

## **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 de Gás Natural

Esta seção apresenta números que refletem o desempenho da indústria brasileira de petróleo e de gás natural, e se subdivide em cinco partes: **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, organizando-se em seis capítulos. O primeiro, *Blocos e Campos em Produção e em Desenvolvimento sob Concessão*, mostra a situação vigente em 31 de dezembro de 2010 das áreas concedidas pela ANP para as atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural.

O segundo, *Atividade Exploratória*, traz dados sobre atividade sísmica, perfuração de poços e métodos potenciais. O terceiro, *Reservas*, contempla a evolução das reservas brasileiras totais e provadas de petróleo e de gás natural. Por sua vez, o desempenho das atividades de produção nacional de hidrocarbonetos é abordado no quarto capítulo, *Produção*.

Em seguida, o quinto capítulo, *Participações Governamentais e de Terceiros*, apresenta os montantes das participações, instituídas pela Lei nº 9.478/1997, pagos pelos concessionários de exploração e produção de petróleo e gás natural.

Finalmente, o sexto capítulo, *Preços de Referência do Petróleo e do Gás Natural*, registra os preços médios destes produtos produzidos nos campos das áreas concedidas pela ANP, 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 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, Etanol e Gás Natural** é apresentado em dois capítulos, *Terminais* e *Dutos*, ambos com informações sobre a infraestrutura disponível para transporte e transferência de hidrocarbonetos e etanol 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 de Gás Natural*. São apresentados os dados de volumes de petróleo, seus derivados e 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 final de 2010, 745 áreas estavam sob concessão: 344 blocos na fase de exploração, 82 campos em desenvolvimento da produção e 319 campos na etapa de produção.

Dos blocos em fase de exploração, havia seis da Segunda Rodada; 14 da Terceira; 13 da Quarta; 22 da Quinta; 48 da Sexta; 103 da Sétima; 98 da Nona; e 40 da Décima Rodada de Licitações de Blocos para Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural no Brasil.

Até a data supracitada, a ANP aceitou a devolução de 776 blocos exploratórios - sendo 56 em 2010 - 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: 395 da Rodada Zero; 11 da Primeira; 13 da Segunda; 20 da Terceira; seis da Quarta; 75 da Quinta; 91 da Sexta; 156 da Sétima; e nove da Nona Rodada de Licitações.

Em decorrência das rodadas de licitação promovidas pela ANP desde 1999, 62 concessionárias estavam realizando atividades exploratórias nas bacias sedimentares brasileiras em 31/12/2010. Dos 344 blocos exploratórios sob concessão em atividade, 92 estavam sendo explorados somente pela Petrobras, 152 pelos demais concessionários e 102 explorados por parcerias entre Petrobras e outras companhias.

Nos 82 campos em desenvolvimento, a Petrobras possuía, sozinha, a concessão de 47 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 319 campos em fase de produção, a Petrobras não participava de somente 38; e outros 17 campos eram parcerias entre esta empresa e outras concessionárias. Os 264 demais campos produtores eram concessões à Petrobras sem parcerias.

**Quadro 2.1**  
**Quadro 2.2**  
**Quadro 2.3**

### **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. Estes dados podem ser sísmicos – adquiridos com a utilização de métodos geofísicos de reflexão e/ou refração de ondas sísmicas – ou não-sísmicos, tais como os obtidos por métodos gravimétricos e magnetométricos.

Em 2010, foram levantados pouco mais de 33 mil km de dados geofísicos sísmicos 2D não-exclusivos em 2010 – um decréscimo de 86,3% em comparação a 2009 – e 487 km de dados geofísicos sísmicos exclusivos – número 93,5% menor que em 2009.

Quanto à sísmica 3D, foram realizados 54,6 mil km<sup>2</sup> de levantamento de dados não-exclusivos – 142,1% a mais que em 2009 – e 11,4 mil km<sup>2</sup> de levantamento de dados exclusivos – uma diminuição de 12,9%.

No que se refere aos dados geofísicos não-sísmicos, houve o levantamento de 68,8 mil km de gravimetria não-exclusiva e 48,1 mil km de magnetometria não-exclusiva, uma redução de, respectivamente, 73,4% e 79,5%.

Os dados exclusivos são aqueles adquiridos por concessionários nos limites de sua área de concessão por meio 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.

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 2010, foram levantados 156,1 mil km e 893,5 mil km<sup>2</sup> de gravimetria, e 707,1 mil km e 1,1 milhão de km<sup>2</sup> de magnetometria.

#### **Tabela 2.1**

Em 2010, foram perfurados 789 poços, um decréscimo de 7,6% em relação a 2009, divididos entre terra (568 ou 72% do total) e mar (221 ou 28%).

A maior parte das perfurações foi em poços exploratórios produtores: 470 ou 59,6% do total. O número de descobertas – 49 – foi 32,4% maior que em 2009, sendo 16 em terra e 33 em mar. A taxa de sucesso exploratório, ou seja, o percentual de descobertas por perfurações de poços pioneiros foi de 66,7% para os poços em terra (18,5% a mais que em 2009) e 67,3% para os poços em mar (20,5% a mais que em 2009).

#### **Tabela 2.2**

### **2.3. Reservas**

No final de 2010, as reservas totais de petróleo do Brasil foram contabilizadas em 28,5 bilhões de barris, um acréscimo de 34,7% em comparação a 2009 - em parte devido à inclusão de reservas do pré-sal. Já as reservas provadas aumentaram 10,7% e atingiram a marca de 14,2 bilhões de barris, volume que representou 50% das reservas totais.

Das reservas provadas, 93,6% se localizavam em mar, com destaque para o Rio de Janeiro – que deteve 87,8% das reservas provadas offshore e 82,2% do total – e 6,4% se situavam em terra.

Em 2010, o Brasil ocupou a 15<sup>a</sup> 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

No tocante ao gás natural, as reservas provadas nacionais cresceram 15,2% e chegaram a 423 bilhões m<sup>3</sup>, o que representou 51,3% dos 824,7 bilhões m<sup>3</sup> de reservas totais, que aumentaram 37,1% em comparação a 2009.

Similarmente ao petróleo, a maior parte (83,7%) das reservas provadas de gás natural se encontrava em reservatórios marítimos no final de 2010. O Rio de Janeiro, estado com maior participação nestas reservas (220,5 bilhões m<sup>3</sup> em reservatórios offshore – um aumento de 32,2% em relação a 2009), concentrou 52,1% do volume nacional, seguido pelo Amazonas, cujas jazidas terrestres (55,9 bilhões m<sup>3</sup>) corresponderam a 13,2% das reservas provadas nacionais.

## Tabela 2.5

## Tabela 2.6

## Gráfico 2.3

## Gráfico 2.4

### 2.4. Produção

Em 2010, a produção nacional diária de petróleo - incluindo óleo cru e condensado, mas excluindo líquido de gás natural (LGN) e óleo de xisto - aumentou 5,6% e chegou a 750 milhões de barris, o que elevou o Brasil à 12<sup>a</sup> colocação no ranking mundial de produtores de petróleo. Nos últimos 10 anos, o crescimento médio anual da produção brasileira foi de 5,3%.

Um total de 8.955 poços – 4,6% de acréscimo em relação a 2009 –, sendo 8.131 terrestres, foi responsável pela produção nacional em 2010. Uma boa parte dos poços – 3.911 ou 43,7% do total – está localizada no Rio Grande do Norte, estado que produziu 20,8 bilhões de barris de petróleo ou 2,8% do total.

Os campos marítimos responderam por 684 bilhões de barris de óleo ou 91,2% do total produzido, e só o Rio de Janeiro foi responsável por 87% desta produção marítima e por 79,3% da total, após diminuição de 1,7% em comparação a 2009. Entre 2001 e 2010, o crescimento anual médio de sua produção foi de 5,1%.

São Paulo foi o estado que registrou o maior crescimento em 2010: sua produção offshore subiu 1.483%. Em terra, o Rio Grande do Norte foi o estado que mais produziu, apesar da queda de 2,3% em relação a 2009. Sua produção ficou em 17,9 milhões de barris ou 27,1% da produção onshore.

Em 2010, foram produzidas no Brasil 53 correntes de petróleo com densidade média de 25,13 graus API e teor de enxofre de 0,53% em peso.

A relação reserva/produção (R/P) de petróleo passou de 18 anos em 2001 para 19 anos em 2010, crescendo a uma taxa média de 0,6% ao ano no período.

Com referência ao LGN, foram produzidos 30,2 milhões de barris, 5,2% a mais que em 2009. O principal produtor de LGN, após uma alta de 12,4%, foi o Estado do Rio de Janeiro, com 17,4 milhões de barris ou 57,6% da produção nacional. A segunda posição,

apesar da queda de 8,7%, foi ocupada pelo Amazonas, com 6,2 milhões de barris ou 20,4% do total nacional.

**Tabela 2.7**

**Tabela 2.8**

**Tabela 2.9**

**Tabela 2.10**

**Gráfico 2.5**

Nos últimos 10 anos, a produção nacional de gás natural apresentou crescimento médio de 5,6% ao ano, atingindo 22,9 bilhões m<sup>3</sup> em 2010. Este volume excedeu em 8,5% o de 2009, e incluiu gás reinjetado, queimado, perdido e consumido nas áreas de produção, refino, processamento e movimentação de gás natural, bem como o volume condensado na forma de LGN.

Os campos marítimos foram responsáveis por 16,9 milhões m<sup>3</sup> ou 73,7% do gás natural produzido no País, após alta de 12%. Em contrapartida, a produção onshore apresentou decréscimo de 0,4%, caindo para 6 milhões m<sup>3</sup> ou 26,3% da produção nacional.

Apesar da queda de 3,5%, o Estado do Rio de Janeiro foi o maior produtor, com 10,1 milhões m<sup>3</sup>, concentrando 44,2% do total nacional e 59,9% da produção marítima. O segundo maior foi o Amazonas, responsável por 3,9 milhões m<sup>3</sup> ou 16,8% da produção nacional e 64% do total onshore.

A relação reservas/produção (R/P) de gás natural subiu de 15,9 anos em 2001 para 18,4 anos em 2010. Em média, este índice cresceu a uma taxa de 1,7% ao ano no período.

Em 2010, o Brasil alcançou a 35<sup>a</sup> 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 2.11**

**Gráfico 2.6**

Do total de gás natural produzido em 2010, 2,4 bilhões m<sup>3</sup> ou 10,5% da produção total foram queimados e perdidos e 4,4 bilhões m<sup>3</sup> ou 19% do total, reinjetados.

Em comparação a 2009, o volume de queimas e perdas caiu 29,4%. Nos últimos 10 anos, foi constatado um decréscimo anual médio de 0,9%. Nos campos com gás associado ao petróleo, parte do gás natural produzido que não é 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 subiu 35,4% em 2010, chegando a 5,6 milhões m<sup>3</sup>, enquanto a de associado aumentou 1,9%, atingindo a marca de 17,3 milhões m<sup>3</sup>.

O volume de gás reinjetado teve um acréscimo de 0,4%. 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. De 2001 a 2010, o volume de gás reinjetado cresceu a uma taxa média de 4,2% ao ano.

**Tabela 2.12**

**Tabela 2.13**

**Tabela 2.14**

## **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 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**.

Em 2010, como resultado das atividades de produção de petróleo e de gás natural, foram arrecadados aproximadamente R\$9,9 bilhões em royalties, valor que excedeu em 24,4% o de 2009. Deste montante, 29,6% destinaram-se aos estados produtores ou confrontantes; 33,8% 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 42,9% do total arrecadado no País a título de royalties, cabendo à esfera estadual 20,4% desse percentual.

**Tabela 2.15**

**Gráfico 2.7**

Quanto à participação especial, seu recolhimento atingiu R\$ 11,7 bilhões, 38,1% a mais que em 2009. Deste valor, conforme definido pela Lei do Petróleo, couberam 40% (R\$ 4,7 bilhões) aos estados produtores ou confrontantes; 10% (R\$ 1,17 bilhão) aos municípios produtores ou confrontantes; 40% (R\$ 4,7 bilhões) ao Ministério de Minas e Energia e 10% (R\$ 1,17 bilhão) ao Ministério do Meio Ambiente.

Os estados beneficiários, em ordem de importância, foram: Rio de Janeiro (com 37,5% do valor total e 93,8% do total destinado às Unidades da Federação), Espírito Santo, Amazonas, Rio Grande do Norte, Sergipe e Bahia.

Entre os municípios fluminenses beneficiários se destacaram: Campos dos Goytacazes, com 5,3% do valor total e 52,7% do total destinado aos municípios; Rio das Ostras, com 1,4% do total e 14,1% do total destinado aos municípios; e São João da Barra, com 0,9% do total e 9% do valor destinado aos municípios.

**Tabela 2.16**

**Gráfico 2.8**

Em 2010, o pagamento pela ocupação ou retenção de 725 áreas totalizou R\$ 170,4 milhões. Do total de áreas ocupadas, 325 se encontravam em exploração e foram responsáveis por 43,6% do pagamento; 83 estavam em desenvolvimento, respondendo



por 4,1% do valor pago; e 317 se encontravam na fase de produção, correspondendo a 52,3% do pagamento total pela ocupação ou retenção de área.

### **Tabela 2.17**

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 2010, este pagamento somou R\$ 82,3 milhões, valor que excedeu em 15,2% o de 2009. Este montante foi distribuído a 1.873 proprietários cadastrados em sete estados e, no caso de propriedades não-regularizadas, depositado em poupança.

### **Tabela 2.18** **Gráfico 2.9**

A Lei nº 9.478/1997, em seu Art. 8º, alínea X, determina à ANP a obrigação de estimular a pesquisa e a adoção de novas tecnologias na exploração, produção, transporte, refino e processamento.

No cumprimento de suas atribuições, a partir de 1998, a ANP incluiu nos Contratos de Concessão para Exploração, Desenvolvimento e Produção de Petróleo e/ou Gás Natural 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% (um por cento) 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 executadas em instalações próprias dos concessionários e de empresas afiliadas.

Nos termos do que dispõe o contrato de concessão, até 2010, foram enquadrados nessa obrigatoriedade os concessionários Petrobras, Shell, Repsol, Manati, Brasoil Manati e Rio das Contas, cujas obrigações anuais são apresentadas na Tabela 2.19. Em 2010, o valor dos investimentos foi de R\$ 743,7 milhões, 16,4% a mais que em 2009, sendo a Petrobras responsável por 98,9% do total, com R\$ 735,3 milhões. Entre 2001 e 2010, o valor total dos investimentos foi de R\$ 5,1 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.

Esta 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 para atender à demanda da indústria de petróleo, gás natural e biocombustíveis. Os recursos para financiamento do programa são oriundos de duas fontes: Uma fonte é o Fundo Setorial CT-Petro - Plano Nacional de Ciência e Tecnologia do Setor de Petróleo. A segunda fonte de recursos é assegurada pela Cláusula de Investimentos em P&D.



Desde sua criação até 2010, foram investidos R\$ 219,6 milhões, na concessão de 5.824 bolsas de estudos em 44 cursos de especialização, em 31 instituições de ensino em 16 estados.

No ano de 2010, foram investidos R\$ 35,3 milhões e concedidas 408 bolsas, sendo 213 de graduação, 114 de mestrado e 81 de doutorado. Atualmente estão em atividade 45 programas de nível superior, em 27 universidades distribuídas por 16 estados da Federação.

**Tabela 2.19**  
**Tabela 2.20**  
**Gráfico 2.10**

## **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 desta 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.

Este 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 2010, o preço médio de referência do petróleo registrou alta de 24,5% e ficou cotado a US\$ 70,97/barril. Já o preço de referência do gás natural teve uma alta de 3,8%, fixando-se em US\$ 272,24/mil m<sup>3</sup>. Em reais, os preços médios de referência do petróleo e do gás natural foram de R\$ 124,16/barril e R\$ 480,50/mil m<sup>3</sup>, respectivamente.

**Tabela 2.21**  
**Tabela 2.22**

## Refino e Processamento

### 2.7. Refino de Petróleo

Em 2010, as 16 refinarias nacionais – não incluindo a Superintendência de Industrialização do Xisto (SIX) – somaram uma capacidade de refino de 332,7 mil m<sup>3</sup>/dia, a mesma de 2009. A capacidade de refino medida em m<sup>3</sup> por dia-calendário, considerando-se uma utilização de 95%, foi de aproximadamente 316,1 mil m<sup>3</sup>/dia.

Destas refinarias, 12 pertenciam à Petrobras e responderam por 98,1% da capacidade total. As quatro privadas eram Manguinhos (RJ), Riograndense (RS), Univen (SP) e Dax Oil (BA).

A Replan (SP) era a refinaria brasileira com a maior capacidade instalada: 66 mil m<sup>3</sup>/dia ou 19,8% do total nacional. As refinarias da Região Sudeste responderam por 207,3 mil m<sup>3</sup>/dia ou 62,3% da capacidade total do País.

No ano de 2010, 1,8 milhão de barris/dia de petróleo (659,6 milhões de barris no ano) foram processados pelo parque de refino nacional, volume 0,07% superior ao do ano anterior. Do total processado, 80,2% eram de origem nacional e 19,2% importada. O restante (outras cargas) inclui resíduos de petróleo, resíduos de terminais e resíduos de derivados que são reprocessados nas unidades de destilação atmosféricas juntamente com as cargas de petróleo e condensado.

**Tabela 2.23**

**Tabela 2.24**

**Tabela 2.25**

**Gráfico 2.11**

**Gráfico 2.12**

A Replan (SP) foi a refinaria que mais processou petróleo no País: 322,3 mil barris/dia ou 17,8% do total. Além disso, foi responsável por processar a maior quantidade de petróleo de origem nacional: 264,7 mil barris/dia ou 18,8% do total nacional. Em contrapartida, a Reduc (RJ) foi a que processou o maior volume de petróleo importado: 90,8 mil barris/dia ou 26,2% do total importado.

Cabe ressaltar que a refinaria Manguinhos não processou petróleo nacional e que 80,9% do petróleo processado na refinaria Riograndense (RS) era de origem importada. Em contrapartida, Lubnor (CE), Regap (MG), Reman (AM) e Polo de Guamaré (RN) refinaram apenas petróleo de origem nacional.

**Tabela 2.26**

**Gráfico 2.13**

Assim como em 2009, no ano de 2010, as refinarias nacionais apresentaram uma capacidade de armazenamento de 5,2 milhões m<sup>3</sup> de petróleo e 11,2 milhões m<sup>3</sup> de derivados de petróleo, intermediários e etanol.

Da capacidade total de armazenamento de petróleo, 3,2 milhões m<sup>3</sup> ou 60,7% se situaram na Região Sudeste, dos quais 1,7 milhão m<sup>3</sup> ou 32,8% no Estado de São Paulo. As refinarias com as maiores capacidades foram Reduc (RJ), com 21,5% do total nacional, RLAM (BA), com 18,3%, e Replan (SP), com 17,6%.

O Sudeste também concentrou a maior capacidade de armazenamento de derivados de petróleo, intermediários e etanol em refinarias, com 73,1% do total, sendo que 47,2% se localizaram no Estado de São Paulo. As refinarias com as maiores capacidades de armazenamento foram: Reduc (RJ), com 21,6%; Replan (SP), 20,4%; e Revap (SP), 16,5%.

### **Tabela 2.27**

## **2.8. Processamento de Gás Natural**

Em 2010, o processamento de gás natural foi realizado por 36 unidades que, juntas, somaram 73,8 milhões m<sup>3</sup>/dia de capacidade nominal, após um incremento de 15,8% em relação a 2009, quando a capacidade era de 64,3 milhões m<sup>3</sup>/dia. O volume total processado no ano foi de 15,6 bilhões m<sup>3</sup> ou 42,7 milhões m<sup>3</sup>/dia, correspondente a 57,8% da capacidade total. Na comparação com 2009, o processamento de gás natural registrou aumento de 10,1%.

As unidades de Urucu, no Amazonas, concentraram 9,7 milhões m<sup>3</sup>/dia ou 13,1% da capacidade nacional instalada e responderam por 3,5 bilhões m<sup>3</sup> ou 22,5% do volume total de gás natural processado no País em 2010. Por sua vez, as unidades de Cabiúnas, no Rio de Janeiro, concentraram 12,4 milhões m<sup>3</sup>/dia ou 16,8% da capacidade nacional instalada e responderam por 3,5 bilhões m<sup>3</sup> ou 32,8% do volume total processado. Juntas, elas concentraram 29,9% da capacidade nominal e 55,3% do volume total processado no País.

Como resultado do processamento de gás natural, as UPGNs nacionais produziram 2,5 milhões m<sup>3</sup> de GLP, 924 mil m<sup>3</sup> de C<sub>5</sub><sup>+</sup> (gasolina natural), 268,4 milhões m<sup>3</sup> de etano, 686 m<sup>3</sup> de propano e 14,4 bilhões m<sup>3</sup> de gás seco. O destaque foi para a produção das unidades de Cabiúnas, que responderam, respectivamente, por 35,1% da produção de GLP, 42,6% da produção de C<sub>5</sub><sup>+</sup>, e 31,2% da produção de gás seco, e das unidades de Urucu, cuja produção de GLP, C<sub>5</sub><sup>+</sup> e gás seco foi de 33,3%, 12,9% e 22,7%.

### **Tabela 2.28**

### **Tabela 2.29**

### **Tabela 2.30**

### **Tabela 2.31**

### **Gráfico 2.14**

### **Cartograma 2.1**

## **2.9. Produção de Derivados de Petróleo**

Em 2010, a produção brasileira de derivados de petróleo foi de 110,1 milhões m<sup>3</sup>, 0,6% a mais que em 2009. Deste volume, 106,7 milhões m<sup>3</sup> (96,9% do total) foram produzidos em refinarias; 1,7 milhão m<sup>3</sup> (1,5%) em UPGNs; 967,2 mil m<sup>3</sup> (0,9%) em centrais petroquímicas; e 696,9 mil m<sup>3</sup> (0,6%) por outros produtores (formuladores).

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 da tabela 2.43 (Capítulo 2.11 – Industrialização do Xisto).

Os derivados energéticos corresponderam a 84,3% do total produzido, com 92,9 milhões m<sup>3</sup>, após um aumento de volume de 0,8% em relação a 2009. A produção dos não-energéticos foi de 17,3 milhões m<sup>3</sup>, ou 15,7% do total produzido, após uma diminuição de 0,3% em comparação ao ano anterior.

Do volume total de derivados produzido no Brasil, o óleo diesel teve participação de 37,6% ou 41,4 milhões m<sup>3</sup>, e a gasolina A de 20,9% ou 23,1 milhões m<sup>3</sup>. A produção de óleo diesel sofreu uma retração de 3,4%, enquanto a de gasolina A aumentou 10,5%.

Entre os derivados não-energéticos, destacou-se a nafta, responsável por 6,6% da produção total de derivados e 42,3% da produção de não-energéticos. No entanto, em comparação a 2009, sua produção sofreu queda de 13%.

**Tabela 2.32**

**Tabela 2.33**

**Gráfico 2.15**

**Gráfico 2.16**

**Gráfico 2.17**

Com relação às refinarias, as localizadas no Estado de São Paulo foram responsáveis pela produção de 45,4 milhões m<sup>3</sup> de derivados, o equivalente a 42,5% da produção nacional das refinarias em 2010.

A Replan (SP) foi responsável pela produção de 19,3 milhões m<sup>3</sup> de derivados, ou seja, 18,1% do total das refinarias, destacando-se também na produção de derivados energéticos (18,4%). Além disso, foi a refinaria que mais produziu gasolina A (17,7% do total), óleo diesel (24%) e coque (42,9%).

A Revap (SP) foi a principal produtora de QAV (39,7%), enquanto a RPBC (SP) se destacou na produção de solventes (44,5%), e a Regap (MG) na de asfalto (22,8%).

Já a Reduc (RJ) foi a maior produtora de derivados não-energéticos (20,2%), destacando-se na produção de óleo lubrificante (76,2%).

Por sua vez, a RLAM (BA) foi a refinaria que mais produziu GLP (17%), óleo combustível (30,7%), nafta (23,4%) e parafina (93,8%).

Em relação às centrais petroquímicas, sua produção atingiu 967,2 mil m<sup>3</sup>, após alta de 5,6%, sendo 89,8% da produção formada por gasolina A e 10,2% por GLP.

**Tabela 2.34**

**Tabela 2.35**

## **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. Estes valores são frequentemente atualizados e encontram-se disponíveis para consulta no sítio da ANP na internet.

**Tabela 2.36**

**Tabela 2.37**

**Tabela 2.38**

**Tabela 2.39**

**Tabela 2.40**

**Tabela 2.41**

**Tabela 2.42**

## **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 Negócio da Industrialização do Xisto (SIX).

Em 2010, o volume de xisto bruto processado foi 2,4% superior ao de 2009, fixando-se em 2,2 milhões 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 2010, somou 14,5 mil toneladas, excedendo em 0,1% o registrado em 2009. Seguindo a mesma tendência, o volume de óleo combustível obtido a partir do processamento do xisto cresceu 4,1%, atingindo 281,8 mil m<sup>3</sup>. Por sua vez, a produção de GLP foi de 26,8 mil m<sup>3</sup> e caiu 1,1%

Quanto aos produtos não-energéticos, a produção de 42,5 mil m<sup>3</sup> de nafta foi 4,2% maior que a de 2009. E de outros derivados não-energéticos subiu 103,1%, situando-se em cerca de 3,1 mil m<sup>3</sup>.

### **Tabela 2.43**

## **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 2010, o Brasil dispunha de 95 terminais autorizados, sendo nove centros coletores de etanol, 55 terminais aquaviários e 32 terminais terrestres, totalizando 1.653 tanques. A capacidade nominal de armazenamento era de 12,3 milhões m<sup>3</sup>, dos quais 5,4 milhões m<sup>3</sup> (44,2%) destinados ao petróleo, 6,5 milhões m<sup>3</sup> (53,1%) aos derivados e 332 mil m<sup>3</sup> (2,7%) ao GLP.

Os terminais aquaviários concentravam a maior parte da capacidade nominal de armazenamento (8,5 milhões m<sup>3</sup> ou 69% do total) e o maior número de tanques autorizados (1.238 ou 74,3% do total).

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 milhões m<sup>3</sup> (40,7% da capacidade nacional) em 682 tanques (40,9% dos tanques disponíveis no País).

### **Tabela 2.44**

### **2.13. Dutos**

Em 2010, o Brasil contava com 578 dutos destinados à movimentação de petróleo, derivados, gás natural e outros produtos, totalizando 19,3 mil km de extensão. Destes, cerca de 13,9 mil km eram destinados ao transporte e 5,4 mil km à transferência.

Com extensão de 11,4 mil km, 104 dutos se destinavam à movimentação de gás natural. Para os derivados, havia 405 dutos, totalizando 5,9 mil km. Outros 32 dutos, com 2 mil km, se destinavam 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 2.45**

#### **Cartograma 2.2**

#### **Cartograma 2.3**

## Comércio Exterior

### 2.14 Importação e Exportação de Petróleo

Em 2010, o Brasil importou 123,6 milhões de barris de petróleo, volume 13,8% menor que o do ano anterior. Nos últimos 10 anos, a taxa média de queda na importação foi de 2,3%. Apenas em 2004 e 2007 houve aumento do volume importado.

A principal região fornecedora foi a África, com 80,7 milhões de barris, o que correspondeu a 65,2% do petróleo importado pelo Brasil. Em seguida, veio o Oriente Médio, com participação de 34,5 milhões de barris ou 27,9% do total.

No continente africano, o país de que mais importamos foi a Nigéria, que respondeu por 52,9% do petróleo importado. No Oriente Médio, os únicos países que exportaram para o Brasil foram Arábia Saudita e Iraque, com participação de 19,7% e 8,3% do total, nesta ordem.

Entre os países das Américas Central e do Sul, que exportaram 2 milhões de barris ao Brasil ou 1,6% do total, destacou-se a Argentina, com 0,2%.

As únicas regiões que registraram alta na exportação de petróleo para o Brasil foram América do Norte e Europa e ex-União Soviética de, respectivamente, 200,3% e 1.829%. Entre seus países, destacaram-se Estados Unidos, com 2,2% do total importado pelo Brasil, Reino Unido, com 1,5% e Rússia, com 1,1%.

O dispêndio com as importações subiu 9,7%, chegando a US\$ 10,1 bilhões, em vista do aumento do preço médio do barril do petróleo importado pelo Brasil. Em 2010, este atingiu a cifra de US\$ 81,98, valor 28,3% maior que o do ano anterior.

#### **Tabela 2.46**

#### **Gráfico 2.18**

#### **Gráfico 2.19**

As exportações brasileiras de petróleo chegaram a 230,5 milhões de barris em 2010, após alta de 20,1% frente ao ano anterior. A receita gerada foi de US\$ 16,3 bilhões, 73,9% a mais que em 2009. Este resultado foi devido, em parte, à significativa alta do barril de petróleo exportado pelo Brasil, cujo preço médio passou de US\$ 48,84 para US\$ 70,69. Este 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 respondeu por 33,4% do volume total exportado, com destaque para China, com 25,5% e Índia, com 7,5%.

Em seguida, vieram as Américas Central e do Sul, com 26,4%, e onde se destacaram Santa Lucia e Chile com, respectivamente, 17% e 6,2%. A terceira posição coube à América do Norte, responsável pela compra de 26% do petróleo exportado pelo Brasil, sendo 23,8% pelos Estados Unidos. E logo atrás, situou-se a Europa, com 14,3%.



**Tabela 2.47**  
**Tabela 2.48**

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

Em 2010, pela primeira vez nesta década, a importação de derivados de petróleo superou tanto em volume quanto em valor a de petróleo no Brasil, totalizando 27,4 milhões m<sup>3</sup> e US\$ 13 bilhões. Este volume excedeu em 71,8% o registrado em 2009. O grande aumento se deve, em parte, ao crescimento da economia brasileira, com a consequente alta no consumo interno, e a diminuição de produção de alguns derivados como óleo diesel, GLP, óleo combustível e nafta.

Os derivados energéticos representaram 53,8% das importações, após um aumento de 100,2% em relação ao ano anterior. Já os não-energéticos tiveram crescimento de 47,4% e atingiram 12,7 milhões m<sup>3</sup> ou 46,2% do total. Entre os derivados energéticos, os importados em maior quantidade foram óleo diesel, GLP e QAV com, respectivamente, 32,9%, 11,4% e 7% do volume total. Dentre os não-energéticos, a nafta se sobressaiu com 24,5% e o coque com 14,2%.

O dispêndio com as importações de derivados somou aproximadamente US\$ 13 bilhões, sendo a nafta e o óleo diesel os principais responsáveis por este montante, com participações de 25% e 39,5%, respectivamente. Em 2010, houve um aumento de 133% no dispêndio total, em parte como consequência da alta generalizada dos preços dos derivados de petróleo no mercado internacional.

As importações originaram-se das seguintes regiões nas proporções subsequentes: América do Norte (29%), com destaque dos Estados Unidos (28,7%); Ásia-Pacífico (20,6%), com destaque da Índia (11,2%); África (19,3%), com destaque da Argélia (16%); Américas Central e do Sul (18,2%), com destaque da Argentina (10,1%); Europa e ex-União Soviética (9,6%); e Oriente Médio (3,3%).

Os Estados Unidos (35,3%) foram o principal fornecedor de óleo diesel, coque (72,2%), GLP (23,6%), lubrificante (43,3%) e solvente (23,7%); e a Argélia, de nafta (52,6%).

**Tabela 2.49**  
**Tabela 2.50**

**Gráfico 2.20**  
**Gráfico 2.21**  
**Gráfico 2.22**

Em 2010, a exportação de derivados de petróleo totalizou 13,8 milhões m<sup>3</sup>, um decréscimo de 9,1% em relação a 2009. Os derivados energéticos representaram 94,3% do total exportado, com destaque para o óleo combustível, com 4,9 milhões m<sup>3</sup> ou 35,8% do total. Em seguida vieram o óleo combustível marítimo e os combustíveis para aeronaves com, respectivamente, 30,8% e 16,9% do que foi exportado.

A receita destas exportações somou US\$ 7,1 bilhões, montante 17,6% superior ao de 2009, em virtude da alta dos preços do petróleo no mercado internacional.

O principal destino dos derivados foram as Américas Central e do Sul, que importaram 3,9 milhões m<sup>3</sup> ou 28,4% do total. E o país que, isoladamente, mais importou derivados do Brasil foram as Antilhas Holandesas, com 2 milhões m<sup>3</sup> ou 14,4% do total.

**Tabela 2.51**

**Tabela 2.52**

**Tabela 2.53**

**Gráfico 2.23**

**Gráfico 2.24**

## **2.16. Dependência Externa de Petróleo e seus Derivados**

Em 2010, o Brasil teve um resultado superavitário no comércio internacional de petróleo e derivados, reafirmando a autossuficiência no abastecimento de petróleo e derivados alcançada em 2006.

A exportação líquida de petróleo bruto foi de 46,5 mil m<sup>3</sup>/dia. Por outro lado, a importação líquida de derivados foi de 37,2 mil m<sup>3</sup>/dia em 2009.

**Tabela 2.54**

**Gráfico 2.25**

## **2.17. Importação de Gás Natural**

As importações brasileiras de gás natural aumentaram 48% frente a 2009, totalizando 12,6 bilhões m<sup>3</sup>, dos quais 9,8 bilhões m<sup>3</sup> ou 77,7% se originaram da Bolívia. O volume restante foi de GNL, na forma gasosa, proveniente, em sua maioria, de Trinidad e Tobago, Nigéria e Qatar.

O dispêndio com a importação de gás natural foi de US\$ 2,3 bilhão, 45,2% a mais que em 2009, o que correspondeu a, em média, US\$ 237,46 por mil m<sup>3</sup> de gás importado. Por sua vez, o dispêndio com GNL aumentou 700,3%, fixando-se em US\$ 823,6 milhão, com o valor médio de US\$ 291,35 por mil m<sup>3</sup>.

**Tabela 2.55**

**Tabela 2.56**