

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

Esta seção retrata o desempenho da indústria de petróleo e gás natural no Brasil, com destaque para 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 2011, 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. 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 desses, 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 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 2011, 736 áreas estavam sob concessão: 324 blocos na fase de exploração, 80 campos em desenvolvimento da produção e 332 campos na etapa de produção.

Dos blocos em fase de exploração, havia cinco da Segunda Rodada; 13 da Terceira; 12 da Quarta; 23 da Quinta; 48 da Sexta; 93 da Sétima; 83 da Nona; 40 da 10ª Rodada de Licitações de Blocos para Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural no Brasil, e ainda sete blocos em regime de cessão onerosa à Petrobras.

Até dezembro de 2011, a ANP aceitou a devolução de 492 blocos exploratórios¹ - sendo 18 em 2011 - que não alcançaram as etapas de desenvolvimento e produção, ou seja, onde não houve descobertas e/ou acumulações comerciais. A referida devolução deu-se da seguinte forma: 98 da Rodada Zero; 11 da Primeira; oito da Segunda; 20 da Terceira; cinco da Quarta; 69 da Quinta; 87 da Sexta; 154 da Sétima; e 22 da Nona Rodada de Licitações, além de 14 da Primeira Rodada de Acumulações Marginais, e quatro da Segunda Rodada de Acumulações Marginais.

Em decorrência das rodadas de licitação promovidas pela ANP desde 1999, 61 concessionárias estavam realizando atividades exploratórias nas bacias sedimentares brasileiras em 31 de dezembro de 2011. Dos 324 blocos exploratórios sob concessão e em atividade, 92 estavam sendo explorados somente pela Petrobras, 138 pelos demais concessionários e 94 explorados por parcerias entre Petrobras e outras companhias.

Nos 80 campos em desenvolvimento, a Petrobras possuía, sozinha, a concessão de 43 e participava de 19 parcerias com as seguintes empresas: El Paso, Manati, Rio das Contas, Brasoil Cavalo Marinho, Brasoil Manati, Norse Energy, Chevron Brasil, ONGC Campos, Devon, Total E&P Brasil, Shell, Petrogal Brasil, Starfish e Repsol.

Com relação aos 332 campos em fase de produção, a Petrobras não participava apenas de 42; e outros 21 campos eram parcerias entre esta empresa e outras concessionárias. Os 269 demais campos produtores eram concessões à Petrobras sem parcerias.

Quadro 2.1

Quadro 2.2

Quadro 2.3

¹ A redução em relação ao número reportado nos anuários de 2008, 2009 e 2010 deveu-se a uma correção na pesquisa do banco de dados de exploração e produção que eliminou blocos que apareciam indevidamente duplicados.

2.2. Atividade Exploratória

A atividade exploratória consiste na aquisição de dados, obtidos através de pesquisas nas bacias sedimentares, por concessionários, 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.

Em 2011, foram levantados pouco mais de 5,7 mil km de dados geofísicos sísmicos 2D não exclusivos, um decréscimo de 82,8% em comparação a 2010, e 7,7 mil km de dados geofísicos sísmicos exclusivos. Os dados exclusivos são aqueles adquiridos por concessionários nos limites de sua área de concessão, através 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.

Quanto à sísmica 3D, foram realizados 9,7 mil km² de levantamento de dados não exclusivos – 82,3% a menos que em 2010 – e 6,7 mil km² de levantamento de dados exclusivos – uma diminuição de 40,9%.

No que se refere aos métodos potenciais, foi realizado o mapeamento de 45,2 mil km (dados não exclusivos) e 7,6 mil km (dados exclusivos) através da gravimetria, e 169 mil km através (dados não exclusivos) e 7,5 mil km (dados exclusivos) da magnetometria.

Há também os dados de fomento, que são os adquiridos pela ANP, por meio de empresa contratada ou instituição conveniada para este fim, e também aqueles obtidos por instituição acadêmica. Em 2011, foram levantados 123 mil km de gravimetria, e 111,9 mil km de magnetometria.

Tabela 2.1

Em 2011, foram perfurados 669 poços, um decréscimo de 15,2% em relação a 2010, sendo 426 (63,7% do total) onshore, e 243 (36,3% do total) offshore. Desde 2009, o número de poços no mar vem aumentando e, no último ano, esse acréscimo foi de quase 10%. Em sentido contrário, o número de poços em terra vem diminuindo, sendo que em 2011 a queda foi de 25%.

A maior parte das perfurações foi de poços exploratórios produtores: 337 (50,4% do total). O número de descobertas em mar (20) foi 39,4% menor que em 2010, e em terra (20), 25% maior. O índice de sucesso exploratório, ou seja, o percentual de descobertas por perfurações de poços pioneiros foi de 43,5% onshore e 42,6% offshore.

Tabela 2.2

2.3. Reservas

No final de 2011, as reservas totais de petróleo do Brasil foram contabilizadas em 30,1 bilhões de barris, um acréscimo de 5,7% frente a 2010. Já as reservas provadas aumentaram 5,6% e atingiram a marca de 15 bilhões de barris, volume que representou 50% das reservas totais.

Das reservas provadas, 93,9% se localizavam em mar, com destaque para o Rio de Janeiro – que deteve 85,9% das reservas provadas offshore e 80,7% do total.

Em 2011, o Brasil ocupou a 14ª 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

As reservas provadas de gás natural cresceram 8,6% e chegaram a 459,4 bilhões m³, o equivalente a 50,7% das reservas totais (906,5 bilhões m³). Estas aumentaram 9,9% em comparação a 2010.

Similarmente ao petróleo, a maior parte (84,6%) das reservas provadas de gás natural encontrava-se em reservatórios marítimos. O Rio de Janeiro, estado com maior participação nestas reservas (250 bilhões m³ em reservatórios offshore), concentrou 54,4% do volume nacional, seguido por São Paulo, cujas reservas (58,9 bilhões m³ em mar) corresponderam a 12,8% das reservas provadas nacionais.

O País ficou na 31ª colocação no ranking das maiores reservas provadas de gás natural.

Tabela 2.5

Tabela 2.6

Gráfico 2.3

Gráfico 2.4

2.4. Produção

Em 2011, a produção nacional de petróleo aumentou 2,5%, ultrapassando a marca de 768,5 milhões de barris, o que situou o Brasil na 13ª colocação no ranking mundial de produtores de petróleo. Nos últimos 10 anos, o crescimento médio anual da produção brasileira foi de 4,2%.

Um total de 9.043 poços – 1% de acréscimo em relação a 2010 – foi responsável pela produção nacional em 2011, sendo 8.274 em terra e 769 em mar.

A produção offshore correspondeu a 91,4% do total, sendo o Rio de Janeiro responsável por 81% dessa produção e 74% da produção total. Desde 2010, esse estado vem produzindo menos, mas no acumulado dos últimos 10 anos seu crescimento anual foi de 2,9%.

São Paulo foi o estado que registrou o maior crescimento em 2011 – sua produção offshore subiu 164,9%, para 14 milhões de barris, seguido do Espírito Santo, com 47,1% e uma produção de 110,7 milhões de barris em mar. Em terra, novamente o Rio Grande do Norte foi o estado que mais produziu: 18,6 milhões de barris, após um aumento de 4,1% em relação a 2010.

Em 2011, foram produzidas no Brasil 54 correntes de petróleo com densidade média de 24,36 graus API e teor de enxofre de 0,54% em peso.

A relação reserva/produção (R/P) de petróleo passou de 18,5 anos em 2002 para 19,6 anos em 2012, crescendo a uma taxa média de 0,7% ao ano no período.

Com referência ao LGN, foram produzidos 31,9 milhões de barris, 5,8% a mais que em 2010. O principal produtor de LGN, após uma alta de 5,8%, foi o estado do Rio de Janeiro, com 18,4 milhões de barris (57,6% da produção nacional). A segunda posição foi ocupada pelo Amazonas, com 6,6 milhões de barris (20,5% do total nacional).

Em 2011, a Petrobras se destacou como o concessionário que mais produziu petróleo e gás natural: 91,7% e 91% da produção nacional, nesta ordem. Como operadora de blocos, a produção da Petrobras de petróleo e gás natural, representou, respectivamente, 90,7% e 97% 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

Nos últimos 10 anos, a produção nacional de gás natural apresentou crescimento médio de 5% ao ano, atingindo 24,1 bilhões m³ em 2011, volume 5% maior que o de 2010.

A produção offshore correspondeu a 17,9 milhões m³, 74,5% do gás natural produzido no País, após alta de 6%. A produção em terra também subiu 2,1%, para 6,1 milhões m³.

Apesar da queda de 7,4%, o estado do Rio de Janeiro foi o maior produtor, com 9,4 bilhões m³, concentrando 39% do total nacional e 52,4% do total offshore. Em seguida, veio o Espírito Santo, responsável por 4,3 bilhões m³, 18% da produção nacional, após aumento de 62,9% em sua produção no mar.

A relação reservas/produção (R/P) de gás natural subiu de 15,8 anos em 2002 para 19,1 anos em 2011. Em média, este índice cresceu a uma taxa de 2,2% ao ano no período.

Em 2011, o Brasil alcançou a 31ª posição no ranking mundial de produtores de gás natural. Para o cálculo da posição brasileira, descontou-se 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 2011, 73,3% ou 17,7 bilhões m³, eram de gás associado ao petróleo, sendo o Rio de Janeiro o estado com a maior produção: 9,2 bilhões m³. Espírito Santo e Bahia foram os estados que mais produziram gás não associado: 2,4 e 2 bilhões m³, respectivamente.

Em 2011, 7,3% da produção total foi queimada ou perdida, e 16,8%, reinjetada. Em comparação a 2010, o volume de queimas e perdas caiu 27,4%, e o de reinjeção, 7,6%.

Nos campos com gás associado ao petróleo, parte do gás não reinjetado no poço (com o objetivo de aumentar a recuperação do petróleo) e que não tem mercado consumidor próximo acaba sendo queimado. Em campos contendo gás natural não associado, toda a infraestrutura de produção se destina à extração deste energético, o que minimiza a queima e reduz as perdas.

Tabela 2.14

Tabela 2.15

Tabela 2.16

2.5. Participações Governamentais e de Terceiros

A Lei do Petróleo (Lei nº 9.478/1997) 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 2011, foram arrecadados aproximadamente R\$ 13 bilhões em royalties, valor que excedeu em 30,8% o de 2010. Deste montante, 29,6% destinaram-se aos estados produtores ou confrontantes; 34,2% aos municípios produtores ou confrontantes; 12,4% ao Ministério de Ciência e Tecnologia; 15,9% ao Comando da Marinha; e 8% ao Fundo Especial dos estados e municípios. Ao estado do Rio de Janeiro, maior produtor nacional de petróleo e de gás natural, juntamente com seus municípios, destinaram-se 39,4% do total arrecadado no País a título de royalties, cabendo à esfera estadual 19% desse percentual.

Tabela 2.17 **Gráfico 2.9**

Quanto à participação especial, seu recolhimento atingiu R\$ 12,6 bilhões, 8,3% a mais que em 2010. Deste valor, conforme definido pela lei, couberam R\$ 5,1 bilhões (40%) aos estados produtores ou confrontantes; R\$ 1,3 bilhão (10%) aos municípios produtores ou confrontantes; R\$ 5,1 bilhões (40%) ao Ministério de Minas e Energia e R\$ 1,3 bilhão (10%) ao Ministério do Meio Ambiente.

Os estados beneficiários, em ordem de importância, foram: Rio de Janeiro (R\$ 4,5 bilhões – 35,4% do valor total e 88,5% do total destinado às Unidades da Federação), Espírito Santo (R\$ 509,2 milhões), Amazonas (R\$ 47,7 milhões), Rio Grande do Norte (R\$ 10,6 milhões), Sergipe (R\$ 10,1 milhões) e Bahia (R\$ 1,7 milhão).

Entre os municípios fluminenses beneficiários, destacaram-se: Campos dos Goytacazes (R\$ 628,4 milhões – 5% do valor total e 50% do total destinado aos municípios), Rio das Ostras (R\$ 147,6 milhões) e São João da Barra (R\$ 115,7 milhões).

Tabela 2.18

Gráfico 2.10

Em 2011, o pagamento pela ocupação ou retenção de 721 áreas totalizou R\$ 196,5 milhões. Do total de campos ou blocos ocupados, 319 encontravam-se na fase de exploração e foram responsáveis por 37,4% do pagamento; 79 estavam na etapa de desenvolvimento, respondendo por 3% do valor pago; e 323 encontravam-se na fase de produção, correspondendo a 59,6% 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 2011, este pagamento somou R\$ 112,6 milhões, valor que excedeu em 36,9% o de 2010. Este montante foi distribuído a 1.943 proprietários cadastrados em sete estados e, no caso de propriedades não regularizadas, depositado em poupança.

Tabela 2.20

Gráfico 2.11

A Lei nº 9.478/1997 determina à ANP a obrigação de estimular a 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 de concessão cláusula estabelecendo que, caso a Participação Especial seja devida para um campo em qualquer trimestre do ano-calendário, o concessionário será obrigado a realizar despesas qualificadas com pesquisa e desenvolvimento em valor equivalente a 1% da receita bruta da produção para tal campo.

A lei estabeleceu ainda que, no mínimo, 50% do valor dos investimentos devem ser aplicados em instituições de pesquisa e desenvolvimento (P&D) credenciadas pela ANP para esse fim, podendo os

demais recursos serem aplicados em despesas qualificadas como P&D em instalações próprias dos concessionários e de empresas afiliadas.

Nos termos do que dispõe o contrato de concessão, até 2011, foram enquadrados nessa obrigatoriedade os concessionários Petrobras, Shell, Repsol-Sinopec, Queiroz Galvão, Panoro Energy, Brasoil Manati, BP, Maersk Oil, Chevron, Frade Japão, BG e Petrogal, cujas obrigações anuais são apresentadas na Tabela 2.21. Em 2011, o valor dos investimentos foi de R\$ 1,03 bilhão, 38,2% a mais que em 2010, sendo a Petrobras responsável por 96% do total, com R\$ 990 milhões. Entre 2002 e 2011, o valor total dos investimentos foi de R\$ 6,01 bilhões.

Para desempenhar atribuições previstas na Lei nº 9.478/1997 e 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, após a abertura do setor à iniciativa privada.

Essa iniciativa, denominada Programa de Recursos Humanos da ANP (PRH-ANP), consiste na alocação de recursos em bolsas de estudo de níveis técnico e superior (graduação, mestrado e doutorado) com vistas à formação de mão de obra capacitada. 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 P&D.

De 2002 a 2011, foram investidos R\$ 224,4 milhões na concessão de bolsas de estudos tanto para o nível superior quanto para o técnico. Somente no ano de 2011, foram investidos R\$ 30 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 através da Portaria nº 45/2000.

Em 2011, o preço médio de referência do petróleo registrou alta de 36,5% e ficou cotado a US\$ 96,90/barril. Já o preço de referência do gás natural teve uma alta de 2,9%, fixando-se em US\$ 280,09/mil m³. Em reais, os preços médios de referência do petróleo e do gás natural foram de R\$ 160,13/barril e R\$ 463,15/mil m³, respectivamente.

Tabela 2.23

Tabela 2.24

Refino e Processamento

2.7. Refino de Petróleo

Em 2011, as 16 refinarias nacionais – não incluindo a Unidade de Operações de Industrialização do Xisto (SIX) – somaram uma capacidade de refino de 336,4 mil m³/dia. A capacidade de refino medida em m³ por dia-calendário, considerando-se uma utilização de 95%, foi de aproximadamente 319,6 mil m³/dia. O fator de utilização das refinarias, considerado o petróleo processado no ano, foi de 92,8%.

Dessas refinarias, 12 pertenciam à Petrobras e responderam por 98% da capacidade total, sendo a Replan (SP) a refinaria com a maior capacidade instalada: 66 mil m³/dia ou 19,6% do total nacional. As quatro privadas eram Manguinhos (RJ), Riograndense (RS), Univen (SP) e Dax Oil (BA).

No ano de 2011, 1,87 milhão de barris/dia de petróleo – 681,1 milhões de barris no ano – foram processados pelo parque de refino nacional, volume 2,2% superior ao do ano anterior. Do total processado, 79,1% eram de origem nacional e 19% importada.

Por regiões, a maior parte do petróleo importado processado nas refinarias brasileiras veio da África (223,5 mil barris/dia, 63% do petróleo importado processado), com destaque para o petróleo nigeriano (202,3 mil barris/dia, 57% do petróleo importado processado). Em seguida, veio o Oriente Médio (97,2 mil barris/dia, 27,4% do petróleo importado processado), com destaque para o petróleo de origem saudita (72,8 mil barris/dia, 20,5% do petróleo importado processado).

Tabela 2.25

Tabela 2.26

Tabela 2.27

Gráfico 2.13

Gráfico 2.14

A Replan (SP) foi responsável pelo maior volume de petróleo processado no País: 379,3 mil barris/dia (20,3% do total). Além disso, processou a maior quantidade de petróleo de origem nacional: 301,7 mil barris/dia (20,4% do total nacional). Em contrapartida, a Reduc (RJ) foi a refinaria que processou o maior volume de petróleo importado: 92,9 mil barris/dia (26,2% do total importado).

Tabela 2.28

Gráfico 2.15

Em 2011, as refinarias nacionais totalizavam uma capacidade de armazenamento de 5,23 milhões m³ de petróleo e 11,2 milhões m³ de derivados de petróleo, intermediários e etanol.

A Região Sudeste, com suas oito refinarias, concentrava 3,2 milhões m³ (60,6% da capacidade total de armazenamento de petróleo), sendo 1,7 milhão m³, 32,8% do total nacional, só no estado de São Paulo. Reduc (RJ), RLAM (BA) e Replan (SP), nesta ordem, se destacaram como as refinarias com maior capacidade de armazenamento.

O Sudeste também liderou a capacidade de armazenamento de derivados, intermediários e etanol, com 8,2 milhões m³ (73,4% do total), dos quais 5,3 milhões m³ (47,4%) no estado de São Paulo. As refinarias com as maiores capacidades de armazenamento foram: Reduc (RJ), Replan (SP) e Revap (SP).

Tabela 2.29

2.8. Processamento de Gás Natural

Em 2011, o processamento de gás natural foi realizado por 42 unidades produtoras, que, juntas, somaram 96,7 milhões m³/dia de capacidade nominal. Esta capacidade aumentou 22,9% em relação a 2010, quando era de 78,7 milhões m³/dia. O volume total processado no ano foi de 17,1 bilhões m³ (47 milhões m³/dia), correspondente a 48,6% da capacidade total. Na comparação com 2010, o processamento de gás natural registrou aumento de 9,9%.

As unidades de Urucu, no Amazonas, reuniram uma capacidade de processamento de 9,7 milhões m³/dia de gás natural, o equivalente a 10% da capacidade nominal nacional, e responderam por 3,8 bilhões m³ (10,5 milhões m³/dia), 22,3% do volume de gás natural processado no País em 2011. Por sua vez, as unidades de Cabiúnas, no Rio de Janeiro, concentraram 17,2 milhões m³/dia (17,8% da capacidade nacional instalada) e responderam por 4,3 bilhões m³ (11,7 milhões m³/dia), ou 24,9% do volume total processado. Juntas, elas concentraram 27,8% da capacidade nominal e 47,2% do volume total processado no País.

Como resultado do processamento de gás natural, as UPGNs nacionais produziram 2,4 bilhões m³ de GLP, 852,5 mil m³ de C₅⁺ (gasolina natural), 304,3 milhões m³ de etano, 331,1 mil m³ de propano e 15,9 bilhões m³ de gás seco. O destaque foi para as unidades de Cabiúnas, que responderam, respectivamente, por 32,4% da produção de C₅⁺, 100% de etano, 98,1% de propano e 23% de gás seco. As unidades de Urucu foram as que mais produziram GLP: 38% do total.

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 2011, a produção brasileira de derivados de petróleo foi de 113 milhões m³, 2,4% superior à de 2010. Desse volume, 110,1 milhões m³, 97,4% do total, foram produzidos em refinarias.

Estes valores não incluem o volume de derivados produzidos a partir do xisto betuminoso. Portanto, para se obter o volume total de derivados produzido no País, deve-se somar os dados apresentados neste tema àqueles constantes na tabela 2.45 (Capítulo 2.11 – Industrialização do Xisto).

Os derivados energéticos corresponderam a 85% do total produzido, com 96 milhões m³, após um aumento de volume de 3,1% em relação a 2010. A produção dos não energéticos foi de 17 milhões m³, ou 15% do total produzido, após uma diminuição de 1,8% em comparação ao ano anterior.

Os maiores aumentos na produção dos derivados energéticos foram registrados pelo querosene iluminante e pelo QAV (21,8% e 15,7%, respectivamente), enquanto a queda mais abrupta foi da produção de gasolina de aviação (-36,1%).

No que se refere aos não energéticos, as altas mais significativas foram do coque (22,9%) e da parafina (6,5%), e as baixas mais acentuadas foram registradas pelo solvente (-26,1%), a nafta (-13,2%) e o asfalto (-10,9%).

Do volume total de derivados produzido no Brasil, o óleo diesel teve participação de 37,6% (42,5 milhões m³) e a gasolina A de 21,6% (24,4 milhões m³). A produção de óleo diesel aumentou 2,7% e a de gasolina A, 5,9%.

Entre os derivados não energéticos, destacou-se a nafta, responsável por 5,6% da produção total de derivados e 37,4% da produção de não energéticos.

Tabela 2.34

Tabela 2.35

Gráfico 2.17

Gráfico 2.18

Gráfico 2.19

Com relação às refinarias, as localizadas no Estado de São Paulo foram responsáveis pela produção de 47,6 milhões m³ de derivados, o equivalente a 43,3% da produção nacional das refinarias em 2011.

A Replan (SP) foi responsável pela produção de 22 milhões m³ de derivados, ou seja, 20% do total das refinarias, destacando-se também na produção de derivados energéticos (20,5%). Além disso, foi a refinaria que mais produziu gasolina A (20,3% do total), GLP (19,1%), óleo diesel (25,7%) e coque (39,8%).

A Revap (SP) foi a principal produtora de QAV (37,9%), enquanto a RPBC (SP) se destacou na produção de gasolina de aviação (100%), a Regap (MG) na de asfalto (22%) e a Riograndense (RS) na de querosene iluminante (49,1%).

Já a Reduc (RJ) foi a maior produtora de derivados não energéticos (20,7%), destacando-se na produção de óleo lubrificante (77,4%).

Por sua vez, a RLAM (BA) foi a refinaria que mais produziu óleo combustível (25,7%), nafta (24%) e parafina (85,7%).

Em relação às centrais petroquímicas, sua produção atingiu 1,2 milhão m³, após queda de 4,4%, sendo 73,6% da produção formada por gasolina A e 26,4% 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 divulgadas nas 15 edições anteriores. 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, com alíquotas alteradas pelo Decreto nº 4.565/2003; 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, através 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.

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

A Petrobras, única empresa a utilizar o xisto para fins energéticos no Brasil, concentra suas operações 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 2011, o volume de xisto bruto processado foi 27,2% inferior ao de 2010, fixando-se em 1,6 milhão de toneladas.

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 2011, somou 13,7 mil toneladas, 5,4% a menos do que o registrado em 2010. Seguindo a mesma tendência, o volume de óleo combustível obtido a partir do processamento do xisto baixou 24,4%, atingindo 213 mil m³. Por sua vez, a produção de GLP foi de 18,8 mil m³ e caiu 29,9%

Quanto aos produtos não energéticos, a produção de 33,1 mil m³ de nafta foi 22,2% menor que a de 2010. A produção de outros derivados não energéticos subiu 8,7%, situando-se em cerca de 3,4 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, em 2011, o Brasil dispunha de 96 terminais autorizados, sendo nove centros coletores de etanol, 54 terminais aquaviários e 33 terminais terrestres, totalizando 1.673 tanques. A capacidade nominal de armazenamento era de 12,4 milhões m³, dos quais 5,4 milhões m³ (43,4% do total) destinados ao petróleo, 6,7 milhões m³ (54% do total) aos derivados e 326 mil m³ (2,6% do total) ao GLP.

Os terminais aquaviários concentravam a maior parte da capacidade nominal de armazenamento (8,6 milhões m³ ou 69,5% do total) e o maior número de tanques autorizados (1.240 ou 74,1% do total).

Tabela 2.46

2.13. Dutos

Em 2011, o Brasil contava com 586 dutos destinados à movimentação de petróleo, derivados, gás natural e outros produtos, perfazendo 19,7 mil km de extensão. Destes, 150 dutos, num total de 14,3 mil km, eram destinados ao transporte, e 436 dutos, totalizando 5,4 mil km, à transferência.

Com extensão de 11,8 mil km, 110 dutos destinavam-se à movimentação de gás natural. Para os derivados, havia 407 dutos, totalizando 5,9 mil km. Outros 32 dutos, com 2 mil km, destinavam-se à movimentação de petróleo. E os 76 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 2011, o Brasil importou 121,1 milhões de barris de petróleo, volume 2% menor que o do ano anterior. Nos últimos 10 anos, a taxa média da queda de importação foi de 1,5%. Apenas em 2004 e 2007 houve aumento do volume importado.

A principal região fornecedora foi a África, com 77,4 milhões de barris, o que correspondeu a 63,9% do petróleo importado pelo Brasil. Em seguida, veio o Oriente Médio, com participação de 34,2 milhões de barris ou 28,2% do total.

No continente africano, o país de que mais importamos foi a Nigéria, que respondeu por 55,5% do petróleo importado. No Oriente Médio, os únicos países que exportaram para o Brasil foram Arábia Saudita e Iraque, com participação de 20,7% e 7,5% do total, nesta ordem.

Da América do Norte (Estados Unidos) e da Europa (Holanda) importamos, respectivamente, 2,1 milhões de barris (1,7% do total) e 583 mil barris (0,4%). Entre os países das Américas Central e do Sul, que exportaram 1,6 milhão de barris ao Brasil ou 1,3% do total, destacou-se o Peru, com 0,8%.

A única região que registrou alta na exportação de petróleo para o Brasil foi Ásia-Pacífico, chegando a 5,4 milhões de barris (4,5% do total). O destaque foi para a Austrália, com 3,8%.

O dispêndio com as importações subiu 40%, chegando a US\$ 14,1 bilhões, em vista do aumento do preço médio do barril do petróleo importado pelo Brasil. Em 2011, este atingiu a cifra de US\$ 116,49, valor 42,1% maior que o do ano anterior.

Tabela 2.48

Gráfico 2.20

Gráfico 2.21

As exportações brasileiras de petróleo chegaram a 220,6 milhões de barris em 2011, após queda de 4,3% frente ao ano anterior. A receita gerada foi de US\$21,8 bilhões, 33,7% a mais que em 2010. Este resultado foi devido, em parte, à significativa alta do barril de petróleo exportado pelo Brasil, cujo preço médio passou de US\$70,69 para US\$99,73. Esse aumento de 44,7% seguiu a tendência observada no mercado internacional (vide seção 1, tema Petróleo, capítulo 1.5).

O principal destino destas exportações foi a região Ásia-Pacífico, que importou 67,3 milhões de barris (30,5% do volume total exportado pelo Brasil), com destaque para a China (22,6%).

Em seguida, veio a América do Norte, com 66,1 milhões de barris (29,9% do volume total exportado pelo Brasil), sendo 26,9% só para os Estados Unidos. A terceira posição coube às Américas Central e do Sul, responsáveis pela compra de 58 milhões de barris (26,3% do petróleo exportado pelo Brasil), com destaque para Santa Lúcia (13,5%) e Chile (9,6%). E logo atrás, situou-se a Europa, com 29,3 milhões de barris (13,3%).

Tabela 2.49

Tabela 2.50

Gráfico 2.22

Gráfico 2.23

2.15. Importação e Exportação de Derivados de Petróleo

Em 2011, a importação de derivados de petróleo superou novamente, tanto em volume quanto em valor, a de petróleo no Brasil, totalizando 30,3 milhões m³ e US\$19,4 bilhões. Esse volume excedeu em 10,7% o registrado em 2010.

Os derivados energéticos representaram 57,5% das importações (17,4 milhões m³), após um aumento de 18,4% em relação ao ano anterior. Já a importação de não energéticos registrou crescimento de 1,9%, para 12,9 milhões m³ ou 42,5% do total. Entre os derivados energéticos, os importados em maior quantidade foram óleo diesel, GLP e gasolina A com, respectivamente, 30,8%, 11,2% e 7,2% do volume total. Dentre os não energéticos, a nafta se sobressaiu com 23,5% e o coque com 14,7%.

O dispêndio com as importações de derivados somou US\$19,4 bilhões, sendo a nafta e o óleo diesel os principais responsáveis por esse montante, com participações de 23,8% e 38,3%, respectivamente. Em 2011, houve um aumento de 49,5% no dispêndio total, devido ao aumento do volume da importação e também à alta generalizada dos preços no mercado internacional.

As importações originaram-se das seguintes regiões, nas proporções subsequentes: América do Norte (26%), com destaque para os Estados Unidos (25,7%); Ásia-Pacífico (21,2%), com destaque para a Índia (13,5%); Américas Central e do Sul (20,2%), com destaque para a Argentina (8,5%); África (19,2%), com destaque para a Argélia (15,2%); Europa e ex-União Soviética (8,3%); e Oriente Médio (5%).

Os Estados Unidos (35,3%) foram o principal fornecedor de coque (57,4%), lubrificante (51,4%) e solvente (32,2%). A Argentina, de GLP (30,4%); a Argélia, de nafta (54,5%); e a Índia, de óleo diesel (42,2%).

Tabela 2.51

Tabela 2.52

Gráfico 2.24

Gráfico 2.25

Gráfico 2.26

Em 2011, a exportação de derivados de petróleo totalizou 13,5 milhões m³, um decréscimo de 1,9% em relação a 2010. Os derivados energéticos representaram 94,1% do total exportado, com destaque para o óleo combustível, com 5,3 milhões m³ ou 39,4% do total. Em seguida vieram o óleo combustível marítimo e os combustíveis para aeronaves com, respectivamente, 28,2% e 19,2% do que foi exportado. A receita dessas exportações somou US\$9,5 bilhões, montante 34,4% superior ao de 2010, em virtude da alta de preços no mercado internacional.

O principal destino dos derivados foram as Américas Central e do Sul, que importaram 3,7 milhões m³ ou 27,4% do total. E o país que, isoladamente, mais importou derivados do Brasil foram as Antilhas Holandesas, com 1,52 milhão m³ ou 11,3% do total, seguida da Holanda, com 1,48 milhão m³ ou 11%.

Tabela 2.53

Tabela 2.54

Tabela 2.55

Gráfico 2.27

Gráfico 2.28

2.16. Dependência Externa de Petróleo e seus Derivados

Em 2011, o Brasil teve um resultado deficitário no comércio internacional de petróleo e derivados, principalmente por causa do aumento da importação de derivados.

A exportação líquida de petróleo bruto foi de 43,4 mil m³/dia. Por outro lado, a importação líquida de derivados foi de 46 mil m³/dia.

Tabela 2.56

Gráfico 2.29

2.17. Importação e Exportação de Gás Natural

As importações brasileiras de gás natural caíram 17% frente a 2010, totalizando 10,5 bilhões m³, dos quais 9,8 bilhões m³ ou 93,5% se originaram da Bolívia. O volume restante foi de GNL, na forma gasosa, proveniente de Trinidad e Tobago, Catar e Estados Unidos.

O dispêndio com a importação de gás natural foi de US\$2,9 bilhões, 25,8% a mais que em 2010, com um valor médio de US\$299,53/mil m³. Por sua vez, o dispêndio com GNL diminuiu 64%, fixando-se em US\$296,5 milhões, com o valor médio de US\$432,34 por mil m³.

Em 2011, o Brasil exportou 50,2 milhões m³ de GNL, sendo 85,3% deste volume para a Argentina e o restante para o Coveite.

Tabela 2.57

Tabela 2.58

Tabela 2.59