norte. O petróleo nigeriano continuou sendo o de maior volume processado nas refinarias brasileiras: 163,4 mil barris/dia, equivalente a 59,2% do petróleo importado processado.

A importação de petróleo oriundo do Oriente Médio teve redução de 16,4% (- 16 mil barris/dia), e representou 29,4% do petróleo importado processado no Brasil. A Arábia Saudita se manteve como o segundo maior país fornecedor de petróleo processado para o Brasil, com volume de 64,8 mil barris/dia, ou 23,5% do petróleo importado. O Iraque forneceu 16,2 mil barris/dia, em média, em 2015.

O processamento de petróleo proveniente do Reino Unido teve nova queda, de 1,9 mil barris/dia, para 8,6 mil barris/dia. Por sua vez, das Américas Central e do Sul não houve exportação significativa de petróleo para o Brasil. Apenas Argentina (782 barris/dia) e Trinidad e Tobago (2 barris/dia) forneceram petróleo em 2015.

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: 394,6 mil barris/dia (20% do total). Em seguida vieram Rlam (BA), com 13,1% do volume de carga processada; Revap (SP), com 12,3%; e Reduc (RJ), com 10,1%. A Rnest (PE), que obteve autorização para operar em 2014, processou 63,3 mil barris/dia, correspondendo a 3,2% do total.

A Replan também foi a refinaria que mais processou petróleo nacional e importado, enquanto a Rlam foi a que processou maior volume de outra cargas.

Tabela 2.28

Gráfico 2.15

Em 2015, as refinarias nacionais possuíam capacidade de armazenamento de 6,3 milhões de m³ de petróleo e 11,5 milhões de m³ de derivados de petróleo, intermediários e etanol.

As oito refinarias da Região Sudeste concentravam, juntas, 65,7% da capacidade nacional de armazenamento de petróleo (4,2 milhões de m³). Dessa capacidade, 2,5 milhões de m³ (39,7% do total nacional) se localizavam no Estado de São Paulo e pouco mais de 1,1 milhão de m³ (18% 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 Replan (2,3 milhões de m³, 19,8%) e Reduc (1,85 milhão de m³, 16,2%).

Tabela 2.29

2.8. Processamento de Gás Natural

Em 2015, o gás natural foi processado em 14 polos produtores, que juntos somavam 95,4 milhões de m³/dia de capacidade nominal. Houve redução da capacidade de processamento em Cabiúnas (-1 milhão de m³/dia) em comparação a 2014.

O volume total processado no ano foi de 21 bilhões de m³ (57,5 milhões de m³/dia), correspondente a 60,3% da capacidade total instalada. Na comparação com 2014, o processamento de gás natural registrou crescimento de 5%.

Os polos de Cabiúnas, no Rio de Janeiro, Urucu, no Amazonas, Caraguatatuba, em São Paulo e Cacimbas, no Espírito Santo, foram responsáveis por cerca de 80,3% do volume total de gás natural processado, respondendo por 4 bilhões de m³, 4,6 bilhões de m³, 5,2 bilhões de m³ e 3 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), 214,9 mil m³ de etano, 663 mil m³ de propano e 19,4 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 18% de gás seco. O polo de Urucu foi o que mais produziu GLP (32,2% do total), seguido do polo de Cacimbas (23,9%), enquanto Caraguatatuba o de maior produção de C₅⁺ (gasolina natural) (34,8%).

Tabela 2.30

Tabela 2.31

Tabela 2.32

Tabela 2.33

Gráfico 2.16

Cartograma 2.1

2.9. Produção de Derivados de Petróleo

Em 2015, a produção brasileira de derivados de petróleo foi de 122,1 milhões de m³, 6,2% inferior à de 2014. Desse volume, 118,5 milhões de m³, 97% 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 87,7% do total produzido, com 106,7 milhões de m³, após uma redução de volume de 5,3% em relação a 2014. A produção dos não energéticos foi de 15,4 milhões de m³, ou 12,6% do total produzido, após um decréscimo de 11,7% em comparação ao ano anterior.

Houve queda na produção de todos os derivados energéticos. A produção de gasolina de aviação, querosene iluminante e outros apresentaram redução superior a 20%. O óleo diesel respondeu por 46,3% da produção total de derivados, enquanto a gasolina A teve participação de 25,2%.

No que se referem aos derivados não energéticos, parafina e coque foram os únicos produtos que apresentaram crescimento: 209 mil m³ para o primeiro e 2 mil m³ para o segundo, enquanto a produção de asfalto teve a maior queda do período (-1,3 milhão de m³).

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 122,1 milhões de m³ de derivados. Aquelas que se localizam na Região Sudeste responderam por 60,1% (71,8 milhões de m³) desse volume, sendo as de São Paulo responsáveis por 42% (49,7 milhões de m³) da produção total.

A Replan (SP) produziu 23,8 milhões de m³ de derivados, o equivalente a 20,1% da produção das refinarias. Além disso, foi a refinaria que mais produziu gasolina A (22,2% do total), GLP (18,3%), óleo diesel (24,4%), asfalto (19,5%) e coque (31,6%).

A Revap (SP) foi a principal produtora de QAV (32,6%), enquanto a RPBC (SP) produziu 100% da gasolina de aviação nacional e liderou a produção de solvente (45,2%). A Regap (MG) liderou a produção nacional de querosene iluminante (48,2%).

Por sua vez, a Rlam (BA) foi a refinaria que mais produziu óleo combustível (29,4%) e parafina (88,3%).

Já a Reduc (RJ), maior produtora de derivados não energéticos (20,9%), destacou-se na produção de nafta (30,5%) e óleo lubrificante (75,9%).

Em relação às centrais petroquímicas, sua produção atingiu 1,3 milhão de m³, aumento de 1,3% em relação a 2014, sendo 78,8% da produção formada por gasolina A e 21,2% por GLP.

Tabela 2.36

Tabela 2.37

2.10. 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 sítio da ANP na internet.

Os preços médios ponderados de produtores e importadores de derivados em reais para o Brasil apresentaram alta em 2015 em comparação a 2014: gasolina A (+15,3%); óleo diesel (+13,6%); GLP (+8,8%); óleo combustível A1 (+3,7%); As exceções foram o QAV (-16%) e o óleo combustível B1 (-4,6%). Não houve comercialização de óleo combustível A2 em 2015.

Tabela 2.38

Tabela 2.39

Tabela 2.40

Tabela 2.41

Tabela 2.42

Tabela 2.43

Tabela 2.44

Industrialização do Xisto

2.11. 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 2015, o volume de xisto bruto processado foi de 1,7 milhão de m³, valor 2,5% superior ao de 2014.

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 2015, somou 7,8 mil toneladas, 8% menor do que em 2014. Seguindo a mesma tendência, o volume de óleo combustível obtido a partir do processamento do xisto caiu 7,6%, atingindo 219,9 mil m³, enquanto o de GLP teve queda de 4,9%, para pouco mais de 24,1 mil m³.

Quanto aos produtos não energéticos, a produção de 25,8 mil m³ de nafta foi 9,4% inferior a de 2014. A produção de outros derivados não energéticos caiu 84,7%, situando-se em cerca de 0,3 mil m³.

Tabela 2.45

Movimentação de Petróleo, seus Derivados, Etanol e Gás Natural

2.12. Terminais

Para viabilizar a movimentação de petróleo, derivados e etanol no território nacional, o Brasil dispunha de 108 terminais autorizados em 2015, sendo nove centros coletores de etanol (com 21 tanques), 55 terminais aquaviários (com 1.416 tanques) e 45 terminais terrestres (com 486 tanques), totalizando 1.923 tanques. A capacidade nominal de armazenamento foi de cerca de 13,5 milhões de m³, dos quais 5,3 milhões de m³ (39,3% do total) destinados ao petróleo, 7,8 milhões de m³ (57,7% do total) aos derivados e ao etanol, e 412,4 mil m³ (3,1% do total) ao GLP.

Os terminais aquaviários concentravam a maior parte da capacidade nominal de armazenamento (9,4 milhões de m³, 69,4% do total) e o maior número de tanques autorizados (1.416, 73,6% do total).

Tabela 2.46

2.13. Dutos

Em 2015, o Brasil contava com 601 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 451 (5,4 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 422 dutos, totalizando 5,9 mil km. Outros 32 dutos, com quase 2 mil km, destinavam-se à movimentação de petróleo. E os 77 km restantes, compostos por 37 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

2.14 Importação e Exportação de Petróleo

Em 2015, o Brasil reduziu sua necessidade de importação de petróleo em 17,9%, para 118,3 milhões de barris de petróleo, que correspondeu a um decréscimo de 25,9 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 76,3 milhões de barris, correspondentes a 64,5% do óleo total importado. Em seguida, veio o Oriente Médio, com 35,7 milhões de barris e 30,2% do total. Em comparação a 2014, a importação de petróleo originário da África registrou redução de 22,9%, enquanto a do Oriente Médio caiu 5,9%.

O país do qual o Brasil mais importou petróleo foi a Nigéria (62,3 milhões de barris, 52,7% do total). No entanto, houve redução de importação de óleo originário desse país em 13,2 milhões de barris, equivalente a uma queda de 17,5% em relação a 2014.

O dispêndio com as importações de petróleo diminuiu 53,5%, totalizando US\$ 7,4 bilhões. Parte dessa queda se deve a variação negativa do preço médio do barril importado, que atingiu US\$ 62,4, valor 43,5% menor que em 2014.

Tabela 2.48

Gráfico 2.20

Gráfico 2.21

As exportações brasileiras de petróleo tiveram novo aumento expressivo em 2015 (42%) e se situaram em 268,9 milhões de barris. Por outro lado, a receita gerada foi 28% menor que em 2014, fixando-se em US\$ 11,8 bilhões, enquanto o preço médio do barril passou de US\$ 86,4 para US\$ 43,8, registrando queda de 49,3%.

O destino das exportações brasileiras foi diversificado em 2015. A principal região importadora do óleo brasileiro foi a Ásia-Pacífico, com 123,2 milhões de barris (45,8% do volume total), após crescimento de 72,4% em comparação a 2014. Em seguida, aparecem as Américas Central e do Sul, com 80,2 milhões de barris (29,8% do volume total), aumento de 35,7% em relação a 2014. Por fim, a América do Norte (17,1%) e Europa (7,3%) completam a lista de regiões contempladas com petróleo brasileiro.

Por países, a China é isoladamente o maior importador de petróleo do Brasil, com volume de 92,1 milhões de barris. Merece destaque a importação de petróleo pelos EUA, de 44 milhões de barris, configurando aumento anual de 9,1%.

Tabela 2.49

Tabela 2.50

Gráfico 2.22

Gráfico 2.23

Cartograma 2.4

2.15. Importação e Exportação de Derivados de Petróleo

Em 2015, o volume de derivados de petróleo importado pelo Brasil atingiu o menor valor desde 2009, totalizando 25,7 milhões de m³. O dispêndio com a importação recuou 50,2%, situando-se em US\$ 9,7 bilhões.

Os derivados energéticos representaram 55,7% do volume importado, após decréscimo de 25,4% em relação a 2014, atingindo 14,3 milhões de m³. A importação de não energéticos teve recuo menor, de 5,5%, situando-se em cerca de 11,4 milhões de m³. Dentre os derivados energéticos, os importados em maior volume foram óleo diesel, GLP e gasolina A, representando, respectivamente, 27%, 12% e 10% da importação total. Dentre os não energéticos, a nafta se sobressaiu com participação de 27% e o coque com 12%. A maior queda em termos volumétricos foi a de óleo diesel, de 4,3 milhões de m³.

Com relação ao dispêndio com as importações, os montantes gastos com óleo diesel e nafta foram os mais expressivos: respectivamente, US\$ 3,4 bilhões e US\$ 2,6 bilhões, valores bem abaixo dos gastos com importação realizados em 2014, de US\$ 8,7 bilhões e US\$ 4,4 bilhões. Houve redução de 33,8% do dispêndio com gasolina A, apesar do aumento de 13,4% do volume importado.

As importações originaram-se das seguintes regiões: América do Norte (38,4% do total), com destaque para os Estados Unidos (36,7%); Américas Central e do Sul (14,9%), com destaque para a Venezuela (7,6%); Ásia-Pacífico e Oceania (12,6%), com destaque para a Índia (12,2%); África (14,8%), com destaque para a Argélia (12,8%); Europa e Eurásia (13,2%), com destaque para a Holanda (9%); e Oriente Médio (6,1%), com destaque para o Coveite (3%).

Os Estados Unidos foram o principal exportador para o Brasil dos seguintes derivados: coque (75,1% do total importado), GLP (67%) e lubrificante (63,2%). Por sua vez, a Argélia foi o país do qual o Brasil mais importou nafta (40,7%); a Índia, óleo diesel (45,1%); a Holanda, gasolina A (73,2%); o Peru, solvente (23,1%) e o Coveite, QAV (56,1%).

Tabela 2.51

Tabela 2.52

Gráfico 2.24

Gráfico 2.25

Gráfico 2.26

Em 2015, a exportação de derivados de petróleo somou 13,5 milhões de m³, após queda de 3,1% em relação a 2014. Os derivados energéticos representaram 90,1% do total exportado, com destaque para o óleo combustível, com 4,6 milhões de m³ (34,1% do total). Em seguida vieram o óleo combustível marítimo e os combustíveis de aviação com, respectivamente, 28,7% e 21,9% do que foi exportado. A receita dessas exportações somou US\$ 5 bilhões, montante 46% inferior ao de 2014.

Os principais destinos dos derivados de petróleo brasileiros foram a América Central e do sul, com 18,5% do total. Em seguida, América do Norte, Europa e Eurásia e a região Ásia Pacífico, que importaram, respectivamente, 11,4%, 11,3% e 11,7% do total.

Por países, o maior importador de derivados do Brasil foram as Antilhas Holandesas, com 1,8 milhão de m³, 13,5% do total exportado, seguida de Cingapura, com 1,6 milhão de m³, 11,6% do total. O derivado que o Brasil mais exportou para esses dois países foi o óleo combustível. Em seguida aparecem os EUA, com 10,8% do total importado, principalmente entre 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

2.16. Dependência Externa de Petróleo e seus Derivados

Em 2015, o Brasil reverteu os resultados de 2013 e 2014, e obteve um superávit no comércio internacional de petróleo e derivados, 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

2.17. Importação e Exportação de Gás Natural

As importações brasileiras de gás natural aumentaram 9,8% em comparação a 2014, totalizando 19,1 bilhões de m³, dos quais 11,9 bilhões de m³ (62% do total) provenientes da Bolívia. O volume restante correspondeu a importações de GNL.

O dispêndio com a importação de gás natural foi de US\$ 2,6 bilhões, queda de 34,7% em relação a 2014, a um valor médio de US\$ 218,2/mil m³, 33,6% mais baixo que em 2014. Por sua vez, o dispêndio com GNL teve redução de 14,7%, fixando-se em US\$ 2,7 bilhões, a um valor médio de US\$ 370,1/mil m³, 37,1% menor que no ano anterior.

Em 2015, o Brasil exportou 1,9 milhões de m³ de GNL para Nigéria, a um valor médio de US\$ 936/mil m³, obtendo receita de US\$ 1,8 milhão.

Tabela 2.57

Tabela 2.58

Tabela 2.59