

## **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 2004, 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.

## **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 31/12/2004, a Agência já havia concedido: 115 blocos exploratórios, 49 campos em desenvolvimento da fase de produção e 233 campos produtores, através da Rodada Zero; 12 blocos exploratórios na Primeira Rodada; 21 blocos exploratórios na Segunda Rodada; 34 blocos exploratórios na Terceira Rodada; 21 blocos exploratórios na Quarta Rodada; 101 blocos exploratórios na Quinta Rodada; e 154 blocos exploratórios na Sexta 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 115 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; 15 em 2003 e 9 em 2004. Com relação às Rodadas nas quais os blocos devolvidos foram licitados: 88 blocos exploratórios devolvidos foram concedidos na Rodada Zero, 6 na Primeira Rodada, 8 na Segunda Rodada, 11 na Terceira Rodada, 1 na Quarta Rodada e 1 na Quinta Rodada de Licitações.

Assim, a ANP administrava, em 31/12/2004, 405 contratos de concessão referentes a 105 blocos exploratórios, 50 campos em desenvolvimento e 250 campos produtores.

Fruto das seis rodadas de licitação promovidas pela ANP entre 1999 e 2004, 32 concessionárias, incluindo a Petrobras, estavam realizando atividades exploratórias no mercado petrolífero brasileiro em 31/12/2004. Destas, três também estavam realizando atividades de desenvolvimento e produção, somadas a 14 outras empresas, atuando individualmente ou em parceria com a Petrobras nas áreas concedidas na Rodada Zero. De forma resumida, 49 concessionários (incluindo a Petrobras) estavam realizando atividades de exploração, desenvolvimento e/ou produção no País em 31/12/2004.

Dos 105 blocos exploratórios em atividade ao final de 2004, 43 estavam sendo explorados somente pela Petrobras, 28 pela Petrobras em parcerias com outras empresas (sendo a Petrobras operadora em 19 destas parcerias) e 34 não contavam

com a participação desse concessionário (5 em parceria sem a Petrobras e 29 por empresas sem parceria). Além da Petrobras, mais 23 concessionários eram operadores de blocos exploratórios concedidos.

Nos 50 campos em desenvolvimento existentes em 31/12/2004, todos oriundos de concessões realizadas na Rodada Zero, ainda se observava uma grande concentração das atividades nas mãos da Petrobras, que atuava sozinha em 41 destes campos e participava de 6 parcerias (sendo operadora em 4 destas parcerias). As duas empresas operadoras em parcerias com a Petrobras eram a El Paso, no campo Sardinha (Bacia de Camamu-Almada), e a ChevronTexaco, no campo de Frade (Bacia de Campos). Apenas 3 campos na fase de desenvolvimento não possuíam a participação da Petrobras, sendo todos localizados na Bacia Sergipe-Alagoas e atualmente concedidos à Marítima: Fazenda Guindaste, Lagoa Pacas e Sebastião Ferreira.

Com relação aos 250 campos produtores, todos também originalmente concedidos pela ANP à Petrobras na Rodada Zero, observa-se que em 31/12/2004 apenas 11 não possuíam a participação da Petrobras e outros 6 campos eram parcerias entre esta empresa e outras concessionárias (sendo a Petrobras operadora em 3). Os demais 233 campos produtores eram concessões à Petrobras sem parcerias.

## 2.2. Reservas

As reservas totais de petróleo foram contabilizadas em 14,8 bilhões de barris no final do ano de 2004, refletindo uma taxa de crescimento nos últimos 10 anos de 5,4%. As reservas provadas no referido ano corresponderam a 11,2 bilhões de barris neste ano (volume 6,1% superior ao registrado em 2003), representando 76,1% das reservas totais. Com isso, o Brasil ocupou a 17ª posição no *ranking* mundial quanto às reservas provadas de petróleo, perdendo uma posição em relação ao ano anterior.

### Gráfico 2.1.

Das reservas provadas nacionais, 92,3% localizavam-se no mar, com destaque para o Rio de Janeiro (detendo 86,1% das reservas provadas *offshore*), e 7,7% localizavam-se em jazidas terrestres.

Em termos de crescimento das reservas provadas, entre 2002 e 2003, destacaram-se as jazidas *offshore* do estado do Espírito Santo, que apresentaram taxa de 97,8%. Com este resultado, o Espírito Santo passou a deter 11,2% do total de reservas provadas do País, ficando atrás apenas do Rio de Janeiro, com 79,4%.

### Gráfico 2.2.

No tocante ao gás natural, as reservas provadas alcançaram 326,1 bilhões m<sup>3</sup> em 2004, as quais representavam 65,5% das reservas totais de gás natural no território brasileiro (498,2 bilhões m<sup>3</sup>). Entre 2003 e 2004, o volume das reservas provadas de gás natural registradas cresceram 32,9%, o que melhorou a posição do Brasil no *ranking* mundial de reservas, que passou do 43<sup>o</sup> para o 41<sup>o</sup> lugar. No período 1995-2004, as reservas provadas de gás natural apresentaram uma taxa de crescimento de 5,1% ao ano.

### Gráfico 2.3.

Similarmente ao petróleo, a maior parte das reservas provadas de gás natural do Brasil encontravam-se em reservatórios marítimos (77,4%). O estado com maior participação nestas reservas, o Rio de Janeiro, apresentou em 2004 apenas reservatórios *offshore* e concentrou 36,5% do volume nacional, sendo seguido por São Paulo, cujas jazidas terrestres corresponderam a 24,1% 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 2.137,1% das reservas provadas de gás natural de São Paulo entre 2003 e 2004, em decorrência de uma expressiva descoberta registrada na Bacia de Santos. Adicionalmente, outro estado que apresentou significativa alta das reservas provadas de gás natural neste período foi o Espírito Santo (39,5%).

### Gráfico 2.4.

## 2.3. Produção

Em 2004, 7.800 poços foram responsáveis pela produção nacional de petróleo e de gás natural, número 15,3% inferior ao registrado em 2003. Os poços localizados em terra, representando 91,0% do total, tiveram um decréscimo de 15,4% no período. Já os poços marítimos (9,0% do total) apresentaram uma redução de 8,4% entre 2003 e 2004.

No ano, a produção nacional diária de petróleo (incluindo óleo cru e condensado, não incluindo LGN, óleo de xisto, GLP e C<sub>5</sub><sup>+</sup>) foi de 1,5 milhão b/d (540,7 milhões de barris no ano), tendo reduzido-se 1,0% em relação a 2003. Esta foi a única diminuição registrada nos últimos 10 anos. Entretanto, entre 1995 e 2004, houve um crescimento anual de 8,9% da produção de petróleo do País. Com isso, o Brasil retrocedeu duas posições no *ranking* mundial, passando a ser o 17<sup>o</sup> maior produtor de petróleo (incluindo óleo cru, condensado e LGN).

Os constantes recordes de produção de óleo cru (incluindo óleo cru e condensado) registrados até 2001 não estavam sendo acompanhados por aumentos relativos no volume das reservas provadas nacionais, de forma que a relação reservas/produção vinha caindo ano a ano desde 1996. Entretanto, em 2002, este índice voltou a apresentar ligeiro crescimento, passando de 18,0 para 18,5. Novos impulsos nas reservas, associados a crescimentos mais modestos da produção, elevaram este índice para 19,4 anos, em 2003, e para 20,8 anos em 2004 (valor 7,1% superior). Mesmo com estes recentes aumentos, este índice reduziu-se a uma taxa de 1,9% ao ano nos últimos 10 anos.

A maior parte da produção nacional de petróleo (exclusive LGN) foi extraída de campos marítimos, responsáveis por 85,5% do total produzido. O estado do Rio de Janeiro respondeu por 95,9% da produção marítima e por 82,0% da produção total nacional. Após um largo histórico de incrementos expressivos no volume produzido, em 2003 este Estado apresentou uma taxa modesta de crescimento, de 1,8%. Em 2004, foi registrada a única redução da produção nacional de petróleo nos últimos 10 anos neste estado: -0,7%. Contudo, nos últimos 10 anos, o crescimento anual da produção de petróleo do Rio de Janeiro foi de 11,2%.

Em terra, o estado do Rio Grande do Norte foi o maior produtor, concentrando 31,5% da produção terrestre nacional; em relação ao total produzido no País, entretanto, a produção potiguar representou apenas 4,6%.

O maior crescimento na produção de petróleo observado em 2003 foi verificado no estado do Paraná, com 57,2% de aumento. A participação deste estado na produção nacional passou de 0,3% em 2003 para 0,5% em 2004. Contrariamente, o estado do Espírito Santo apresentou a maior queda de produção em 2004 (-26,0%), o que reduziu a participação deste estado na produção nacional de petróleo de 2,9%, em 2003, para 2,2%, em 2004.

### **Gráfico 2.5.**

No período de 1995 a 2004, a produção nacional de gás natural apresentou um crescimento médio de 8,6% ao ano, atingindo 17,0 bilhões m<sup>3</sup> no último ano, 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 2003, registrou aumento de 9,9% em 2004. Nos últimos 10 anos, o volume de gás reinjetado cresceu a uma taxa de 11,0% ao ano. Já as queimas e perdas de gás apresentaram

queda pelo segundo ano consecutivo, com redução de 9,7% em relação a 2003, contra uma taxa de crescimento de 2,4% nos últimos 10 anos.

Não obstante esse crescimento, no ano de 2004 o Brasil manteve-se na 35ª colocação no *ranking* mundial de produtores de gás natural. A relação reservas/produção (R/P) interrompeu a queda que vinha sendo verificada desde o início do período analisado e subiu de 19,6, em 2003, para 24,4 anos, em 2004. A taxa de variação do índice R/P nos últimos 10 anos foi -2,7% ao ano. 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). Para o cálculo do índice R/P, considerou-se a produção de gás natural excluindo o volume reinjetado, mas incluindo as queimas e perdas.

Os campos marítimos foram responsáveis por 54,2% do gás natural produzido no País em 2004. A produção marítima total de gás natural subiu 1,3% entre 2003 e 2004, enquanto a produção terrestre apresentou um incremento de 15,8% no mesmo período. O estado do Rio de Janeiro foi o maior produtor de gás natural, concentrando 39,9% do volume total produzido e 73,6% da produção marítima nacional. O segundo maior produtor foi o Amazonas, representando 21,3% da produção nacional e 46,6% do volume *onshore*.

#### Gráfico 2.6.

Do volume total de gás natural produzido em 2004, 1,5 bilhão m<sup>3</sup> (8,7%) foi queimado e perdido e 3,6 bilhões m<sup>3</sup> (21,3%) foram reinjetados. O volume de queimas e perdas de gás natural caiu pelo terceiro ano consecutivo, com redução de 9,7% em 2004, dando continuidade à queda registrada no ano anterior, que reverteu uma tendência histórica de crescimento. Este fato pode ser explicado, em parte, pelo contínuo aumento da produção de gás natural classificado como não-associado (9,1% entre 2003 e 2004). 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. Já 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.

Em relação ao consumo próprio nas áreas de produção de gás natural, verificou-se um crescimento de 8,2% no ano de 2004 em relação ao volume consumido em 2003.



## 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.

Como resultado das atividades de produção de petróleo e de gás natural, no ano de 2004 foram arrecadados R\$ 5,0 bilhões em *royalties*, valor 14,7% superior ao recolhido em 2003. Deste montante, 32,1% destinaram-se aos estados produtores ou confrontantes; 33,7% aos Municípios produtores ou confrontantes; 12,3% ao Ministério de Ciência e Tecnologia – MCT; 14,6% ao Comando da Marinha e 7,3% 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 43,2% do total arrecadado no País a título de *royalties*, cabendo à esfera estadual 47,8% deste percentual.

### Gráfico 2.7.

Quanto à participação especial, seu recolhimento atingiu R\$ 5,3 bilhões no ano de 2004, valor 5,5% superior ao montante arrecadado em 2003. 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 97,0% do total destinado às Unidades da Federação), Amazonas, Rio Grande do Norte, Espírito Santo, Bahia e Sergipe. Entre os Municípios beneficiários destacaram-se Campos dos Goytacazes, com 50,6% do total destinado aos Municípios, Rio das Ostras, com 21,9% e Macaé, com 13,9%, todos situados no estado do Rio de Janeiro.

### Gráfico 2.8.

O pagamento pela ocupação ou retenção de 639 áreas totalizou R\$ 124,3 milhões em 2004. Do total de áreas ocupadas, 346 encontravam-se em exploração e foram responsáveis por 56,0% do pagamento; 48 estavam em desenvolvimento, respondendo

por 0,8% do valor pago e 245 encontravam-se na fase de produção, correspondendo a 43,2% do pagamento total pela ocupação ou retenção de área.

Adicionalmente às participações governamentais, a Lei do Petróleo estabeleceu ainda 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 2004, este pagamento somou R\$ 129,8 milhões, valor 175,9% superior ao pago em 2003. Este montante foi distribuído a 1.066 proprietários cadastrados em sete estados e, no caso de propriedades não-regularizadas, depositado em poupança.

**Gráfico 2.9.**

## **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 2004, o preço médio de referência do petróleo teve acréscimo de 21,8%, enquanto o preço médio de referência do gás natural registrou decréscimo de 10,9% em relação a 2003. Os valores dos preços médios de referência do petróleo e do gás natural alcançaram as respectivas médias de R\$ 89,21/b (US\$ 30,47/b) e R\$ 303,31/mil m<sup>3</sup> (US\$ 103,59/mil m<sup>3</sup>) em 2004.

## **2.6. Refino de Petróleo**

Em 2004, as 13 refinarias nacionais (não incluindo a Superintendência de Industrialização do Xisto – SIX) somaram uma capacidade operacional de refino equivalente a 320,6 mil m<sup>3</sup>/d. A capacidade de refino medida em barris por dia-calendário, considerando-se o fator de 95%, foi de aproximadamente 304,5 mil m<sup>3</sup>/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, localizada em São Paulo, era em 2004 a refinaria brasileira com a maior capacidade operacional instalada, 18,1% do total nacional. As refinarias da Região Sudeste responderam por 61,8% da capacidade operacional total do País.

No ano de 2004, foi processado pelo parque de refino nacional uma média de aproximadamente 1,7 milhão b/d de petróleo (632,7 milhões de barris no ano), volume 7,2% superior ao processado no ano anterior (588,7 milhões de barris no ano). Em relação à origem do petróleo processado nas refinarias nacionais, a quantidade de óleo nacional transformado nas refinarias brasileiras aumentou 1,1%, enquanto a quantidade importada subiu 27,2% entre 2003 e 2004. Do total de petróleo processado em 2004, 73,4% eram de origem nacional.

**Gráfico 2.10.**

**Gráfico 2.11.**

Em 2004, a REPLAN foi responsável por 20,3% do volume total de petróleo processado no País, refinando uma média diária de 350,6 mil b. Esta refinaria também foi a que processou a maior quantidade de petróleo de origens nacional (19,4% do total) e importada (23,9% do total).

Todo o petróleo processado nas refinarias Ipiranga (RS) e Manguinhos (RJ) em 2004 foi de origem importada, enquanto a REMAN (AM) processou apenas petróleo de origem nacional.

#### Gráfico 2.12.

No ano de 2004, as refinarias nacionais apresentaram uma capacidade de armazenamento de 34,9 milhões de barris de petróleo e 6,4 milhões m<sup>3</sup> 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 derivados de petróleo, álcool e MTBE no Brasil foram apresentadas pela REDUC (RJ), 19,6% do total nacional, pela REPLAN (SP), 17,1%, e pela REVAP (SP), 16,4%.

### 2.7. Processamento de Gás Natural

No ano 2004, o processamento do gás natural nacional foi realizado por 21 unidades de processamento (UPGNs) que somaram uma capacidade nominal instalada de 46,2 milhões m<sup>3</sup>/d de gás. O volume total de gás natural processado foi de 12,5 bilhões m<sup>3</sup> (34,1 milhões m<sup>3</sup>/d). As UPGNs de Urucu (I e II), no Amazonas, concentraram 14,3% da capacidade instalada nacional e responderam por 21,3% do volume total de gás natural processado no País.

Como resultado do processamento de gás natural, as UPGNs nacionais produziram 2,6 milhões m<sup>3</sup> de GLP; 1,0 milhão m<sup>3</sup> de C<sub>5</sub><sup>+</sup> (gasolina natural) e 11,8 bilhões m<sup>3</sup> de gás seco. No ano, os volumes de produção de GLP, C<sub>5</sub><sup>+</sup> e gás seco aumentaram 0,4%, 20,6% e 12,2%, respectivamente. Destacaram-se as unidades de Urucu (I e II), que juntas foram responsáveis por 30,9% e 20,6% da produção nacional de GLP e de

gás seco, respectivamente. As unidades de Cabiúnas (UPGN, UPCGN e URGN) foram as maiores produtoras de C<sub>5</sub><sup>+</sup> e responderam por 48,2% da produção total.

**Gráfico 2.13.**

## **2.8. Produção de Derivados de Petróleo**

A produção brasileira de derivados de petróleo energéticos e não-energéticos no ano 2004 foi de 103,4 milhões m<sup>3</sup> (1,7 milhão bep/d), 5,7% superior ao volume registrado em 2003. Deste total, 96,1% foram produzidos em refinarias, 2,5% em UPGNs, 1,0% em centrais petroquímicas e o restante (0,4%) por outros produtores autorizados pela ANP. Destaca-se que as UPGNs e as centrais petroquímicas produziram apenas derivados energéticos, assim como no ano anterior. 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 aqueles constantes da tabela 2.32 (Capítulo 2.10 – Industrialização do Xisto).

Os derivados energéticos representaram 85,3% do total produzido e seu volume teve um aumento de 6,6% em relação a 2003, com destaque para os aumentos de 11,3% na produção de gasolina de aviação e de 10,8% na de óleo diesel e a queda na produção de querosene iluminante (41,6%). A produção de não-energéticos, que representou 14,7% do total, apresentou um ligeiro crescimento de 0,6% no período, onde destaca-se o aumento na produção de asfalto (24,7%) e a queda na produção de óleo lubrificante (9,0%).

**Gráfico 2.14**

Do volume total de derivados produzidos no Brasil, o óleo diesel participou com 37,0% (38,3 milhões m<sup>3</sup>) e a gasolina A com 18,0% (18,6 milhões m<sup>3</sup>). Entre os derivados não-energéticos, destacou-se a nafta, responsável por 8,5% (8,7 milhões m<sup>3</sup>) da produção total de derivados e por 57,5% da produção de não-energéticos. Ademais, merece enfoque a produção de GLP realizada pelas UPGNs, que totalizou 2,6 milhões m<sup>3</sup> em 2003, representando 24,8% da produção nacional deste derivado.

**Gráfico 2.15.**

**Gráfico 2.16.**

O conjunto de refinarias de São Paulo foi responsável por 45,6% da produção total de derivados no ano 2004. A REPLAN/SP, maior produtora nacional, atingiu uma média de 55,8 mil m<sup>3</sup>/d, o que representou 20,6% 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 25,0%, 19,1%, 60,6% e 47,9%, respectivamente, da produção nacional desses derivados.

A RLAM, na Bahia, visando suprir o pólo petroquímico de Camaçari, foi a principal produtora de nafta, com 21,9% da produção nacional deste derivado. A Refinaria de Manguinhos, localizada no Rio de Janeiro, foi a maior produtora de solventes em 2004, com 33,2% do total produzido. Já a REDUC/RJ foi a maior produtora de óleo lubrificante, concentrando 82,4% da produção nacional.

Em relação às centrais petroquímicas, em 2004 o volume produzido por estas unidades atingiu 1,1 milhão m<sup>3</sup>, volume praticamente igual ao registrado em 2003. Esta produção subdividiu-se em 78,8% de gasolina A e 21,0% de GLP. O percentual restante (0,2%) refere-se ao volume de GLP efluente petroquímico devolvido às refinarias (1,9 mil m<sup>3</sup>).

## **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 à série 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 este 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 incluídos 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 *website* da ANP <[www.anp.gov.br/petro/precos\\_de\\_produtores.asp](http://www.anp.gov.br/petro/precos_de_produtores.asp)>.

## **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 2004 foi de 2,7 milhões t, volume 12,5% 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 2004, a produção brasileira de gás de xisto foi de 14,9 mil t, volume 11,5% maior que registrado em 2003, enquanto a produção de GLP somou 24,5 mil m<sup>3</sup>, volume 13,9% mais elevado que o do ano anterior. O volume de óleo combustível obtido a partir do processamento do xisto foi de 133,7 mil m<sup>3</sup> em 2004, produção 11,3% mais elevada que a verificada em 2003.

Quanto aos produtos não-energéticos, o volume produzido de enxofre aumentou 5,0% em 2004, enquanto a produção de nafta sofreu queda de 1,9%. Os volumes produzidos foram de 20,0 mil t e 39,7 mil m<sup>3</sup>, respectivamente. Adicionalmente, a SIX produziu 3,6 mil m<sup>3</sup> de outros derivados não-energéticos em 2003.

## **2.11. Terminais**

Para viabilizar a movimentação de petróleo, seus derivados e álcool etílico no território nacional, o Brasil dispunha, em 2004, de 83 terminais autorizados a funcionar, compreendendo 9 centros coletores de álcool, 48 terminais aquaviários e 26 terminais terrestres. Estes terminais possuíam uma capacidade nominal de armazenamento de 10,8 milhões m<sup>3</sup>, distribuída por 1.259 tanques.

A capacidade nacional de armazenamento subdivide-se em 5,4 milhões m<sup>3</sup> destinados ao petróleo, 5,1 milhões m<sup>3</sup> para os derivados (exceto GLP) e o restante (0,3 milhão m<sup>3</sup>) 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: 66,3% e 74,1% 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: 4,7 milhões m<sup>3</sup> (43,3% da capacidade nacional) em 518 tanques (41,1% dos tanques disponíveis no País).

## **2.12. Dutos**

No ano de 2004, a infra-estrutura dutoviária nacional era composta de 438 dutos destinados à movimentação de petróleo, derivados, gás natural e outros produtos. Estes dutos somaram 15,0 mil km de extensão, divididos em 10,0 mil km para transporte e 5,1 mil km para transferência.

Com extensão de 7,7 mil km, 80 dutos destinavam-se à movimentação de gás natural; 310 dutos, com extensão de 5,4 mil km, à movimentação de derivados; 25 dutos, com extensão de 1,9 mil km, à movimentação de petróleo; e os 0,03 mil km restantes, compostos por 23 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.**



## 2.13. Importação e Exportação de Petróleo

No ano de 2004, para complementar o suprimento nacional, foram importados petróleo, seus derivados e gás natural pelo Brasil. O volume importado de petróleo atingiu 172,5 milhões de barris (471,3 mil b/d). Relativamente ao ano de 2003, este volume foi elevado em 34,6%, revertendo a tendência de queda das importações de petróleo verificada desde 1996, à exceção do ano de 2001.

Com o aumento do volume importado, o dispêndio do País com importações de petróleo cresceu 75,9%, em virtude também do expressivo aumento dos preços do petróleo no mercado internacional. O preço médio do barril de petróleo importado pelo Brasil em 2004 atingiu a cifra de US\$ 39,96, valor recorde na década, superando em 30,7% 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\$ 6,9 bilhões FOB.

### Gráfico 2.17.

Em 2004, as importações brasileiras de petróleo mantiveram o perfil verificado em 2003. A principal região fornecedora foi a África, que aumentou a sua participação de 57,4% para 71,2% do volume total importado em 2004. O segundo lugar foi ocupado pelo Oriente Médio, concentrando 21,9%, e a terceira posição coube às Américas Central e do Sul, responsáveis por 6,9% do petróleo importado pelo País. As importações advindas da Europa e da Ex-União Soviética, que representavam 4,9% do total em 2003, foram nulas em 2004. Entre os países da África, destacaram-se a Nigéria e a Argélia, que responderam por, respectivamente, 48,7% e 22,3% do total importado. No Oriente Médio, os principais exportadores foram a Arábia Saudita e o Iraque, representando 14,0% e 7,9% do óleo importado pelo Brasil. Entre os países das Américas Central e do Sul, a Argentina teve a maior participação no fornecimento de petróleo para o Brasil, respondendo por 3,5% do total importado em 2004.

### Gráfico 2.18.

As exportações brasileiras de petróleo chegaram a 84,3 milhões de barris (230,2 mil b/d) em 2004, registrando decréscimo de 4,5% em relação ao ano anterior. Com isso, o País não manteve a tendência de crescimento dos volumes exportados, verificada desde 1999. Entretanto, estas exportações geraram uma receita de US\$ 2,5 bilhões, valor 19,1% maior do que o arrecadado em 2003. Esta alta do valor arrecadado ocorreu em virtude do significativo aumento do preço médio do barril de petróleo exportado pelo Brasil, que passou de US\$ 24,05/barril em 2003 para US\$ 30,00/barril em 2004, um

crescimento de 24,8%, seguindo a tendência observada nos preços do mercado internacional (vide seção 1, tema *Petróleo*, capítulo 1.4).

Mantendo o perfil verificado no ano anterior, as exportações nacionais de petróleo tiveram como principal região de destino os países das Américas Central e do Sul, que representaram 46,8% do volume total exportado em 2004. O segundo lugar foi ocupado pela Europa, concentrando 22,9%, e a terceira posição coube à região classificada como Ásia-Pacífico, responsável pela compra de 13,7% do petróleo exportado pelo Brasil. O principal destino das exportações brasileiras de petróleo foram os Estados Unidos e o Chile (12,9% cada), seguidos pelas Bahamas (12,4%), Trinidad e Tobago (10,7%) e Portugal (9,8%).

#### **2.14. Importação e Exportação de Derivados de Petróleo**

No ano 2004, as importações de derivados de petróleo totalizaram 11,1 milhões m<sup>3</sup> (30,4 mil m<sup>3</sup>/d), volume 12,3% inferior ao registrado em 2003. As importações de derivados energéticos representaram 43,7% do total e caíram 24,9% em relação a 2003. As importações de derivados não-energéticos corresponderam a 56,3% do total e registraram crescimento de 0,9% no período.

##### **Gráfico 2.19.**

Óleo diesel e GLP foram os derivados energéticos importados em maior quantidade no ano, contribuindo, respectivamente, com 24,2% e 16,9% do volume total importado. O principal derivado não-energético importado foi a nafta, com 29,0% do volume importado pelo País. O coque também foi importado em quantidade significativa, correspondendo a 22,1% do total.

O dispêndio com as importações de derivados somou US\$ 2,5 bilhões, sendo a nafta e o óleo diesel os principais responsáveis por este montante, com as respectivas participações de 33,6% e 33,1%. Apesar da queda registrada no volume de derivados importado, houve um acréscimo no dispêndio total da ordem de 17,3% em relação a 2003.

##### **Gráfico 2.20.**

As importações de derivados no ano de 2004 originaram-se principalmente das Américas Central e do Sul (40,4%), com destaque para a Argentina (30,3%). Entretanto, o óleo diesel foi importado primordialmente do Oriente Médio (44,5%), enquanto o coque teve como principal origem a América do Norte (71,4%).

##### **Gráfico 2.21.**

O volume das exportações de derivados realizadas pelo Brasil cresceu pelo segundo ano consecutivo (4,9%), somando 13,9 milhões m<sup>3</sup> (37,9 mil m<sup>3</sup>/d). As exportações de derivados energéticos representaram 94,0% do volume, destacando-se o óleo combustível, com 53,7% do total exportado, seguido pelo óleo combustível marítimo e pela gasolina A com, respectivamente, 24,6% e 14,5% do total exportado.

A receita arrecadada com as exportações de derivados em 2004 somou US\$ 2,8 bilhões, montante 15,4% superior à receita verificada em 2003. O principal produto responsável por esta arrecadação foi o óleo combustível, representando 64,1% da receita total com as exportações de derivados de petróleo.

#### Gráfico 2.22.

As exportações brasileiras de derivados foram destinadas, em sua grande maioria, à América do Norte (40,3% do total, sendo que 39,6% das exportações nacionais destinaram-se somente aos EUA). Entretanto, o óleo diesel e o GLP exportados pelo País tiveram como principais destinos a América do Sul (100,0%) e a Europa (47,8%), respectivamente.

#### Gráfico 2.23.

### 2.15. Dependência Externa de Petróleo e seus Derivados

No ano de 2004, a dependência externa do Brasil por petróleo e seus derivados foi de 11,2%, valor significativamente maior que o registrado no ano anterior (6,1%). Dessa forma, o País interrompeu a tendência declinante de sua dependência externa de petróleo, com as importações líquidas de petróleo crescendo 120,2%. Também contribuiu para este resultado, a redução de 0,9% da produção de petróleo. Já a importação líquida de derivados passou de -1,5 mil m<sup>3</sup>/d para -7,5 mil m<sup>3</sup>/d, havendo, portanto, exportação líquida de derivados, o que não foi suficiente, entretanto, para reduzir o índice de dependência externa brasileira por petróleo e seus derivados. Nesse período, o consumo aparente de petróleo e seus derivados sofreu alta de 4,8%.

#### Gráfico 2.24.

### 2.16. Importação de Gás Natural

Em 2004, as importações brasileiras de gás natural totalizaram 8,1 bilhões m<sup>3</sup>, volume 36,0% superior ao registrado em 2003. Originaram-se da Bolívia 94,4% 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\$ 784,6 milhões, valor 34,5% superior ao registrado em 2003, correspondendo a um valor médio de US\$ 97,03/mil m<sup>3</sup> de gás importado (equivalente a US\$ 2,78/MMBTU, para um poder calorífico inferior de 11.900 kcal/kg).