

SEÇÃO 2 – Indústria Nacional do Petróleo

Exploração & Produção

- 2.1 Blocos e Campos Concedidos
- 2.2 Reservas
- 2.3 Produção
- 2.4 Participações Governamentais e de Terceiros
- 2.5 Preços de Referência do Petróleo e do Gás Natural

Refino e Processamento

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

Industrialização do Xisto

- 2.10 Industrialização do Xisto

Movimentação de Petróleo, seus Derivados, Álcool e Gás Natural

- 2.11 Terminais
- 2.12 Dutos

Comércio Exterior

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

A segunda seção deste **Anuário Estatístico** apresenta dados que refletem o desempenho da indústria brasileira do petróleo. A seção subdivide-se em cinco temas: ***Exploração & Produção, Refino e Processamento, Industrialização do Xisto, Movimentação de Petróleo, seus Derivados, Álcool e Gás Natural e Comércio Exterior.***

O tema ***Exploração & Produção*** traz um panorama do segmento *upstream* da indústria petrolífera nacional e organiza-se em cinco capítulos. No primeiro capítulo, *Blocos e Campos Concedidos*, apresenta-se a situação vigente, em 31 de dezembro de 2006, das áreas concedidas pela ANP para as atividades de exploração e produção de petróleo e de gás natural. O segundo capítulo, *Reservas*, contempla a evolução das reservas totais e provadas brasileiras de petróleo e de gás natural. O desempenho das atividades de produção nacional de hidrocarbonetos é abordado no terceiro capítulo, *Produção*. Em seguida, o quarto capítulo, *Participações Governamentais e de Terceiros*, apresenta os montantes das participações governamentais e de terceiros, instituídas pela Lei n.º 9.478/97, pagos pelos concessionários das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural. Finalmente, o quinto capítulo, *Preços de Referência do Petróleo e do Gás Natural*, registra os preços médios destes produtos produzidos nos campos das áreas concedidas pela ANP para o exercício das atividades de exploração e produção, tomando-se como base os preços de referência utilizados no cálculo das participações governamentais.

O segundo tema desta seção, ***Refino e Processamento***, encontra-se 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 último compila informações sobre os preços médios praticados pelos produtores e importadores dos principais derivados de petróleo no Brasil.

O tema ***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 tema ***Movimentação de Petróleo, seus Derivados, Álcool e Gás Natural*** é tratado em dois capítulos, *Terminais e Dutos*, ambos apresentando informações sobre a

infra-estrutura disponível para transporte e transferência de hidrocarbonetos e álcool combustível no País.

O último tema da segunda seção deste **Anuário, 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 de Gás Natural*. São apresentados nesta seção os dados sobre os volumes de petróleo, seus derivados e gás natural transacionados internacionalmente e os montantes financeiros envolvidos nesta pauta do comércio exterior do País, além da evolução da dependência externa do Brasil no tocante ao petróleo e seus derivados.

Exploração e Produção

2.1. Blocos e Campos Concedidos

A ANP tem como uma de suas atribuições a promoção de licitações para a concessão de blocos destinados à exploração de petróleo e de gás natural, os quais, após a conclusão da etapa de exploração e da eventual declaração de comercialidade, alcançam as fases de desenvolvimento e produção.

Até 31/12/2006, estavam em concessão: 14 blocos ainda em fase de exploração, 67 campos em desenvolvimento da fase de produção e 265 campos produtores, através da Rodada Zero; 4 blocos exploratórios da Primeira Rodada; 13 blocos exploratórios da Segunda Rodada; 22 blocos exploratórios na Terceira Rodada; 18 blocos exploratórios da Quarta Rodada; 24 blocos exploratórios da Quinta Rodada; 57 blocos exploratórios da Sexta Rodada de Licitações, e 95 blocos exploratórios da Sétima Rodada de Licitações para a contratação de atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural no Brasil.

Até a data supracitada, a ANP aceitou a devolução de 133 blocos declarados como não-comercializáveis, ou seja, blocos exploratórios que não alcançaram as etapas de desenvolvimento e produção. A referida devolução deu-se da seguinte forma: 26 blocos foram devolvidos no ano de 1999; 3 em 2000; 44 em 2001; 18 em 2002; 14 em 2003, 9 em 2004, 6 em 2005 e 13 em 2006. Com relação às Rodadas nas quais os blocos devolvidos foram licitados: 89 blocos exploratórios devolvidos foram concedidos na Rodada Zero, 8 na Primeira Rodada, 8 na Segunda Rodada, 13 na Terceira Rodada, 2 na Quarta Rodada, 3 na Quinta Rodada e 10 na Sexta Rodada de Licitações.

Assim, a ANP administrava, em 31/12/2006, contratos de concessão referentes a 247 blocos exploratórios, 66 campos em desenvolvimento e 264 campos produtores.

Em decorrência das rodadas de licitação promovidas pela ANP entre 1999 e 2006, 44 concessionárias, incluindo a Petrobras, estavam realizando atividades exploratórias no mercado petrolífero brasileiro em 31/12/2006. Quatorze empresas, além da Petrobras, também atuavam em campos na fase de produção, oito delas em parceria com a Petrobras.

Dos 247 blocos exploratórios em atividade ao final de 2006, 73 estavam sendo explorados somente pela Petrobras, 100 sem a participação da Petrobras, e os demais explorados por parcerias entre Petrobras e outras companhias.

Nos 66 campos em desenvolvimento existentes em 31/12/2006, ainda se observava uma grande concentração das atividades nas mãos da Petrobras, que atuava sozinha em 45 destes campos e participava de 14 parcerias. As seguintes empresas operadoras mantinham parcerias com a Petrobrás: Esso, Shell, Manati, Norse, Rio das Contas, Chevron, Frade Japão, Norsk, Kerr-McGee, Devon Energy, Sk Brasil, Unopaso, Recôncavo E&P, Queiroz Galvão, Petrosynergy e Coplex.

Com relação aos 264 campos produtores, observa-se que, em 31/12/2006, apenas 18 não possuíam a participação da Petrobras e outros 8 campos eram parcerias entre esta empresa e outras concessionárias. Os demais campos produtores eram concessões à Petrobras sem parcerias.

Quadro 2.1

Quadro 2.2

Quadro 2.3

2.2. Reservas

As reservas totais de petróleo foram contabilizadas em 18,2 bilhões de barris no final do ano de 2006, refletindo uma taxa de crescimento anual nos últimos 10 anos de 2,8%. As reservas provadas corresponderam a 12,2 bilhões de barris em 2006 (volume 3,5% superior ao registrado em 2005), representando 67,0% das reservas totais. Em 2006, o Brasil ocupou a 17ª posição no *ranking* mundial quanto às reservas provadas de petróleo, mesma posição do ano anterior.

Gráfico 2.1.

Das reservas provadas nacionais, 92,6% localizavam-se no mar, com destaque para o Rio de Janeiro (detendo 86,6% das reservas provadas *offshore*), e 7,4% situavam-se em jazidas terrestres.

Em 2006, o maior crescimento das reservas provadas foi registrado nas jazidas *offshore* do estado do Espírito Santo, que aumentaram 14,2%.

Gráfico 2.2.

No tocante ao gás natural, as reservas provadas chegaram a 347,9 bilhões m³ em 2006, as quais representaram 59,1% das reservas totais de gás natural no território brasileiro (588,6 bilhões m³). Entre 2005 e 2006, o volume das reservas totais de gás natural aumentou 29,5%. No período 1997-2006, as reservas provadas brasileiras de gás natural apresentaram uma taxa média de crescimento de 4,8% ao ano.

Gráfico 2.3.

Similarmente ao petróleo, a maior parte das reservas provadas de gás natural do Brasil encontravam-se em reservatórios marítimos (78,6%). O Rio de Janeiro, estado com maior participação nestas reservas, apresentou em 2006 apenas reservatórios *offshore* e concentrou 47,3% do volume nacional, sendo seguido por Amazonas, cujas jazidas terrestres corresponderam a 15,3% das reservas provadas nacionais. Observa-se que a dispersão das reservas de gás natural pelo território nacional não acompanha a distribuição das reservas de petróleo, sendo esta última muito mais concentrada na Região Sudeste do País.

Merece destaque o crescimento de 218,2% das reservas provadas de gás natural *onshore* do Espírito Santo entre 2005 e 2006.

Gráfico 2.4.

Tabela 2.1.

Tabela 2.2.

Tabela 2.3.

Tabela 2.4.

2.3. Produção

Em 2006, 8.287 poços foram responsáveis pela produção nacional de petróleo e de gás natural, número 3,6% superior ao registrado em 2005. Os poços localizados em terra, representando 90,8% do total, tiveram um acréscimo de 3,4% no período. Já os poços marítimos (9,2% do total) apresentaram um aumento de 5,4% entre 2005 e 2006.

No ano de 2006, a produção nacional diária de petróleo (incluindo óleo cru e condensado, não incluindo LGN, óleo de xisto, GLP e C₅⁺) foi de 1,7 milhão b/d (628,8 milhões de barris no ano), tendo elevado-se 5,5% em relação a 2005. Entre 1997 e 2006, houve um crescimento médio anual de 8,3% da produção de petróleo do País. Em 2006, o Brasil manteve-se como o 16º maior produtor mundial de petróleo (incluindo óleo cru, condensado e LGN).

A Relação reserva/produção (R/P) passou de 23,2 ano em 1997 para 19,4 ano em 2006. Em média, este índice reduziu-se a uma taxa de 2,0% ao ano nos últimos 10 anos.

A maior parte da produção nacional de petróleo (exclusive LGN) foi extraída de campos marítimos, responsáveis por 88,7% do total produzido. O Estado do Rio de Janeiro respondeu por 94,9% da produção marítima e por 84,2% da produção total

nacional. Em 2006, este Estado voltou a registrar um expressivo incremento em sua produção de petróleo: 5,6%, o maior acréscimo verificado no País. Nos últimos 10 anos, o crescimento médio anual da produção de petróleo do Rio de Janeiro foi de 10,4%.

O maior crescimento na produção de petróleo observado em 2006 foi verificado no mar do estado do Espírito Santo, com 181,9% de aumento. A participação deste estado na produção nacional cresceu 3,6% em 2006. Contrariamente, o estado do Paraná apresentou a maior queda de produção em 2006 (-36,2%), o que reduziu a participação deste estado na produção nacional de petróleo para 0,3% em 2006.

Em terra, o estado do Rio Grande do Norte foi o maior produtor, concentrando 28,8% da produção terrestre nacional em 2006, entretanto, a produção potiguar (mar e terra) representou apenas 3,8% da produção nacional.

Gráfico 2.5.

No período de 1997 a 2006, a produção nacional de gás natural apresentou um crescimento médio de 6,8% ao ano, atingindo 17,7 bilhões m³ em 2006, somados os volumes de gás reinjetado, queimado, perdido, consumido nas áreas de produção, refino, processamento e movimentação de gás natural, bem como o volume condensado na forma de LGN. O volume de gás natural reinjetado, que decresceu no ano de 2005, registrou elevação de 6,2% em 2006. De 1999 a 2006 o volume de gás reinjetado cresceu a uma taxa média de 10,3% ao ano. Já as queimas e perdas de gás apresentaram redução de 25,2% em 2006 em relação a 2005. De 1999 a 2006, foi constatado um decréscimo anual médio de 2,9% nas queimas e perdas de gás natural.

A relação reservas/produção (R/P) caiu de 23,2 anos em 1997, para 19,7 anos em 2006. Em 2006, o Brasil ficou na 35ª colocação no *ranking* mundial de produtores de gás natural. Para o cálculo da posição brasileira no *ranking* mundial de produtores, descontou-se da produção os volumes de queimas, perdas e reinjeção, para poder compará-la com os dados mundiais publicados pela BP (vide Tabela 1.6).

Os campos marítimos foram responsáveis por 62,4% do gás natural produzido no país em 2006. A produção marítima total de gás natural subiu 7,0% entre 2005 e 2006, enquanto a produção terrestre apresentou um decréscimo de 9,7% no mesmo período. O Estado do Rio de Janeiro foi o maior produtor de gás natural, concentrando 46,4% do volume total produzido e 74,4% da produção marítima nacional. O segundo maior produtor foi o Amazonas, representando 19,1% da produção nacional e 50,7% do volume *onshore*.

Gráfico 2.6.

Do volume total de gás natural produzido em 2006, 1,9 bilhão m³ (10,5%) foi queimado e perdido e 3,2 bilhões m³ (17,9%) foram reinjetados. O volume de queimas e perdas de gás natural, após ter apresentado queda por três anos consecutivos e acréscimo em 2005, voltou a registrar decréscimo, de 25,2%, em 2006. Nos campos com gás associado ao petróleo, parte do gás natural produzido, se não for reinjetado no poço (com vistas a aumentar a recuperação do petróleo) nem tiver mercado consumidor próximo, acaba sendo queimado. A produção de gás natural não-associado aumentou 3,2% em 2006. Em campos contendo gás natural não-associado, toda a infra-estrutura de produção destina-se à extração deste energético, o que minimiza a queima e reduz as perdas.

Tabela 2.5

Tabela 2.6

Tabela 2.7

Tabela 2.8

Tabela 2.9

Tabela 2.10

Tabela 2.11

Tabela 2.12

2.4. Participações Governamentais e de Terceiros

A Lei do Petróleo (Lei n.º 9.478/97) estabeleceu as participações governamentais a serem pagas pelos concessionários das atividades de exploração e produção de petróleo ou gás natural: o bônus de assinatura, os *royalties*, a participação especial e o pagamento pela ocupação ou retenção de área. Destas quatro participações governamentais, somente os *royalties* já existiam antes da Lei do Petróleo, mas em percentual inferior. A arrecadação de bônus de assinatura é tratada na Seção 5 deste Anuário.

No ano de 2006, como resultado das atividades de produção de petróleo e de gás natural, foram arrecadados R\$ 7,7 bilhões em *royalties*, valor 24,1% superior ao recolhido em 2005. Deste montante, 30,9% destinaram-se aos estados produtores ou confrontantes; 33,9% aos municípios produtores ou confrontantes; 12,3% ao Ministério de Ciência e Tecnologia – MCT; 15,3% ao Comando da Marinha e 7,6% 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 45,0% do total arrecadado no País a título de *royalties*, cabendo à esfera estadual 47,5% deste percentual.

Gráfico 2.7.

Quanto à participação especial, seu recolhimento atingiu R\$ 8,8 bilhões no ano de 2006, valor 26,9% superior ao montante arrecadado em 2005. Deste valor, conforme definido pela Lei do Petróleo, couberam 40,0% aos estados produtores ou confrontantes, 10,0% aos municípios produtores ou confrontantes, 40,0% ao Ministério de Minas e Energia – MME e 10,0% ao Ministério do Meio Ambiente – MMA.

Os estados beneficiários da participação especial foram, em ordem de importância: Rio de Janeiro (com 97,7% do total destinado às Unidades da Federação), Amazonas, Rio Grande do Norte, Espírito Santo, Sergipe, Bahia e Alagoas. Entre os municípios beneficiários destacaram-se Campos dos Goytacazes, com 50,2% do total destinado aos municípios, Rio das Ostras, com 20,2% e Macaé, com 10,5%, todos situados no Estado do Rio de Janeiro.

Gráfico 2.8.

O pagamento pela ocupação ou retenção de 895 áreas totalizou R\$ 134,6 milhões em 2006. Do total de áreas ocupadas, 576 encontravam-se em exploração e foram responsáveis por 52,4% do pagamento; 54 estavam em desenvolvimento, respondendo

por 2,0% do valor pago, e 265 encontravam-se na fase de produção, correspondendo a 45,6% do pagamento total pela ocupação ou retenção de área.

Adicionalmente às participações governamentais, a Lei do Petróleo estabeleceu o pagamento pelos concessionários de uma participação sobre o valor do petróleo e do gás natural produzido a ser destinada aos proprietários das terras onde são realizadas as atividades de exploração e produção. Em 2006, este pagamento somou R\$ 96,9 milhões, valor 14,1% superior ao pago em 2005. Este montante foi distribuído a 1.514 proprietários cadastrados em seis estados e, no caso de propriedades não-regularizadas, depositado em poupança.

Gráfico 2.9.

Tabela 2.13

Tabela 2.14

Tabela 2.15

Tabela 2.16

2.5. Preços de Referência do Petróleo e do Gás Natural

De acordo com o Decreto n.º 2.705/98, conhecido como “Decreto das Participações Governamentais”, os preços de referência do petróleo e do gás natural são utilizados na determinação do valor da produção destes hidrocarbonetos para fins de cálculo dos *royalties* e da participação especial.

Com relação ao petróleo, é adotada como preço de referência a média ponderada dos preços de venda (sem tributos) praticados pela empresa no respectivo 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*). O preço mínimo do petróleo é calculado pela ANP com base no valor médio mensal de uma cesta-padrão proposta pelo concessionário (sendo facultado à ANP não aceitar a metodologia proposta e sugerir nova cesta-padrão ao concessionário), composta de até quatro tipos de petróleo cotados no mercado internacional, cujas características físico-químicas sejam similares às do petróleo produzido, nos termos do Art. 7º, do capítulo IV, do Decreto das Participações Governamentais. Na ausência desta proposta, o preço é arbitrado pela ANP, conforme a Portaria ANP n.º 206/00, que estabelece a metodologia de cálculo do preço mínimo do petróleo produzido mensalmente em cada campo, adotado para fins de cálculo de *royalties* e da participação especial.

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 entre concessionário e compradores, deduzidas as tarifas relativas ao transporte do gás até os pontos de entrega. Ao contrário do petróleo, não existe preço mínimo para o gás natural. O preço de referência do gás natural leva em conta a existência ou não da operação de venda. Caso não haja venda do gás natural produzido, ou se a venda não refletir as condições do mercado, o preço de referência será equivalente ao preço deste na entrada do gasoduto de transporte, fixado pela Portaria Interministerial MF/MME n.º 3/00, o qual é indexado ao preço internacional do óleo combustível. Este mecanismo foi estabelecido pela ANP através da Portaria n.º 45/00.

Em 2006, o preço médio de referência do petróleo teve decréscimo de 3,3%, enquanto o preço médio de referência do gás natural registrou acréscimo de 18,1% em relação a 2005. Os valores dos preços médios de referência do petróleo e do gás natural alcançaram as respectivas médias de R\$ 88,43/b (US\$ 40,64/b) e R\$ 356,68/mil m³ (US\$ 163,83/mil m³) em 2006.

Tabela 2.17

Tabela 2.18

Refino e Processamento

2.6. Refino de Petróleo

Em 2006, as 13 refinarias nacionais (não incluindo a Superintendência de Industrialização do Xisto – SIX) somaram uma capacidade de refino de 320,6 mil m³/d. A capacidade de refino medida em barris por dia-calendário, considerando-se o fator de 95%, foi de aproximadamente 304,6 mil m³/d. Destas refinarias, onze pertenciam à Petrobras (sendo uma, a REFAP – Refinaria Alberto Pasqualini S.A., em associação com a Repsol-YPF) e responderam por 98,5% da capacidade total, e duas eram privadas (Manguinhos, pertencente à Repsol-YPF e ao Grupo Peixoto de Castro, e Ipiranga, pertencente à Companhia Brasileira de Petróleo Ipiranga).

A REPLAN (SP) era em 2006 a refinaria brasileira com a maior capacidade instalada, 18,1% do total nacional. As refinarias da Região Sudeste responderam por 61,8% da capacidade total do País.

No ano de 2006, foi processado pelo parque de refino nacional cerca de 1,7 milhão b/d de petróleo (639 milhões de barris no ano), volume 0,7% superior ao

processado no ano anterior. Além do petróleo, algumas refinarias brasileiras – REDUC (RJ) e RLAM (BA) – também processam LGN, cujo volume processado em 2006 (44,5 mil b/d) subiu 28,3% em comparação com o ano anterior. Do total de petróleo processado em 2006, 78,6% eram de origem nacional.

Gráfico 2.10.

Gráfico 2.11.

Em 2006, a REPLAN (SP) foi responsável por 19,5% do volume total de petróleo processado no País, refinando uma média diária de 341,7 mil barris. Esta refinaria também foi a que processou a maior quantidade de petróleo de origem nacional (21,0% do total). A REDUC (RJ) foi a refinaria brasileira que processou o maior volume de petróleo importado (25,0% do total) e de LGN (83,4% do total).

Cabe ressaltar que praticamente todo o petróleo processado na refinaria Ipiranga (RS) em 2006 foi de origem importada, enquanto a LUBNOR (CE) processou apenas petróleo de origem nacional.

Gráfico 2.12.

No ano de 2006, as refinarias nacionais apresentaram uma capacidade de armazenamento de 34,9 milhões de barris de petróleo e 6,4 milhões m³ de derivados de petróleo, álcool e MTBE. Da capacidade total de armazenamento de petróleo, 66,3% situaram-se na Região Sudeste, sendo que as refinarias do Estado de São Paulo concentraram 38,6% do total nacional. As refinarias com as maiores capacidades de armazenamento de petróleo no Brasil foram a REPLAN (SP), com 18,2% do total nacional, e a REDUC (RJ), com 17,6%.

O Sudeste também foi a região que concentrou a maior capacidade de armazenamento de derivados de petróleo, álcool e MTBE em refinarias, com 71,5% do total, sendo que 43,0% da capacidade brasileira localizava-se no Estado de São Paulo. As maiores capacidades de armazenamento de derivados de petróleo, álcool e MTBE no Brasil estavam localizadas na REDUC (RJ), 19,6% do total nacional, REPLAN (SP), 17,1%, e REVAP (SP), 16,4%.

Tabela 2.19

Tabela 2.20

Tabela 2.21

Tabela 2.22

Tabela 2.23

2.7. Processamento de Gás Natural

No ano de 2006, o processamento do gás natural nacional foi realizado por 24 unidades de processamento (UPGNs), que somaram uma capacidade nominal instalada de 49,6 milhões m³/d de gás. O volume total de gás natural processado foi de 13,9 bilhões m³ (38,1 milhões m³/d). As UPGNs de Urucu (I, II e III) no Estado do Amazonas, concentraram 19,6% da capacidade instalada nacional e responderam por 23,0% do volume total de gás natural processado no País.

Como resultado do processamento de gás natural, as UPGNs nacionais produziram 3,3 milhões m³ de GLP; 1,8 milhão m³ de C₅⁺ (gasolina natural) e 12,7 bilhões m³ de gás seco. Destacaram-se as unidades de Cabiúnas (UPGN, UPCGN, URGN e URLs), que foram as maiores produtoras de GLP, gás seco e C₅⁺, respondendo conjuntamente por 40,7%, 25,9% e 73,1% da produção total dos mesmos, respectivamente.

Gráfico 2.13.

Tabela 2.24

Tabela 2.25

Tabela 2.26

Tabela 2.27

2.8. Produção de Derivados de Petróleo

A produção brasileira de derivados de petróleo energéticos e não-energéticos no ano 2006 foi de 106,3 milhões m³, 1,3% superior ao volume registrado em 2005. Deste total, 95,7% foram produzidos em refinarias, 3,1% em UPGNs, 1,0% em centrais petroquímicas e o restante (0,2%) por outros produtores autorizados pela ANP. Destaca-se que foram contabilizados apenas os derivados energéticos das Centrais Petroquímicas. Vale ressaltar ainda que estes valores não incluem o volume de derivados produzidos a partir do xisto betuminoso. Assim, para obter o volume total de derivados produzido no País, deve-se somar aos dados apresentados neste tema àqueles constantes da tabela 2.37 (Capítulo 2.10 – Industrialização do Xisto).

Os derivados energéticos representaram 85,1% do total produzido e seu volume teve um crescimento de 1,1% em 2006 com relação a 2005. Vale destacar a queda de 8,0% na produção de gasolina de aviação e de 24,8% na de querosene iluminante, entretanto estes energéticos tem pequena participação na produção de derivados

energéticos. A produção de não-energéticos, que representou 14,9% do total em 2006, apresentou um crescimento de 2,3% no período, onde destaca-se o aumento na produção de asfalto (31,4%) e a queda na produção de solvente (26,4%).

Gráfico 2.14

Do volume total de derivados produzidos no Brasil, o óleo diesel participou com 36,4% (38,7 milhões m³) e a gasolina A com 20,1% (21,3 milhões m³). Entre os derivados não-energéticos, destacou-se a nafta, responsável por 8,1% (8,6 milhões m³) da produção total de derivados e por 54,6% da produção de não-energéticos.

Gráfico 2.15.

Gráfico 2.16.

O conjunto de refinarias de São Paulo foi responsável por 42,6% da produção total de derivados no ano 2006. A REPLAN (SP), maior produtora nacional, produziu 21,0 milhões m³, o que representou 19,8% da produção de derivados nas refinarias do País. Esta refinaria destacou-se também na produção de óleo diesel, gasolina A, querosene iluminante e coque, com 27,3%, 21,6%, 29,5% e 58,2%, respectivamente, da produção nacional desses derivados.

A RLAM (BA) foi a principal produtora de nafta, com 25,0% da produção nacional deste derivado. A Refinaria RPBC (SP) foi a maior produtora de solventes em 2006, com 33,9% do total produzido. Já a REDUC (RJ) foi a maior produtora de óleo lubrificante, concentrando 78,4% da produção nacional.

Em relação às centrais petroquímicas, no ano de 2006, sua produção atingiu 1,1 milhão m³, volume 9,3% maior que o registrado em 2005. Esta produção subdividiu-se em 84,0% de gasolina A e 16,0 % de GLP.

Tabela 2.28

Tabela 2.29

Tabela 2.30

Tabela 2.31

2.9. 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 e GLP são publicados no Anuário Estatístico desde a edição de 2003, em substituição às séries de preços de realização e faturamento dos derivados de petróleo divulgada nas

edições anteriores. A partir da abertura do mercado nacional de derivados em 01/01/2002, os preços de realização e faturamento deixaram de existir, e os preços dos derivados 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 n.º 10.336/01 (com alíquotas alteradas pelo Decreto n.º 4.565/03), 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 n.º 9.990/00, e 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 n.º 297/01, instituiu a obrigatoriedade de apresentação por parte destes agentes das informações relativas à comercialização de gasolina A, óleo diesel, QAV e GLP. Estes valores são freqüentemente atualizados e encontram-se disponíveis para consulta no sítio da ANP <www.anp.gov.br/petro/precos_de_produtores.asp>.

Tabela 2.32

Tabela 2.33

Tabela 2.34

Tabela 2.35

Tabela 2.36

Industrialização do Xisto

2.10. Industrialização do Xisto

Este tema apresenta de forma sintética as atividades relacionadas ao xisto betuminoso que possuem 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 de xisto localizada em São Mateus do Sul, no estado do Paraná, onde está localizada sua Unidade de Negócio da Industrialização do Xisto – SIX.

O volume de xisto bruto processado no ano de 2006 foi de 2,2 milhões t, volume 13,8% superior ao processado no ano anterior.

Da transformação do xisto realizado na SIX são obtidos os seguintes produtos energéticos: gás de xisto, GLP e óleo combustível. Ademais, produz-se enxofre, nafta e outros derivados não-energéticos do xisto.

Em 2006, a produção brasileira de gás de xisto foi de 15,6 mil t, volume 12,1% maior que o registrado em 2005, enquanto a produção de GLP somou 21,2 mil m³, volume 5,6% maior que o do ano anterior. O volume de óleo combustível obtido a partir do processamento do xisto foi de 117,0 mil m³ em 2006, produção 2,7% maior que a verificada em 2005.

Quanto aos produtos não-energéticos, o volume produzido de nafta (44,6 mil m³) aumentou 29,2% em 2006. Adicionalmente, a SIX produziu cerca de 13,6 mil m³ de outros derivados não-energéticos em 2006.

Tabela 2.37

Movimentação de Petróleo, seus Derivados e Gás Natural

2.11. Terminais

Para viabilizar a movimentação de petróleo, seus derivados e álcool etílico no território nacional, o Brasil dispunha, em 2006, de 93 terminais autorizados a funcionar, compreendendo 9 centros coletores de álcool, 54 terminais aquaviários e 30 terminais terrestres. Estes terminais possuíam uma capacidade nominal de armazenamento de 11,6 milhões m³, distribuída por 1.413 tanques.

A capacidade nacional de armazenamento subdivide-se em 5,4 milhões m³ destinados ao petróleo, 5,9 milhões m³ para os derivados (exceto GLP) e o restante (0,3 milhão m³) reservado para o armazenamento exclusivo de GLP.

Os terminais aquaviários concentraram a maior parte da capacidade nominal de armazenamento nacional e o maior número de tanques autorizados: 68,8% e 72,6% do total, respectivamente.

Em relação às Unidades da Federação, São Paulo foi a que apresentou a maior capacidade de armazenamento em terminais e o maior número de tanques: 5,8 milhões m³ (49,4% da capacidade nacional) em 724 tanques (51,2% dos tanques disponíveis no país).

Tabela 2.38

2.12. Dutos

No ano de 2006, a infra-estrutura dutoviária nacional era composta de 511 dutos destinados à movimentação de petróleo, derivados, gás natural e outros produtos. Esses dutos somaram 15,4 mil km de extensão, divididos em 10,3 mil km para transporte e 5,1 mil km para transferência.

Com extensão de 7,7 mil km, 83 dutos destinavam-se à movimentação de gás natural; 366 dutos, com extensão de 5,8 mil km, à movimentação de derivados; 29 dutos, com extensão de 1,9 mil km, à movimentação de petróleo; e os 51 km restantes, compostos por 33 dutos, destinaram-se à movimentação dos demais produtos, tais como álcool, solventes e outros de menor importância.

Os traçados dos dutos encontram-se ilustrados nos Cartogramas 2.1 e 2.2.

Cartograma 2.1.

Cartograma 2.2.

Tabela 2.39

Comércio Exterior

2.13. Importação e Exportação de Petróleo

No ano de 2006, para complementar o suprimento nacional, foram importados petróleo, seus derivados e gás natural pelo Brasil. O volume importado de petróleo atingiu 131,9 milhões de barris. Relativamente ao ano de 2005, este volume reduziu-se em 4,7%. Entre 1997 e 2006, houve quedas na importação de petróleo em todos os anos, com as exceções de 2001 e 2004.

Mesmo com a diminuição do volume importado em 2006, o dispêndio do País com importações de petróleo cresceu 19,1%, em virtude do expressivo aumento dos preços do petróleo no mercado internacional. O preço médio do barril de petróleo importado pelo Brasil em 2006 atingiu a cifra de US\$ 69,1, valor recorde na década, superando em 25,0% o verificado no ano anterior (vide Seção 1, tema *Petróleo*, capítulo 1.4 - *Preços*). Como resultado, o dispêndio com as importações brasileiras de petróleo foi de US\$ 9,1 bilhões FOB.

Gráfico 2.17.

Em 2006, as importações brasileiras de petróleo mantiveram um perfil similar ao verificado em 2005. A principal região fornecedora foi a África, que teve participação de 68,9% do volume total importado em 2006. O segundo lugar foi ocupado pelo Oriente Médio, concentrando 24,8%. Entre os países da África, destacaram-se a Nigéria e a Argélia, que responderam por, respectivamente, 39,8% e 16,5% do total importado pelo País. No Oriente Médio, os principais exportadores foram a Arábia Saudita e o Iraque, representando 17,4% e 7,4% do óleo importado pelo Brasil. Entre os países das Américas Central e do Sul, a Bolívia teve a maior participação no fornecimento de petróleo para o Brasil, respondendo por 1,7% do total importado em 2006.

Gráfico 2.18.

As exportações brasileiras de petróleo chegaram a 134,3 milhões de barris em 2006, registrando acréscimo de 34,1% em relação ao ano anterior. As exportações geraram uma receita de US\$ 7,0 bilhões, valor 65,6% maior do que o arrecadado em 2005. Esta alta do valor arrecadado ocorreu também em decorrência do significativo aumento do preço médio do barril de petróleo exportado pelo Brasil, que passou de US\$ 41,57/barril em 2005 para US\$ 51,32/barril em 2006, um crescimento de 23,5%,

seguindo a tendência observada nos preços do mercado internacional (vide seção 1, tema *Petróleo*, capítulo 1.4).

Assim como no ano anterior, as exportações nacionais de petróleo tiveram como principal região de destino os países das Américas Central e do Sul, que representaram 35,4% do volume total exportado em 2006. O segundo lugar foi ocupado pela região classificada como Ásia-Pacífico, concentrando 19,6%, e a terceira posição coube à Europa, responsável pela compra de 16,2% do petróleo exportado pelo Brasil. Os principais destinos das exportações brasileiras de petróleo foram Estados Unidos (28,8%), Bahamas (9,5%), China (12,2%) e Chile (15,5%).

Tabela 2.40

Tabela 2.41

Tabela 2.42

2.14. Importação e Exportação de Derivados de Petróleo

No ano 2006, as importações de derivados de petróleo totalizaram 13,4 milhões m³, volume 23,5% superior ao registrado em 2005. As importações de derivados energéticos representaram 45,6% do total e aumentaram 62,2% em relação a 2005. As importações de derivados não-energéticos corresponderam a 54,4% do total e registraram crescimento de 3,0% no período.

Gráfico 2.19.

Óleo diesel e GLP foram os derivados energéticos importados em maior quantidade no ano, contribuindo, respectivamente, com 26,4% e 11,8% do volume total importado. O principal derivado não-energético importado foi a nafta, com 31,9% do volume importado pelo País. O coque também foi importado em quantidade significativa, correspondendo a 19,2% do total.

O dispêndio com as importações de derivados somou US\$ 4,9 bilhões em 2006, sendo a nafta e o óleo diesel os principais responsáveis por este montante, com as respectivas participações de 34,8% e 35,5%. Houve um acréscimo no dispêndio total da ordem de 48,3% em relação a 2005, como consequência do aumento generalizado dos preços dos derivados de petróleo no mercado internacional.

Gráfico 2.20.

As importações de derivados no ano de 2006 originaram-se principalmente das Américas Central e do Sul (34,8%), com destaque para a Argentina (24,9%). Entretanto,

o óleo diesel foi importado primordialmente da Índia (42,4%), enquanto o coque teve como principal origem os Estados Unidos (89,5%).

Gráfico 2.21.

O volume das exportações de derivados realizadas pelo Brasil aumentou entre 2005 e 2006, somando 16,8 milhões m³. As exportações de derivados energéticos representaram 94,2% do volume, destacando-se o óleo combustível, com 40,5% do total exportado, seguido pelo óleo combustível marítimo e pela gasolina A com, respectivamente, 22,9% e 16,1% do total exportado.

A receita arrecadada com as exportações de derivados em 2006 somou US\$ 5,3 bilhões, montante 26,0% superior à receita verificada em 2005, em virtude principalmente do expressivo aumento dos preços do petróleo no mercado internacional. O principal produto responsável por esta arrecadação foi o óleo combustível, representando 59,2% da receita total com as exportações de derivados de petróleo.

Gráfico 2.22.

As exportações brasileiras de derivados foram destinadas, em sua grande maioria, às Américas Central e do Sul (32,0% do total, sendo que 16,1% das exportações nacionais destinaram-se somente às Bahamas).

Gráfico 2.23.

Tabela 2.43

Tabela 2.44

Tabela 2.45

Tabela 2.46

Tabela 2.47

2.15. Dependência Externa de Petróleo e seus Derivados

No ano de 2006, pela primeira vez o Brasil teve um resultado superavitário na balança de importações e exportações de petróleo e derivados, alcançando a auto-suficiência de abastecimento de petróleo e derivados. As exportações líquidas de petróleo bruto foram de um mil m³/dia. Já a exportação líquida de derivados foi de 9,2 mil m³/d em 2006. Contribuiu para este resultado, o aumento de 5,5% da produção de petróleo. Nesse período, o consumo aparente de petróleo e seus derivados teve alta de 0,9%.

Gráfico 2.24.

Tabela 2.48

2.16. Importação de Gás Natural

Em 2006, as importações brasileiras de gás natural totalizaram 9,8 bilhões m³, volume 8,8% superior ao registrado em 2005. Originou-se da Bolívia 95,2% do volume de gás natural importado pelo País. O volume restante foi proveniente da Argentina.

A importação de gás natural realizada pelo Brasil ocasionou um dispêndio de US\$1,6 bilhão, valor 49,4% superior ao registrado em 2005, correspondendo a um valor médio de US\$ 159,3/mil m³ de gás importado.

Tabela 2.49

Tabela 2.50