

SEÇÃO 2 – Indústria Nacional do Petróleo e do Gás Natural

Exploração e Produção

- 2.1 Blocos e Campos em Produção e em Desenvolvimento sob Concessão
- 2.2 Atividade Exploratória
- 2.3 Reservas
- 2.4 Produção
- 2.5 Participações Governamentais e de Terceiros
- 2.6 Preços de Referência do Petróleo e do Gás Natural

Refino e Processamento

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

Industrialização do Xisto

- 2.11 Industrialização do Xisto

Movimentação de Petróleo, seus Derivados, Etanol e Gás Natural

- 2.12 Terminais
- 2.13 Dutos

Comércio Exterior

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

Esta seção retrata o desempenho da indústria de petróleo e gás natural no Brasil em 2013, com foco em cinco temas: **Exploração e Produção**; **Refino e Processamento**; **Industrialização do Xisto**; **Movimentação de Petróleo, seus Derivados, Etanol e Gás Natural**; e **Comércio Exterior**.

O tema **Exploração e Produção** traz um panorama do segmento upstream em seis capítulos. O primeiro mostra a situação vigente, em 31 de dezembro de 2013, das áreas concedidas pela ANP para as atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural.

O segundo apresenta dados sobre atividade sísmica, perfuração de poços e métodos potenciais. O terceiro contempla a evolução das reservas brasileiras, totais e provadas. Por sua vez, o desempenho das atividades de produção nacional de hidrocarbonetos é abordado no quarto capítulo.

Em seguida, o quinto capítulo divulga os montantes das participações pagas pelos concessionários de exploração e produção de petróleo e gás natural.

Finalmente, o sexto capítulo registra os preços médios de petróleo e gás natural, tomando-se como base os preços de referência utilizados no cálculo das participações governamentais.

O segundo tema desta seção, **Refino e Processamento**, está estruturado em quatro capítulos: *Refino de Petróleo*; *Processamento de Gás Natural*; *Produção de Derivados de Petróleo*; e *Preços dos Produtores e Importadores de Derivados de Petróleo*. Os dois primeiros capítulos abordam, respectivamente, a infraestrutura do parque de refino de petróleo e das unidades de processamento de gás natural no Brasil. O terceiro capítulo apresenta a evolução da produção nacional de derivados, e o quarto compila dados sobre os preços médios praticados pelos produtores e importadores.

A parte de **Industrialização do Xisto** traz uma síntese, em um único capítulo, das atividades relacionadas ao xisto betuminoso que têm interface com a indústria nacional do petróleo.

O tópico **Movimentação de Petróleo, seus Derivados, Etanol e Gás Natural** é apresentado em dois capítulos, *Terminais* e *Dutos*, ambos com informações sobre a infraestrutura para transporte e transferência de hidrocarbonetos e etanol disponível no País.

O último tema da segunda seção, **Comércio Exterior**, compreende quatro capítulos: *Importação e Exportação de Petróleo*; *Importação e Exportação de Derivados de Petróleo*; *Dependência Externa de Petróleo e seus Derivados*; e *Importação e Exportação de Gás Natural*. São apresentados os volumes de petróleo, de seus derivados e de gás natural transacionados internacionalmente e os montantes financeiros envolvidos, além da evolução da dependência externa do Brasil em relação ao petróleo e seus derivados.

Exploração e Produção

2.1. Blocos e Campos em Produção e em Desenvolvimento sob Concessão

Uma das atribuições da ANP é promover licitações para concessão de blocos de petróleo e gás natural, os quais, após a conclusão da fase de exploração e a eventual declaração de comercialidade, passam para as etapas de desenvolvimento e produção.

Até o fim de 2013, 776 áreas estavam sob concessão: 338 blocos na fase de exploração, 73 campos em desenvolvimento da produção e 365 campos na etapa de produção.

Dos blocos em fase de exploração, 168 eram offshore, 168 em terra e 2 em terra/mar. Havia 4 da Segunda Rodada; 10 da Terceira; 8 da Quarta; 14 da Quinta; 34 da Sexta; 69 da Sétima; 57 da Nona; 17 da 10ª e 120 da 11ª Rodada de Licitações de Blocos para Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural no Brasil. Havia ainda, 5 blocos em regime de cessão onerosa à Petrobras.

Em 2013, a ANP aceitou a devolução de 54 blocos exploratórios. Além disso, 15 blocos abaixo obtiveram declaração de comercialidade.

Dos 338 blocos exploratórios sob concessão e em atividade, 119 eram operados pela Petrobras e destes 64 eram concessões exclusivas a essa empresa, sem parcerias. A Petra Energia era operadora de 40 blocos, sendo concessionária exclusiva em 39 deles. A HRT O&G operava 19 blocos, todos em parceria com a TNK Brasil.

Dos 73 campos em desenvolvimento, 41 eram offshore e 32 onshore. A Petrobras possuía sozinha a concessão de 38 campos e participava de 12 parcerias com as seguintes empresas: BG Brasil, Repsol Sinopec, EP Energy Pescada, Chevron Brasil, Karoon, Petrogal Brasil, Total, BP Energy, Panoro Energy e Brasoil.

Com relação aos 365 campos em fase de produção, dos quais 94 em mar e 271 em terra, a Petrobras era operadora de 297 campos, sendo concessionária única em 285 deles.

Quadro 2.1

Quadro 2.2

Quadro 2.3

2.2. Atividade Exploratória

O conhecimento geológico sobre as bacias sedimentares brasileiras é fundamental para a expansão contínua da atividade exploratória da indústria do petróleo. A União, proprietária exclusiva das riquezas minerais do subsolo, também ganha com a ampliação do potencial petrolífero, que gera emprego, renda, fortalece a economia nacional, impulsiona as economias locais e garante receitas. Por isso, a promoção de estudos geológicos é também uma atribuição legal da ANP.

A atividade exploratória consiste na aquisição de dados, obtidos através de pesquisas nas bacias sedimentares, por concessionários, empresas de aquisição de dados (EAD), instituições acadêmicas ou pela própria ANP. Esses dados podem ser sísmicos – adquiridos com a utilização de métodos geofísicos de reflexão e/ou refração de ondas – ou não sísmicos, tais como os obtidos por métodos gravimétricos e magnetométricos.

Em 2013, foram adquiridos pouco mais de 33 mil km lineares em dados sísmicos 2D não exclusivos e 1,1 mil km em dados exclusivos. Por meio da sísmica 3D, houve aquisição de 32,4 mil km² em dados não exclusivos e 241 km² em dados exclusivos.

Os dados exclusivos são aqueles adquiridos por concessionários nos limites de sua área de concessão, através de EAD ou por meios próprios. E os dados não exclusivos são obtidos por EAD em área que seja ou não objeto de contrato de concessão, mediante autorização da ANP.

No que se refere aos métodos potenciais, foram mapeados 385,2 mil km (dados não exclusivos) por meio da gravimetria e da magnetometria. A gravimetria utiliza informações do campo de gravidade terrestre para investigar a distribuição de densidades no subsolo. A partir de medidas da aceleração da gravidade pode-se obter, por métodos de modelagem direta ou inversão geofísica, a distribuição de densidades que

explique o acúmulo de hidrocarbonetos. Por sua vez, a magnetometria é uma técnica que utiliza a informação do campo magnético terrestre para a investigação das estruturas em subsuperfície. Ela é importante na determinação de parâmetros regionais de profundidade média de fontes magnéticas para modelagem de bacias sedimentares.

Com relação aos dados de fomento, que são os adquiridos pela ANP, por meio de empresa contratada ou instituição conveniada, e também aqueles obtidos por instituição acadêmica, houve mapeamento de 2,3 mil km, por meio de sísmica 2D, e 1 mil km por meio de modelagens magnetométricas e gravimétricas.

Tabela 2.1

Em 2013, foram perfurados 608 poços, 25,4% a menos que em 2012, sendo 414 (68,1% do total) em terra e 194 no mar. O número de poços perfurados offshore foi 17,1% menor do que em 2012, enquanto onshore foi 28,7% menor.

A maior parte das perfurações foi de poços exploratórios produtores: 354 (58,2% do total).

O número de descobertas em mar (18) foi 30,8% menor que em 2012, e em terra (30), 11,8% menor.

Para fins de esclarecimento, os poços exploratórios são aqueles que visam à descoberta de novos campos ou novas jazidas de petróleo e são divididos em:

- Pioneiro: visa testar a ocorrência de petróleo ou gás natural em um ou mais objetivos de um prospecto geológico, baseado em indicadores obtidos por métodos geológicos ou geofísicos;
- Estratigráfico: poço perfurado com a finalidade de se conhecer a coluna estratigráfica de uma bacia e obter outras informações geológicas de subsuperfície;
- Extensão: visa delimitar a acumulação de petróleo ou gás natural em um reservatório, podendo ser perfurado em qualquer fase do contrato de concessão;
- Pioneiro Adjacente: poço cujo objetivo é testar a ocorrência de petróleo ou gás natural em área adjacente a uma descoberta;
- Para Jazida Mais Rasa: destina-se a testar a ocorrência de jazidas mais rasas em determinada área;
- Para Jazida Mais Profunda: visa testar a ocorrência de jazidas mais profundas em determinada área.

Os poços exploratórios servem para extrair o óleo da rocha reservatório, podendo ser:

- De Produção: poço que visa drenar uma ou mais jazidas de um campo;
- De Injeção: destinado à injeção de fluidos visando melhorar a recuperação de petróleo ou de gás natural ou manter a energia do reservatório.

Os poços especiais visam permitir uma operação específica que não se enquadra nas situações anteriormente definidas como, por exemplo, os poços para produção de água.

Tabela 2.2

2.3. Reservas

No final de 2013, as reservas totais de petróleo do Brasil foram contabilizadas em 30,2 bilhões de barris, volume 5,8% maior que em 2012. Já as reservas provadas apresentavam volume 1,8% maior que em 2012, totalizando 15,6 bilhões de barris, o equivalente a 51,6% das reservas totais.

As reservas provadas são aquelas que, com base na análise de dados geológicos e de engenharia, se estima recuperar comercialmente de reservatórios descobertos e avaliados, com elevado grau de certeza, e cuja estimativa considere as condições econômicas vigentes, os métodos operacionais usualmente viáveis e os regulamentos instituídos pela legislação petrolífera e tributária brasileiras. As reservas totais representam a soma das reservas provadas, prováveis e possíveis.

Para se calcular a apropriação das reservas provadas de um ano em relação ao ano anterior é preciso considerar também a produção realizada durante o ano. Em 2013, foi apropriado um volume de 1,02 bilhão de barris às reservas provadas nacionais. Considerando o volume de produção de petróleo de 738,7

milhões de barris, as reservas provadas totalizaram 15,6 bilhões de barris. Os estados com maiores incrementos de reservas de óleo foram Rio de Janeiro e São Paulo, no pré-sal das Bacias de Campos e Santos.

No Estado do Rio de Janeiro, merece destaque a declaração de comercialidade de duas áreas da cessão onerosa do pré-sal, localizados na Bacia de Santos – campo de Búzios (Franco) e campo Sul de Lula (Sul de Tupi).

No Estado de São Paulo, salienta-se a declaração de comercialidade do campo de Lapa (Carioca), no pré-sal da Bacia de Santos, e do campo de Baúna Sul, no pós-sal da mesma bacia. Além disso, houve incorporação de reservas no campo de Sapinhoá, na Bacia de Santos.

Das reservas provadas, 94,2% localizavam-se no mar, principalmente no Rio de Janeiro, estado que detinha 84,5% das reservas provadas offshore e 79,6% do total.

Em 2013, o Brasil ocupou a 15ª posição no ranking mundial de países com as maiores reservas provadas de petróleo.

Tabela 2.3

Tabela 2.4

Gráfico 2.1

Gráfico 2.2

Por outro lado, as reservas provadas de gás natural registraram queda de 0,2%, totalizando 458,2 bilhões de m³. Esse volume representava 54,6% das reservas totais, que em 2013 somavam 839,6 bilhões de m³, 8,6% menor que em 2012.

Vale ressaltar o acréscimo no Estado do Rio de Janeiro, cujas reservas alcançaram 257,2 milhões de m³. Conforme já citado anteriormente, a declaração de comercialidade e o aumento do fator de recuperação de alguns campos situado nessa UF contribuíram para o resultado. Com essa apropriação, o Rio de Janeiro ampliou seu percentual no volume de reservas provadas de gás natural de 53,7% em 2012 para 56,1% em 2013.

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

Tabela 2.5

Tabela 2.6

Gráfico 2.3

Gráfico 2.4

2.4. Produção

Em 2013, a produção nacional de petróleo diminuiu 2,1%, atingindo 738,7 milhões de barris (média de 2,02 milhões de b/d ante a produção média de 2,07 milhões de b/d em 2012). O Brasil ficou na 13ª colocação do ranking mundial de produtores de petróleo.

A redução da produção está atrelada ao declínio dos campos maduros da Bacia de Campos, atualmente responsáveis por 80% da produção no País. Adicionalmente, houve atraso na entrada em operação de novas unidades de produção, como a P-63, no campo de Papa-Terra, a P-55, no campo de Roncador e a P-58, no Parque das Baleias. Além disso, contribuíram para a retração da produção nacional o atraso na chegada ao Brasil e dificuldades de instalação de equipamentos denominados Boias de Sustentação de Risers (BSRs), que permitiriam a interligação de novos poços nos campos de Sapinhoá e Lula NE, na Bacia de Santos.

Por outro lado, houve sucessivos recordes da produção no pré-sal, com a entrada de novos poços em produção. No acumulado dos últimos 10 anos, o crescimento médio da produção brasileira foi de 3,5%.

A produção em mar correspondeu a 91,2% do total, sendo o Rio de Janeiro responsável por 78,8% dessa produção (em 2012 era de 81,6%) e 72% da produção total (74,4% em 2012). Desde 2010, esse estado vem registrando declínio na produção de petróleo, devido à diminuição do fator de recuperação dos

campos maduros da Bacia de Campos. A eficiência operacional nessa bacia, que no passado já foi de 90%, esteve em torno de 75% em 2013, mas melhorou em relação a 2012, quando era de 72%. O declínio na produção de petróleo no Rio de Janeiro, em 2013, foi de 29,4 milhões de barris (-80,7 mil barris/dia), o que resultou na oferta média de 1,5 milhão de barris/dia nesse estado.

Por outro lado, o estado que registrou o maior crescimento na produção de petróleo foi São Paulo, de 14,4 milhões de barris (39,3 mil barris/dia), mais que duplicando o volume produzido. Esse incremento é resultado, principalmente, do aumento da produção dos campos de Baúna e Sapinhoá, na Bacia de Santos.

A produção de petróleo no pré-sal, em 2013, foi de 110,5 milhões de barris, com média de 302,8 mil barris/dia. O aumento em relação a 2012 foi de 76,9%, confirmando a rápida evolução da produção nos campos desse polígono.

Um total de 8.994 poços – decréscimo de 0,3% em relação a 2012 – foi responsável pela produção nacional de petróleo e gás natural em 2013, sendo 8.229 em terra e 765 em mar.

Em 2013, foram produzidas no Brasil 59 correntes de petróleo com densidade média de 24,64 graus API e teor de enxofre de 0,55% em peso.

A relação reserva/produção (R/P) de petróleo, passou de 20,8 anos, em 2004, para 21,1 anos em 2013, crescendo a uma taxa média de 0,2% ao ano no período de dez anos.

A produção de LGN foi de 32,9 milhões de barris, 2,5% maior que a de 2012. O Estado do Rio de Janeiro continuou como principal produtor, apesar do declínio de 6,7%, com volume de 16,5 milhões de barris (55,1% da produção nacional).

O Espírito Santo mais que duplicou sua produção de LGN, cujo volume aumentou em 2,6 milhões de barris, alcançando 4,7 milhões de barris.

Em 2013, a Petrobras manteve-se como o concessionário que mais produziu petróleo e gás natural: 90,4% e 85,1%, respectivamente. No entanto, sua participação sofreu queda com relação a 2012, quando era de 91,6% e 90%, nesta ordem. Além da produção de petróleo da empresa ter declinado, o volume produzido por outras concessionárias, como Statoil, BG Brasil, Sinochem Brasil e Shell, ampliou-se consideravelmente.

Como operadora de blocos, a produção da Petrobras de petróleo e gás natural representou, respectivamente, 93,1% e 93,9% (contra 92,4% e 98,2% em 2012) da produção nacional.

Tabela 2.7

Tabela 2.8

Tabela 2.9

Tabela 2.10

Tabela 2.11

Tabela 2.12

Gráfico 2.5

Gráfico 2.6

Gráfico 2.7

Em contrapartida ao declínio da produção de petróleo, a de gás natural obteve acréscimo de 9,1%, totalizando 28,2 bilhões de m³ em 2013. Nos últimos 10 anos, a produção nacional de gás natural apresentou crescimento médio de 5,8% ao ano.

A produção offshore correspondeu a 73,3% do gás natural produzido no País, após alta de 4,8%, totalizando 20,7 bilhões de m³. A produção em terra também subiu 22,7% e alcançou 7,5 bilhões de m³.

Com relação à produção em mar, o maior crescimento foi registrado pelo estado de São Paulo, de 795,7 bilhões de m³ (+39,9%), com o que alcançou 2,8 bilhões de m³ (9,9% da produção nacional). Esse incremento se deve à produção nos campos Sapinhoá e Mexilhão. Em compensação o volume de

produção no estado do Rio de Janeiro, maior produtor nacional, baixou em 338,7 milhões de m³ (-3,3%), e atingiu 10 bilhões de m³ (35,5% da produção nacional e 48,4% da offshore).

No que se refere à produção em terra, o destaque foi para o estado do Maranhão, cujo aumento se situou em 1,4 bilhão de m³. Esse resultado corresponde ao desenvolvimento e produção da Bacia do Parnaíba, cujo campo de Gavião Real, primeiro a entrar em produção nesta bacia, é o maior campo privado de produção de gás onshore do país e o sexto maior de terra e mar. Com uma produção média de 3,9 milhões de m³/d, o estado foi responsável por 5% do volume produzido no País.

A produção no pré-sal foi de 3,7 bilhões de m³, em 2013, após alta de 78,5% em relação ao ano anterior.

A relação reservas/produção (R/P) de gás natural baixou de 19,2 anos em 2003 para 16,3 anos em 2013, devido ao considerável aumento de produção. Este índice diminuiu a uma taxa média de 1,8% no período.

Em 2013, o Brasil se situou na 34^a posição no ranking mundial de produtores de gás natural. Para o cálculo da posição brasileira, descontou-se da produção os volumes de queimas, perdas e reinjeção, no intuito de possibilitar a comparação com os dados mundiais publicados pela BP (vide Tabela 1.7).

Tabela 2.13

Gráfico 2.8

Do total de gás natural produzido em 2013, 66,6% (18,8 bilhões de m³) eram de gás associado ao petróleo, cujo volume de produção em relação a 2012 subiu 828 milhões de m³. O Rio de Janeiro continuou liderando a produção, com 9,6 bilhões de m³.

A produção de gás não associado cresceu 1,5 bilhão de m³ em 2013. Bahia e São Paulo foram os estados com maior produção: 2,6 e 2,3 bilhões de m³, respectivamente.

Em 2013, 4,6% da produção total foi queimada ou perdida, e 13,8%, reinjetada. Em comparação a 2012, o volume de queimas e perdas caiu 9,8%, e o de reinjeção aumentou 9,6%. O Brasil alcançou recorde na redução da queima de gás natural, com aproveitamento de 95,4% do gás natural produzido. Trata-se do maior índice de aproveitamento e o menor volume anual de gás queimado desde a criação da Agência, em 1998.

A queima de gás natural acima dos limites permitidos pela Portaria ANP n° 249/2000 e dos autorizados através dos Programas Anuais de Produção (PAP) levaram à assinatura de um Termo de Compromisso entre a ANP e a Petrobras em novembro de 2010. A medida de ajuste de conduta teve como objetivo o controle da queima de gás associado nos 20 principais campos produtores da bacia de Campos.

Foi lançado, então, o Programa de Ajuste para Redução de Queima de Gás na Bacia de Campos (PARQ), que contém metas de aproveitamento de gás natural até 2014, além de um plano de ação que suporta o seu cumprimento. Desde então, a ANP também vem restringindo os volumes autorizados de queima extraordinária de gás natural, proporcionando resultados cada vez melhores.

Por ser um combustível que demanda uma logística complexa para o seu escoamento, o gás natural acaba sendo um produto menos interessante economicamente que o petróleo. No entanto, como o gás muitas vezes é extraído junto com o óleo dos reservatórios, as petroleiras precisam dar um destino a esse energético, o que gera o aproveitamento do gás produzido, utilizado na própria plataforma (para geração de energia) ou enviado por gasoduto para locais consumidores do insumo.

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

Tabela 2.14

Tabela 2.15

Tabela 2.16

2.5. Participações Governamentais e de Terceiros

A Lei do Petróleo (Lei nº 9.478/1997) estabeleceu as participações governamentais a serem pagas pelos concessionários de exploração e produção de petróleo e gás natural: bônus de assinatura, royalties, participação especial e pagamento pela ocupação ou retenção de área. Destes quatro, somente os royalties já existiam antes da lei, mas em percentual inferior.

Em 2013, foram arrecadados R\$ 16,3 bilhões em royalties, valor que excedeu em 4,3% o de 2012. Deste montante, 29,6% destinaram-se aos estados produtores ou confrontantes; 34% aos municípios produtores ou confrontantes; 11% ao Ministério de Ciência e Tecnologia; 14,4% ao Comando da Marinha; 7,9% ao Fundo Especial dos estados e municípios; e 2,9% ao Fundo Social. Ao estado do Rio de Janeiro, maior produtor nacional de petróleo e de gás natural, juntamente com seus municípios, destinaram-se 37,7% do total arrecadado no País a título de royalties, cabendo à esfera estadual 18,3% desse percentual.

Os estados de São Paulo e Espírito Santo, juntamente com seus municípios, foram os que registraram maior aumento no recebimento de royalties, de R\$ 101,4 milhões e R\$ 97,1 milhões, respectivamente, devido ao aumento de sua produção.

Tabela 2.17

Gráfico 2.9

A participação especial, prevista no inciso III do Art. 45 da Lei nº 9.478, de 1997, constitui compensação financeira extraordinária devida pelos concessionários de exploração e produção de petróleo ou gás natural, nos casos de grande volume de produção ou de grande rentabilidade, conforme os critérios definidos no Decreto nº 2.705/1998.

Para efeito de apuração da participação especial sobre a produção de petróleo e de gás natural são aplicadas alíquotas progressivas sobre a receita líquida da produção trimestral de cada campo, consideradas as deduções previstas no § 1º do Art. 50 da Lei nº 9.478/1997, de acordo com a localização da lavra, o número de anos de produção e o respectivo volume de produção trimestral fiscalizada.

Quarenta por cento (40%) dos recursos da participação especial são transferidos ao Ministério de Minas e Energia, dos quais 70% são destinados ao financiamento de estudos e serviços de geologia e geofísica aplicados à prospecção de combustíveis fósseis, promovidos pela ANP e pelo MME; 15% para o custeio dos estudos de planejamento da expansão do sistema energético; e 15% para o financiamento de estudos, pesquisas, projetos, atividades e serviços de levantamentos geológicos básicos no território nacional.

Dos recursos restantes da participação especial, 10% são destinados ao Ministério do Meio Ambiente; 40% aos estados produtores ou confrontantes com a plataforma continental onde ocorrer a produção; e 10% aos municípios produtores ou confrontantes.

O recolhimento da participação especial caiu 2,3%, atingindo R\$ 15,5 bilhões. Deste valor, conforme definido pela lei, couberam R\$ 6,2 bilhões (40%) aos estados produtores ou confrontantes; R\$ 1,6 bilhão (10%) aos municípios produtores ou confrontantes; R\$ 5,8 bilhões (37,5%) ao Ministério de Minas e Energia; R\$ 1,5 bilhão (9,4%) ao Ministério do Meio Ambiente; R\$ 483,8 mil (3,1%) ao Fundo Social.

Os estados beneficiários foram: Rio de Janeiro (R\$ 5,2 bilhões – 33,8% do valor total e 84,5% do total destinado aos estados), Espírito Santo (R\$ 825,7 milhões – 5,3% do valor total e 13,3% do valor destinado aos estados), Amazonas (R\$ 67,2 milhões), São Paulo (R\$ 24,3 milhões), Rio Grande do Norte (R\$ 21,2 milhões), Sergipe (R\$ 11,4 milhões) e Bahia (R\$ 8,9 milhões).

Entre os municípios beneficiários, destacaram-se: Campos dos Goytacazes-RJ (R\$ 680,1 milhões – 4,4% do valor total e 43,9% do total destinado aos municípios), Cabo Frio-RJ (R\$ 143,4 milhões), Rio das Ostras-RJ (R\$ 141,9 milhões) e Presidente Kennedy-ES (R\$ 127,2 milhões).

Tabela 2.18

Gráfico 2.10

Em 2013, o pagamento pela ocupação ou retenção de 798 áreas totalizou R\$ 219,1 milhões. Do total de campos ou blocos ocupados, 354 encontravam-se na fase de exploração e foram responsáveis por 30,4% do pagamento; 88 estavam na etapa de desenvolvimento, respondendo por 3% do valor pago; e 356 encontravam-se na fase de produção, correspondendo a 66,6% do pagamento total.

Tabela 2.19

Adicionalmente às participações governamentais, a Lei do Petróleo estabelece o pagamento, pelos concessionários, de uma participação sobre o valor do petróleo e do gás natural produzido aos proprietários das terras onde são realizadas as atividades de exploração e produção. Em 2013, este pagamento somou R\$ 145,6 milhões, valor que excedeu em 9,4% o de 2012. Este montante foi distribuído a 2.027 proprietários cadastrados em oito estados e, no caso de propriedades não regularizadas, depositado em poupança.

Tabela 2.20

Gráfico 2.11

A Lei nº 9.478/1997 determina à ANP a obrigação de estimular a pesquisa e a adoção de novas tecnologias na exploração, produção, transporte, refino e processamento. Para tanto, a partir de 1998, a ANP incluiu nos contratos de concessão cláusula estabelecendo que, caso a participação especial seja devida para um campo em qualquer trimestre do ano-calendário, o concessionário será obrigado a realizar despesas qualificadas como pesquisa e desenvolvimento em valor equivalente a 1% da receita bruta da produção para tal campo.

A lei estabeleceu ainda que, no mínimo, 50% do valor dos investimentos devem ser aplicados em instituições de pesquisa e desenvolvimento (P&D) credenciadas pela ANP para esse fim, podendo os demais recursos serem aplicados em despesas qualificadas como P&D em instalações próprias dos concessionários e de empresas afiliadas.

Em 2013, o montante das obrigações alcançou R\$ 1,26 bilhão, valor 2,7% maior que em 2012, sendo 92,2% do total (R\$ 1,6 bilhão) correspondente à Petrobras. Entre 2004 e 2013, o montante de obrigações geradas foi de R\$ 7,91 bilhões.

Para desempenhar atribuições previstas na Lei do Petróleo e contribuir de forma efetiva com as políticas de apoio ao desenvolvimento econômico, a ANP implementou, em 1999, um programa para incentivar a formação de mão de obra especializada, em resposta à expansão da indústria do petróleo e do gás natural verificada a partir de 1997, após a abertura do setor à iniciativa privada.

Essa iniciativa, denominada Programa de Recursos Humanos da ANP (PRH-ANP), consiste na alocação de recursos financeiros em bolsas de estudo de níveis técnico e superior (graduação, mestrado e doutorado) com vistas à formação de mão de obra especializada. Os recursos para financiamento do programa são oriundos de duas fontes: o Fundo Setorial CT-Petro (Plano Nacional de Ciência e Tecnologia do Setor de Petróleo) e a Cláusula de Investimentos em P&D da ANP.

De 2004 a 2013, foram investidos R\$ 268,4 milhões na concessão de bolsas de estudo e taxa de bancada. Somente no ano de 2013, foram investidos R\$ 30 milhões.

Tabela 2.21

Tabela 2.22

Gráfico 2.12

2.6. Preços de Referência do Petróleo e do Gás Natural

De acordo com o Decreto nº 2.705/1998, conhecido como “Decreto das Participações Governamentais”, os preços de referência do petróleo e do gás natural são utilizados na determinação do valor da produção para fins de cálculo de royalties e participação especial.

O preço de referência do petróleo é a média ponderada dos preços de venda sem tributos, praticados pela empresa durante o mês, ou um preço mínimo estabelecido pela ANP, aplicando-se o que for maior.

Quanto ao preço de venda do petróleo, este corresponde ao preço do produto embarcado na saída da área de concessão ou FOB (*free on board*).

A ANP calcula o preço mínimo do petróleo com base no valor médio mensal da cesta-padrão proposta pelo concessionário, sendo facultado à ANP não aceitar e sugerir uma nova. A cesta é composta de até quatro tipos de petróleo, cotados no mercado internacional, cujas características físico-químicas sejam similares às do petróleo produzido. Na ausência dessa proposta, o preço é arbitrado pela ANP, conforme a Portaria ANP nº 206/2000.

No caso do gás natural, o preço de referência é igual à média ponderada dos preços de venda sem tributos acordados nos contratos de fornecimento, deduzidas as tarifas relativas ao transporte. Não existe preço mínimo para o gás natural. O preço de referência leva em conta a existência ou não da operação de venda. Caso não haja, ou se a venda não refletir as condições de mercado, o preço de referência será equivalente ao preço na entrada do gasoduto de transporte, fixado pela Portaria Interministerial MF/MME nº 3/2000, o qual é indexado ao preço internacional do óleo combustível. Este mecanismo foi estabelecido pela ANP através da Portaria nº 45/2000.

Em 2013, o preço médio de referência do petróleo registrou alta de 2,1% e ficou cotado a US\$ 102,66/barril. Já o preço de referência do gás natural subiu 19,9%, fixando-se em US\$ 306,29/mil m³. Em reais, os preços médios de referência do petróleo e do gás natural foram de R\$ 221,46/barril e R\$ 660,48/mil m³, respectivamente.

Tabela 2.23

Tabela 2.24

Refino e Processamento

2.7. Refino de Petróleo

Em 2013, o parque de refino brasileiro, com 16 refinarias, apresentava capacidade para processar 2,2 milhões de barris/dia, 4,6% maior que em 2012. A capacidade de refino medida em barris/dia-calendário, considerando-se uma utilização de 95%, foi de 2,09 milhões de barris/dia. O fator de utilização das refinarias no ano foi de 98,2%. Para evitar maiores importações de derivados de petróleo, aumentou-se esse fator, buscando atender ao consumo interno de combustíveis.

Doze dessas refinarias pertencem à Petrobras e respondem por 98,1% da capacidade total, sendo a Replan (SP) a de maior capacidade instalada: 415,1 mil barris/dia ou 18,8% do total nacional. Manguinhos (RJ), Riograndense (RS), Univen (SP) e Dax Oil (BA) são refinarias privadas.

Em 2013, foi processada uma carga de quase 2,1 milhões de barris/dia pelo parque de refino nacional, dividida entre 2,03 milhões de barris/dia de petróleo (98,8% da carga total) e 25,3 mil barris/dia de outras cargas (resíduos de petróleo, resíduos de terminais e resíduos de derivados). Houve um acréscimo de 133,4 mil barris/dia (+7%) no volume de petróleo processado em relação a 2012, dos quais mais 109,7 mil barris/dia de petróleo nacional e mais 23,7 mil barris/dia de importado. Do petróleo total processado, 81,1% era de origem nacional e 18,9% importada.

Seguindo a tendência dos últimos anos, a maior parte do petróleo importado processado nas refinarias brasileiras era originária da África: 241,9 mil barris/dia, correspondente a 63,2% do petróleo importado processado. Houve um acréscimo de 7,7 mil barris/dia (3,3%) no volume de petróleo desse continente processado no Brasil, com destaque para o aumento do óleo originário de Angola, Líbia e Nigéria, e o decréscimo do óleo da Argélia. O petróleo nigeriano continuou sendo o de maior volume processado nas refinarias brasileiras: 209,6 mil barris/dia, equivalente a 54,8% do petróleo importado processado.

O petróleo oriundo do Oriente Médio representou 26,3% do petróleo importado processado no Brasil, após alta de 7% (+6,6 mil barris/dia). Esse avanço foi resultado do significativo aumento do processamento de petróleo procedente da Arábia Saudita (+ 8,6 mil barris/dia ou +12,1%), parcialmente neutralizado pela diminuição do óleo do Iraque (- 2 mil barris/dia ou -8,7%).

Outro destaque positivo foi o aumento de 18 mil barris/dia no processamento de petróleo proveniente da Europa, mais especificamente do Reino Unido. Em compensação, houve decréscimo no petróleo processado da América do Norte (EUA) e da América do Sul (Argentina).

Tabela 2.25
Tabela 2.26
Tabela 2.27

Gráfico 2.13
Gráfico 2.14

A Replan (SP) foi responsável pelo maior volume de carga processada no País: 426,3 mil barris/dia (20,7% do total) – um aumento de 31,2 mil barris/dia (+7,9%) em relação a 2012. Em seguida, vieram RLAM (BA), com 13,6% do volume de carga processada, e Reduc (RJ), com 11,9%. O aumento de processamento na RLAM foi de 17,7% e na Reduc, de 7,2%.

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

Tabela 2.28

Gráfico 2.15

Em 2013, as refinarias nacionais possuíam capacidade de armazenamento de pouco mais de 6 milhões de m³ de petróleo e 11,6 Milhões de m³ de derivados de petróleo, intermediários e etanol.

As oito refinarias da Região Sudeste concentravam, juntas, 64,6% da capacidade nacional de armazenamento de petróleo (3,9 Milhões de m³). Dessa capacidade, 2,5 milhões de m³ (40,8% do total nacional) se localizavam no Estado de São Paulo e pouco mais de 1 milhão de m³ (17,4% do total) no Rio de Janeiro. As refinarias com maior capacidade de armazenamento eram Revap (1 milhão de m³, 16,4% do total) e Replan (920 mil m³, 15,3% do total), ambas em São Paulo.

O Sudeste também era a região com maior capacidade de armazenamento de derivados, intermediários e etanol, com 8,2 milhões de m³ (70,8% do total), dos quais 5,2 milhões de m³ (45,1%) no estado de São Paulo e 2,1 milhões de m³ (17,8%) no Rio de Janeiro. As refinarias com maior capacidade de armazenamento eram Replan (2,3 milhões de m³, 19,6%) e Reduc (1,98 milhão de m³, 17,1%).

Tabela 2.29

2.8. Processamento de Gás Natural

Em 2013, o gás natural foi processado em 15 polos produtores, que juntos somavam 92,4 milhões de m³/d de capacidade nominal. O volume total processado no ano foi de 18,6 bilhões de m³ (51,1 milhões de m³/d), correspondente a 55,3% da capacidade total instalada. Na comparação com 2012, o processamento de gás natural registrou queda de 1,9% (vide **Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2013**).

O polo de Cabiúnas, no Rio de Janeiro, concentrou 17,2 milhões de m³/d (18,7%) da capacidade nacional instalada, e processou 4,4 bilhões de m³ (11,9 milhões de m³/d), 23,4% do volume total. Por sua vez, o polo de Urucu, no Amazonas, possuía capacidade de processamento de 9,7 milhões de m³/d, o equivalente a 10,5% da capacidade nominal nacional, e respondeu por 3,6 bilhões de m³ (10,4 milhões de m³/d), 19,4% do volume de gás natural processado no Brasil em 2013. Juntas, elas concentraram 29,2% da capacidade nominal e 42,8% do volume total processado no País.

Como resultado do processamento de gás natural, os polos produziram pouco mais de 2,5 milhões de m³ de GLP, 1 milhão de m³ de C₅⁺ (gasolina natural), 252,1 mil m³ de etano, 810,4 mil m³ de propano e 17,3 bilhões de m³ de gás seco. O destaque foi para o polo de Cabiúnas, que respondeu por 100% da produção de etano, 96,4% de propano e 21,8% de gás seco. O polo de Urucu foi o que mais produziu GLP (31,3% do total) e Caraguatatuba o de maior produção de gasolina natural (27,5%).

Tabela 2.30
Tabela 2.31
Tabela 2.32
Tabela 2.33

Gráfico 2.16

Cartograma 2.1

2.9. Produção de Derivados de Petróleo

Em 2013, a produção brasileira de derivados de petróleo foi de 127,3 milhões de m³, 5,9% superior à de 2012. Desse volume, 123,9 milhões de m³, 97,3% do total, foram produzidos em refinarias, sendo o restante dividido entre centrais petroquímicas, UPGNs e outros produtores.

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

Os derivados energéticos corresponderam a 86,5% do total produzido, com 110,2 milhões de m³, após um aumento de volume de 7,4% em relação a 2012. A produção dos não energéticos foi de 17,1 milhões de m³, ou 13,5% do total produzido, após um decréscimo de 3% em comparação ao ano anterior.

Com exceção de GLP, querosene iluminante e outros energéticos, houve alta na produção de todos os derivados energéticos. A produção de óleo diesel foi a que mais cresceu em termos volumétricos, pouco mais de 4 milhões de m³ (+8,9%), seguida da de gasolina A, cujo aumento foi de quase 2,7 milhões de m³ (+9,8%). Este último derivado respondeu por 38,9% da produção total de derivados, enquanto a gasolina A teve participação de 23,3%.

No que se referem aos derivados não energéticos, os maiores aumentos volumétricos foram obtidos na produção de coque (+358 mil m³) e de solvente (+164 mil m³).

Tabela 2.34

Tabela 2.35

Gráfico 2.17

Gráfico 2.18

Gráfico 2.19

Como mencionado anteriormente, as refinarias foram responsáveis pela produção de 123,9 milhões de m³ de derivados. Aquelas que se localizam na Região Sudeste responderam por 62,5% (77,4 milhões de m³) desse volume, sendo as de São Paulo responsáveis por 43,1% (53,4 milhões de m³) da produção total.

A Replan (SP) produziu 24,9 milhões de m³ de derivados, o equivalente a 20,1% da produção das refinarias. Além disso, foi a refinaria que mais produziu gasolina A (21,7% do total), GLP (20,3%), óleo diesel (24,4%) e coque (36,1%).

A Revap (SP) foi a principal produtora de QAV (33,3%), enquanto a RPBC (SP) se destacou na produção de gasolina de aviação (100%) e de solvente (41,7%). A Regap (MG) foi a refinaria que mais produziu querosene iluminante (43%) e asfalto (27%).

Por sua vez, a RLAM (BA) foi a refinaria que mais produziu óleo combustível (34,2%) e parafina (91,4%).

Já a Reduc (RJ), maior produtora de derivados não energéticos (22%), destacou-se na produção de nafta (28%).

Em relação às centrais petroquímicas, sua produção atingiu pouco mais de 1,2 milhão de m³, após alta de 12,9%, sendo 73,9% da produção formada por gasolina A e 26,1% por GLP.

Tabela 2.36

Tabela 2.37

2.10. Preços dos Produtores e Importadores de Derivados de Petróleo

Os preços médios ponderados semanais praticados pelos produtores (refinarias, centrais petroquímicas e formuladores) e importadores de gasolina A, óleo diesel, QAV, GLP e óleo combustível são publicados no **Anuário Estatístico** desde a edição de 2003, em substituição às séries de preços de realização e faturamento dos derivados de petróleo. A partir da abertura do mercado nacional de derivados, em janeiro de 2002, os preços de realização e faturamento deixaram de existir e os preços passaram a flutuar de acordo com as condições econômicas do mercado nacional.

Vale ressaltar que nos preços dos produtores e importadores publicados neste capítulo estão incluídas as parcelas relativas à Contribuição de Intervenção no Domínio Econômico (Cide), instituída pela Lei nº 10.336/2001; aos Programas de Integração Social e de Formação do Patrimônio do Servidor Público (PIS/Pasep); e ao financiamento da Seguridade Social (Cofins), conforme a Lei nº 9.990/2000. Não estão computados os valores do ICMS, que dependem de legislação própria de cada Unidade da Federação.

Os preços divulgados neste capítulo são reportados semanalmente pelos produtores e importadores à ANP, que, por meio da Portaria ANP nº 297/2001, instituiu a obrigatoriedade da apresentação das informações relativas à comercialização de gasolina A, óleo diesel, QAV, GLP e óleo combustível. Esses valores são frequentemente atualizados e encontram-se disponíveis para consulta no sítio da ANP na internet.

Tabela 2.38

Tabela 2.39

Tabela 2.40

Tabela 2.41

Tabela 2.42

Tabela 2.43

Tabela 2.44

Industrialização do Xisto

2.11. Industrialização do Xisto

Este tema apresenta, de forma sintética, as atividades relacionadas ao xisto betuminoso que têm interface com a indústria nacional do petróleo. O xisto é uma rocha sedimentar rica em matéria orgânica (querogênio). Quando submetido a temperaturas elevadas, decompõe-se em óleo, água, gás e um resíduo sólido contendo carbono. Assim, pela sua transformação, é possível produzir uma série de subprodutos que podem ser aproveitados pelos mais diversos segmentos industriais.

A Petrobras concentra suas operações com xisto na jazida localizada em São Mateus do Sul, no Estado do Paraná, onde está instalada sua Unidade de Operações de Industrialização do Xisto (SIX).

Em 2013, o volume de xisto bruto processado foi 15,8% inferior ao de 2012, fixando-se em pouco mais de 1,4 milhão de m³.

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 2013, somou 8,1 mil toneladas, 23,6% menor do que em 2012. Seguindo a mesma tendência, o volume de óleo combustível obtido a partir do processamento do xisto baixou 11,5%, atingindo 216,7 mil m³, enquanto o de GLP caiu 10,6%, para pouco mais de 21,5 mil m³.

Quanto aos produtos não energéticos, a produção de 24 mil m³ de nafta foi 24,3% menor que a de 2012. A produção de outros derivados não energéticos caiu 8,2%, situando-se em cerca de 2,4 mil m³.

Tabela 2.45

Movimentação de Petróleo, seus Derivados, Etanol e Gás Natural

2.12. Terminais

Para viabilizar a movimentação de petróleo, derivados e etanol no território nacional, o Brasil dispunha de 103 terminais autorizados em 2013, sendo nove centros coletores de etanol (com 21 tanques), 57 terminais aquaviários (com 1.415 tanques) e 37 terminais terrestres (com 430 tanques), totalizando 1.866 tanques. A capacidade nominal de armazenamento era de cerca de 13,2 milhões de m³, dos quais 5,3 milhões de m³ (40,4% do total) destinados ao petróleo, 7,5 milhões de m³ (56,8% do total) aos derivados e ao etanol, e 369,4 mil m³ (2,8% do total) ao GLP.

Os terminais aquaviários concentravam a maior parte da capacidade nominal de armazenamento (9,3 milhões de m³, 70,7% do total) e o maior número de tanques autorizados (1.415, 75,8% do total).

Tabela 2.46

2.13. Dutos

Em 2013, o Brasil contava com 601 dutos destinados à movimentação de petróleo, derivados, gás natural e outros produtos, perfazendo 19,7 mil km. Destes, 150 dutos (14,3 mil km) eram destinados ao transporte e 451 (5,4 mil km) à transferência.

Para a movimentação de gás natural, havia 110 dutos, com extensão de 11,7 mil km, enquanto para os derivados eram 422 dutos, totalizando 5,9 mil km. Outros 32 dutos, com quase 2 mil km, destinavam-se à movimentação de petróleo. E os 76 km restantes, compostos por 37 dutos, eram reservados à movimentação dos demais produtos, tais como etanol e solventes.

Os traçados dos dutos encontram-se ilustrados nos Cartogramas 2.2 e 2.3.

Tabela 2.47

Cartograma 2.2 Cartograma 2.3

Comércio Exterior

2.14 Importação e Exportação de Petróleo

Em 2013, o Brasil importou 147,8 milhões de barris de petróleo, volume 29,7% maior que o do ano anterior, que correspondeu a um acréscimo de 33,9 milhões de barris. A queda da produção de petróleo e o aumento do processamento para a produção de derivados, cujo consumo interno aumentou consideravelmente em 2013, justificam esse aumento.

Na análise dos últimos 10 anos, houve queda de importação a uma taxa média de 1,5% por ano. Apenas em 2007 e 2013 houve aumento do volume importado.

A África se manteve como continente que mais exporta petróleo para o Brasil, com 105,9 milhões de barris, correspondentes a 71,7% do óleo total importado. Em seguida, veio o Oriente Médio, com 35,3 milhões de barris e 23,9% do total. Em comparação a 2012, a importação de petróleo originário da África registrou aumento de 47,7%, enquanto a do Oriente Médio subiu 0,3%.

O país do qual o Brasil mais importou petróleo foi a Nigéria (79,1 milhões de barris, 53,5% do total). O acréscimo de importação de óleo originário desse país foi de 16,7 milhões de barris, equivalente a um aumento de 26,9% em relação a 2012.

O dispêndio com as importações de petróleo aumentou 22,4%, totalizando US\$ 16,46 bilhões. Por sua vez, o preço médio do barril importado atingiu US\$ 112,83, valor 12,2% menor que em 2012.

Tabela 2.48

Gráfico 2.20
Gráfico 2.21

As exportações brasileiras de petróleo se situaram em 138,9 milhões de barris em 2013, após baixa de 30,7% na comparação com 2012. A receita gerada foi 36,2% menor, fixando-se em US\$ 12,95 bilhões, enquanto o preço médio do barril passou de US\$ 101,26 para US\$ 93,23, registrando queda de 7,9%.

Entre 2004 e 2013, houve aumento da exportação de petróleo brasileiro a uma taxa média de 5,7% por ano. No entanto, a partir de 2011, as exportações começaram a cair, entre outras causas pelo aumento do consumo interno e a diminuição da produção.

O principal destino do óleo brasileiro exportado foi a região Ásia-Pacífico, com 59,9 milhões de barris (43,1% do volume total), após queda de 25,4% em comparação a 2012. Em seguida, foi a América do Norte, com 44,4 milhões de barris (32% do volume total), apesar do decréscimo de 30,5% em relação ao ano anterior.

As exportações para as demais regiões também sofreram queda. Para a Europa, a diminuição foi de 38,5%, atingindo 17,6 milhões de barris (12,6% do total), e de 38,4% no caso das Américas do Sul e Central, totalizando 17,1 milhões de barris (12,3% do total).

Por países, a China ultrapassou os Estados Unidos como país que mais importou petróleo do Brasil. Foram 41,8 milhões de barris (30,1% do total), apesar do decréscimo de 8,2%.

Tabela 2.49
Tabela 2.50

Gráfico 2.22
Gráfico 2.23

Cartograma 2.4

2.15. Importação e Exportação de Derivados de Petróleo

Em 2013, o volume de derivados de petróleo importado pelo Brasil superou o do ano anterior, após alta de 12,7%, totalizando 30,6 milhões de m³. O dispêndio com a importação aumentou cerca de 8%, situando-se em US\$ 19,6 bilhões.

Os derivados energéticos representaram 60,6% do volume importado, após acréscimo de 14,8% em relação a 2012, atingindo 18,5 milhões de m³. A importação de não energéticos subiu 9,5%, situando-se em cerca de 12 milhões de m³. Dentre os derivados energéticos, os importados em maior volume foram óleo diesel, gasolina A e GLP, representando, respectivamente, 33,6%, 10,9% e 9,4% da importação total. Dentre os não energéticos, a nafta se sobressaiu com participação de 22,9% e o coque com 12,3%. A maior alta em termos volumétricos foi a de óleo diesel, de 2,3 milhões de m³.

Com relação ao dispêndio com as importações, os montantes gastos com óleo diesel e nafta foram os mais expressivos: respectivamente, US\$ 8,2 bilhões e US\$ 4,4 bilhões. O destaque ficou por conta da queda de 28,6% do dispêndio com gasolina A, em consequência da diminuição de 23,9% do volume importado.

As importações originaram-se das seguintes regiões: América do Norte (33,6% do total), com destaque para os Estados Unidos (32,3%); Ásia-Pacífico (19%), com destaque para a Índia (13,7%); Américas Central e do Sul (18,7%), com destaque para a Venezuela (8%); África (12,1%), com destaque para a Argélia (8,2%); Europa e ex-União Soviética (10,5%), com destaque para a Holanda (4%); e Oriente Médio (6,1%), com destaque para o Coveite (4%).

Os Estados Unidos foram o principal exportador para o Brasil dos seguintes derivados: gasolina A (44,6% do total), coque (56,6%), GLP (54%), lubrificante (52,9%) e solvente (22,3%). Por sua vez, a Argélia foi o país do qual o Brasil mais importou nafta (32,1%); a Índia, óleo diesel (40,5%); e o Coveite, QAV (46%).

Tabela 2.51
Tabela 2.52

Gráfico 2.24
Gráfico 2.25
Gráfico 2.26

Em 2013, a exportação de derivados de petróleo somou 14,1 milhões de m³, após queda de 5,5% em relação a 2012. Os derivados energéticos representaram 90,6% do total exportado, com destaque para o óleo combustível, com 5,9 milhões de m³ (42,1% do total). Em seguida vieram o óleo combustível marítimo e os combustíveis para aeronaves com, respectivamente, 22,8% e 19,6% do que foi exportado. A receita dessas exportações somou US\$ 9,9 bilhões, montante 8,2% inferior ao de 2012.

Os principais destinos dos derivados de petróleo brasileiros foram as Américas Central e do Sul, que importaram cerca de 3 milhões de m³, 21,3% do total. Em seguida, foi a Europa e os países que faziam parte da URSS, com 2,9 milhões de m³, equivalente a 20,6% do total, e depois a região Ásia-Pacífico, com 1,3 milhão de m³, 9% do total.

Por países, o maior importador de derivados do Brasil foi a Holanda, com 2,8 milhões de m³, 20% do total, seguida das Antilhas Holandesas, com 1,4 milhões de m³, 10,2% do total, e de Cingapura, com 1,2 milhões de m³, 8,7% do total. O derivado que o Brasil mais exportou para esses três países foi o óleo combustível.

Tabela 2.53
Tabela 2.54
Tabela 2.55

Gráfico 2.27
Gráfico 2.28

Cartograma 2.5

2.16. Dependência Externa de Petróleo e seus Derivados

Em 2013, o Brasil teve um resultado deficitário no comércio internacional de petróleo e derivados, como pode ser visto na Tabela 2.56 abaixo.

Tabela 2.56

Gráfico 2.29

2.17. Importação e Exportação de Gás Natural

As importações brasileiras de gás natural aumentaram 25,7% em comparação a 2012, totalizando 16,5 bilhões de m³, dos quais 11,6 bilhões de m³ (70,2% do total) provenientes da Bolívia. O volume restante correspondeu a importações de GNL.

O dispêndio com a importação de gás natural foi de US\$ 4 bilhões, 11,6% maior que em 2012, a um valor médio de US\$ 347,35/mil m³, 3,4% mais baixo que em 2012. Por sua vez, o dispêndio com GNL teve acréscimo de 79,6%, fixando-se em US\$ 2,9 bilhões, a um valor médio de US\$ 599,20/mil m³, 10,7% maior que no ano anterior.

Em 2013, o Brasil exportou 37,4 milhões de m³ de GNL para a Argentina, a um valor médio de US\$ 1194,45/mil m³, obtendo receita de US\$ 44,65 milhões.

Tabela 2.57
Tabela 2.58
Tabela 2.59