

SEÇÃO 2

Indústria Nacional do Petróleo

Nesta seção apresentam-se dados que refletem o desempenho da indústria brasileira do petróleo. A seção está subdividida em quatro temas de acordo com as atividades desenvolvidas na indústria: *Exploração e Produção, Refino e Processamento, Movimentação de Petróleo, seus Derivados e Gás Natural e Comércio Exterior*.

O tema *Exploração e Produção* traz um panorama do segmento *upstream* da indústria petrolífera nacional e organiza-se em cinco capítulos. No primeiro capítulo, *Blocos e Campos Concedidos*, apresenta-se a situação vigente, em 31 de dezembro de 2000, das áreas concedidas pela Agência Nacional do Petróleo - ANP para as atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural. O segundo capítulo, *Reservas*, contempla a evolução das reservas totais e provadas brasileiras de petróleo e de gás natural. O desempenho das atividades de produção de hidrocarbonetos é abordado no terceiro capítulo, *Produção*. Em seguida, o quarto capítulo, *Participações Governamentais e de Terceiros*, apresenta os montantes das participações governamentais e de terceiros instituídas pela Lei 9.478/97 pagos pelos concessionários das atividades de exploração e produção de hidrocarbonetos. Finalmente, o quinto capítulo, *Preços de Referência do Petróleo e do Gás Natural*, registra os preços médios do petróleo e do gás natural de produção nacional, tomando-se como base os valores de referência utilizados no cálculo das participações governamentais.

O tema *Refino e Processamento* encontra-se estruturado em quatro capítulos: *Refino de Petróleo, Processamento de Gás Natural, Produção de Derivados de Petróleo e Preços dos Derivados de Petróleo nas Refinarias*. Os dois primeiros capítulos abordam, respectivamente, a infra-estrutura 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 os preços de realização e faturamento dos principais derivados de petróleo.

O tema *Movimentação de Petróleo, seus Derivados, e Gás Natural* é tratado em dois capítulos, *Terminais e Dutos*, que apresentam informações sobre a infra-estrutura nacional disponível para o transporte e transferência de hidrocarbonetos.

O último tema desta seção, *Comércio Exterior*, exhibe, nos seus 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*, dados sobre os volumes de petróleo, seus derivados e gás natural transacionados e os montantes financeiros envolvidos na pauta brasileira de comércio exterior, além da evolução da dependência externa nacional no tocante ao petróleo e seus derivados.

Exploração e Produção

2.1. Blocos e Campos Concedidos

A Agência Nacional do Petróleo - ANP tem como uma de suas atribuições a promoção de licitações para a concessão de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural. Em 6 de agosto de 1998, no processo que ficou conhecido como Rodada Zero, a ANP concedeu à Petrobras 115 blocos exploratórios, 49 campos em desenvolvimento da fase de produção e 233 campos produtores, que já vinham sendo operados pela empresa anteriormente à promulgação da Lei do Petróleo (Lei nº 9.478/97). Este processo foi seguido por duas rodadas de licitações ocorridas em 1999 e 2000, quando foram concedidos 12 e 21 blocos exploratórios, respectivamente.

Em 31 de dezembro de 2000, com o início da produção em 8 campos em desenvolvimento e em um dos blocos exploratórios concedidos na Rodada Zero, com a devolução pela Petrobras de 26 blocos exploratórios concedidos nessa rodada e com a incorporação dos blocos concedidos nas Rodadas 1 e 2, a ANP administrava 404 contratos de concessão referentes a 122 blocos exploratórios, 41 campos em desenvolvimento e 242 campos produtores (*obs.:* um dos contratos da Rodada Zero possui parte de um bloco exploratório e um campo produtor).

Dos 122 blocos exploratórios, 35 estavam sendo explorados pela Petrobras em parcerias com novos agentes e 21 não contavam com a participação dessa empresa. Como fruto das duas primeiras rodadas de licitação, 22 empresas novas no país passaram a atuar no segmento *upstream*. Somam-se a elas mais 13 outras empresas parceiras da Petrobras nas áreas concedidas na Rodada Zero. Esses números refletem o sucesso dos esforços da ANP na abertura desse segmento a novos agentes.

Nos 41 campos em desenvolvimento oriundos da Rodada Zero, no final do ano 2000 ainda se observava uma grande concentração da Petrobras, que operava sozinha 39 deles. Nos outros 2 campos, Área do BAS-097 e Frade, a empresa também estava presente, porém sem ser a operadora, com 2 parceiros no primeiro campo e 3 no segundo.

Com relação aos 242 campos produtores originários das concessões da ANP à Petrobras na Rodada Zero, no final de 2000 apenas 4 possuíam participação de outras empresas.

2.2. Reservas

No período de 1991 a 2000, as reservas provadas brasileiras de petróleo aumentaram a uma taxa de média de 6,5% ao ano e atingiram 8,5 bilhões de barris no último ano do período, volume este 3,8% superior ao registrado em 1999. Contribuíram para este crescimento, os acréscimos de 6,9% nas reservas terrestres de petróleo e de 3,5% nas marítimas. Com isso, o Brasil manteve-se na 16ª posição mundial quanto a reservas de petróleo.

Gráfico 2.1

Destas reservas, 89,9% encontravam-se situadas no mar, tendo destaque o Estado Rio de Janeiro que possuía 96,8% das reservas marítimas e 87,0% das reservas provadas nacionais em 2000.

Gráfico 2.2.

No tocante ao gás natural, as suas reservas provadas alcançaram 221,0 bilhões m³ no ano 2000. Com isso, o Brasil passou a ocupar a 41ª posição mundial quanto à posse de reservas de gás natural. Apesar das reservas de gás apresentarem uma taxa média de crescimento de cerca de 3% ao ano, no período de 1991 a 1999, seu volume sofreu uma queda de 4,4% durante o ano 2000, em decorrência da redução de 8,0% e 2,3% nas reservas terrestres e marítimas, respectivamente. Com exceção do Espírito Santo, que apresentou crescimento de 4,3%, os demais estados registraram queda no nível de suas reservas provadas de gás natural (*obs.:* no ano 2000, o Paraná voltou a registrar reservas, porém com um volume insignificante, de 43 milhões m³).

Gráfico 2.3.

Semelhante ao petróleo, a maior parte das reservas nacionais de gás natural localizava-se no mar, onde se concentravam 64,4% do total nacional, com destaque para o Estado do Rio de Janeiro que possui 72,7% das reservas marítimas e 46,8% das reservas provadas nacionais. O Estado do Amazonas aparece em segundo lugar, com 56,5% das reservas provadas terrestres e 20,1% das reservas nacionais.

Gráfico 2.4.

2.3. Produção

No ano 2000, 8.381 poços foram responsáveis pela produção nacional de petróleo e gás natural, número este que superou em 3,3% o registrado em 1999. Este acréscimo resultou do aumento de 2,7% no número de poços terrestres e de 9,5% no número de poços marítimos. Do total de poços brasileiros, 90,5% encontram-se em terra.

No ano, a produção nacional diária média de petróleo, incluindo óleo cru, condensado, óleo de xisto e líquidos de gás natural (LGN), foi de 1,3 milhão b/d (465,2 milhões de barris por ano), tendo aumentado 12,6% em relação a 1999, sustentando assim as elevadas taxas de crescimento registradas desde 1996. Com isso, o Brasil manteve sua posição de 18ª maior produtor mundial de petróleo. Esse aumento de produção não foi acompanhado por um acréscimo correspondente no volume das reservas provadas de petróleo e fez com que a relação reservas/produção, que em 1999 era de 20,3 anos, passasse para 18,7 anos.

A maior parte da produção nacional de petróleo (exclusive LGN) foi extraída de campos marítimos, responsáveis por 82,8% do total produzido. O Estado do Rio de Janeiro respondeu por 95,8% da produção marítima e por 79,4% da produção nacional, contra 94,9% e 76,8%, respectivamente, em 1999. A produção deste estado manteve sua histórica alta taxa de crescimento, observada a partir de 1996, apresentando um incremento de 16,1% no ano 2000. O Rio Grande do Norte foi o maior produtor terrestre, com 35,2% do total terrestre e 7,0% da produção nacional. Entretanto, devido ao declínio da produção terrestre de 9,5% ocorrida neste estado, a sua produção total sofreu um queda de 7,8%. O Estado do Amazonas, a despeito de produzir apenas 3,5% do total nacional, apresentou o maior aumento de produção, de 27,0%.

Gráfico 2.5.

No período 1991 a 2000, a produção nacional de gás natural apresentou um crescimento da ordem de 8,1% ao ano, atingindo 13,3 bilhões m³ em 2000, volume este 12,0% superior ao registrado em 1999. Apesar deste aumento de produção, o Brasil deixou de ocupar a 35ª posição no mercado mundial de produtores de gás natural e passou para a 37ª posição. O incremento de produção não foi acompanhado por uma elevação correspondente no volume das reservas provadas de gás natural, que sofreu um declínio de 4,4% e fez com que a relação reservas/produção, de 19,4 anos em 1999, passasse para 16,6 anos.

Os campos marítimos foram responsáveis por 60,4% do gás natural produzido no país. O Estado do Rio de Janeiro foi o maior produtor de gás, concentrando 42,9% do volume total produzido. Enquanto a produção marítima nacional cresceu apenas 1,2%, a produção terrestre registrou um incremento de 33,9%, em relação a 1999. Explica-se este aumento pelo crescimento de 172,5% na produção terrestre de gás no Estado do Amazonas, que respondeu por 37,9% da produção terrestre e 15,0% da produção total. Com isso, o estado tornou-se o maior produtor terrestre e o segundo produtor nacional, posições estas que eram ocupadas pelo Estado da Bahia no ano anterior.

Gráfico 2.6.

Do gás natural produzido, 2,4 bilhões m³ (17,8%) foram queimados e perdidos e 2,7 bilhões m³ (20,5%) foram reinjetados. Apesar de ter ocorrido uma redução da razão entre o volume de gás queimado e perdido e aquele produzido, de 7,0% em 2000, relativamente a 1999,

verifica-se uma tendência de aumento desta razão nos últimos anos, após um longo período de declínio entre 1991 e 1997, quando a razão passou de 25,6% para 14,8%. Este fato pode ser explicado, em parte, pelo aumento da produção de petróleo em campos onde ocorre a presença de gás associado, sem que os investimentos necessários ao aproveitamento do gás tenham acompanhado o ritmo do crescimento da produção.

O consumo próprio de gás natural nas áreas de produção apresentou, no ano 2000, um incremento de 14,83% em relação a 1999.

2.4. Participações Governamentais e de Terceiros

A Lei do Petróleo (Lei n.º 9.478/97) estabeleceu novas 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. Das quatro participações governamentais, os *royalties* já existiam antes da Lei do Petróleo, mas em percentual inferior. A arrecadação de bônus de assinatura no ano 2000 é tratada na Seção 5 deste Anuário.

Como resultado das atividades de produção de petróleo e gás natural, no ano 2000 arrecadaram-se R\$ 1,9 bilhão em *royalties*, valor este 89,9% superior ao recolhido em 1999. Deste montante, 33,4% destinaram-se aos estados produtores ou confrontantes, 33,3% aos municípios produtores ou confrontantes, 12,2% ao Ministério de Ciência e Tecnologia – MCT, 14,0% ao Comando da Marinha e 7,0% ao Fundo Especial dos Estados e Municípios. Ao Estado do Rio de Janeiro, maior produtor nacional de petróleo e gás natural, juntamente com seus municípios, destinaram-se 41,0 % do total arrecadado a título de *royalties*, cabendo ao estado 48,1% deste percentual.

Gráfico 2.7.

No ano 2000, arrecadou-se pela primeira vez a participação especial, que incide sobre a receita líquida dos campos com grande volume de produção, ou grande rentabilidade. O recolhimento desta compensação financeira atingiu aproximadamente R\$ 1 bilhão. Deste montante, conforme definido pela Lei do Petróleo, couberam 40% aos estados produtores ou confrontantes, 10% aos municípios produtores ou confrontantes, 40% ao Ministério de Minas e Energia e 10% ao Ministério de Meio Ambiente. Os estados beneficiários foram o Rio de Janeiro e o Amazonas, este último, porém, obteve uma receita inexpressiva, face à pequena incidência da participação especial sobre a sua produção. Da mesma forma, destinou-se a cinco municípios do Estado do Rio de Janeiro a quase totalidade da arrecadação devida aos municípios beneficiários.

O pagamento pela ocupação ou retenção de área, em 2000, totalizou R\$ 91,2 milhões, sendo efetuado por 24 diferentes empresas operadoras de 405 áreas: 122 blocos exploratórios, 41 campos em desenvolvimento e 242 campos produtores. Os blocos em fase de exploração foram responsáveis por 59,5% do total pago, os campos em desenvolvimento por 3,0% e os campos produtores por 37,5%.

Adicionalmente às participações governamentais, a Lei do Petróleo estabeleceu o pagamento pelos concessionários de uma participação de 0,5 a 1% sobre o valor do petróleo e do gás natural aos proprietários das terras onde se realize a produção. Seguindo o disposto nesta lei, a ANP fixou esta participação em 1% para todos os campos. Em 2000, este pagamento somou R\$ 25,4 milhões que foram distribuídos a 890 proprietários cadastrados, de seis estados, correspondendo a um valor médio anual de R\$ 28,5 mil por proprietário.

Gráfico 2.8.

Enquanto os proprietários do Rio Grande do Norte, estado onde se concentraram 51,2% do número total de beneficiários, obtiveram 54,7% da receita total, os cinco proprietários do Ceará receberam o maior valor *per capita*, R\$ 78,9 mil por proprietário beneficiado.

2.5. Preços de Referência do Petróleo e do Gás Natural

De acordo com o Decreto n.º 2.705, de 3 de agosto de 1998, os preços de referência do petróleo e do gás natural são utilizados na determinação do valor da produção destes hidrocarbonetos para fins de cálculo dos *royalties* e da participação especial.

No ano 2000, os preços médios de referência do petróleo e do gás natural tiveram acréscimos de 46,8% e 25,8%, respectivamente, em relação aos seus valores do ano anterior.

Refino e Processamento

2.6. Refino de Petróleo

No ano 2000, as 14 refinarias nacionais somaram uma capacidade nominal e efetiva de refino de aproximadamente 2 milhões b/d e 1,8 milhão b/d, respectivamente. Destas refinarias, doze pertenciam à Petrobras e responderam por 98,6% da capacidade total, e duas eram privadas – Manguinhos, pertencente à Repsol-YPF, e Ipiranga, pertencente ao Grupo Ipiranga. A REPLAN, em São Paulo, maior refinaria brasileira, com 18,0% da capacidade nominal instalada no país, e as demais refinarias da Região Sudeste responderam por 61,6% da capacidade nominal total. Dentre as refinarias da Petrobras, a Superintendência de Industrialização do Xisto – SIX, processa rochas de xisto produzindo derivados líquidos e gasosos.

No ano, foi processada pelo parque de refino nacional uma média diária de 1,6 milhão de barris de petróleo (580,0 milhões de barris no ano), volume este 1,8% maior que o processado em 1999. Do petróleo processado, 74,6% foram de origem nacional. Dessa forma, a quantidade de petróleo nacional processada nas refinarias brasileiras aumentou 6,8% e a quantidade importada decresceu 10,7%, mantendo-se a tendência verificada nos últimos anos de redução da participação do petróleo importado no refino.

Gráfico 2.9.

Gráfico 2.10.

Em 2000, a REPLAN, no Estado de São Paulo, foi responsável por 20,3% do total processado, refinando uma média diária de 321,6 mil b/d. Esta refinaria também foi a que processou a maior quantidade de petróleo nacional, 21,9%. Já a REDUC, no Estado do Rio de Janeiro, com 11,5% do total processado, foi a refinaria que processou a maior parte do petróleo importado, 24,2%.

Gráfico 2.11

No ano 2000, as refinarias nacionais apresentaram uma capacidade de armazenamento de 37,2 milhões de barris de petróleo e 10,0 milhões m³ de derivados de petróleo, álcool e MTBE. Da capacidade total de armazenamento de petróleo, 65,5% situaram-se na região Sudeste, sendo que as refinarias do Estado de São Paulo concentraram 36,6% do total. A maior capacidade de armazenamento de petróleo (17,6% do total) localizou-se na REDUC.

O Sudeste também foi a região que possuía maior capacidade armazenamento de derivados de petróleo, álcool e MTBE em refinarias, com 75,3% do total, sendo que 50,6% localizava-se no Estado de São Paulo. A REPLAN foi a refinaria que contou com a maior parte desta capacidade (22,0% do total).

2.7. Processamento de Gás Natural

No ano 2000, o processamento do gás natural nacional foi realizado por 15 unidades de processamento (UPGNs). Estas somaram uma capacidade nominal instalada de 28,4 milhões m³/d de gás. O volume total de gás natural processado foi de 8,5 bilhões m³ (23,1 milhões m³/d). As UPGNs de Urucu, no Amazonas, concentraram 23,5% da capacidade instalada nacional e processaram 15,4% do gás natural. Como resultado do processamento de gás natural, as UPGNs nacionais produziram 1,5 milhão m³ de GLP, 550 mil m³ de C₅⁺ e 7,5 bilhões m³ de gás seco. No ano houve um aumento na produção de gás seco, GLP e de C₅⁺ de 27,8%, 16,5% e 16,3%, respectivamente. Novamente destacaram-se as unidades de Urucu na produção de GLP e gás seco, responsáveis por 17,6%, 16,3%, respectivamente. As UPGNs de Guamaré foram as maiores produtoras de C₅⁺ e responderam por 17,1% da produção total.

2.8 Produção de Derivados de Petróleo

A produção brasileira de derivados de petróleo energéticos e não energéticos no ano 2000 foi de 96,2 milhões m³ (1,5 milhão bep/d), superando em 2,5% o volume registrado em 1999. Deste total, 97,7% foram produzidos em refinarias, 1,6% em UPGNs e o restante 0,7% em centrais petroquímicas, sendo que as UPGNs e as centrais petroquímicas produziram apenas derivados energéticos.

Os derivados energéticos representaram 82,9% do total produzido e seu volume teve um crescimento de 1,6% em relação a 1999, e os não energéticos um aumento de 7,1%. Do volume de derivados energéticos, o óleo diesel participou com 40,7% (32,4 milhões m³) e a gasolina A com 23,3% (18,6 milhões m³). Em relação a 1999, a participação destes derivados não sofreu variação significativa.

Gráfico 2.12.

Entre os derivados não energéticos, destacou-se a nafta, responsável por 10,7% (10,3 milhões m³) da produção total de derivados e por 62,3% da produção de não energéticos. Em relação a 1999, a produção de asfalto teve um incremento de 13,8%, a de coque de 44,0%, a de solventes de 13,0% e a de lubrificantes básicos de 19,5%, enquanto a produção de parafina sofreu queda de 15,7%.

Gráfico 2.13.

Gráfico 2.14.

O conjunto de refinarias de São Paulo foi responsável por 47,3% da produção total de derivados no ano 2000. A REPLAN superou em 12,8% a sua marca do ano anterior (vide Anuário Estatístico da Indústria Brasileira do Petróleo – 1990-1999, para os dados de produção de 1999) e atingiu uma média diária de 58,0 mil m³, o que representou 22,1% da produção das refinarias. Esta refinaria destacou-se na produção de óleo diesel e gasolina A, com 25,9% e 26,4%, respectivamente, da produção desses derivados nas refinarias.

A RLAM, na Bahia, e a REFAP, no Rio Grande do Sul, visando suprir os pólos petroquímicos próximos a elas, foram as principais produtoras de nafta, com, respectivamente, 24,3% e 21,0% da produção nacional do derivado.

A RPBC, localizada em São Paulo, foi a maior produtora de solventes, com 34,1% do total produzido, e foi também foi a única refinaria nacional que produziu gasolina de aviação.

A REVAP e a REPLAN, em São Paulo, a RLAM, na Bahia, e a REDUC, no Rio de Janeiro, destacaram-se como as maiores produtoras de óleo combustível, produzindo em conjunto 72,6% do total. No ano de 2000, a REDUC foi também a maior produtora de óleo lubrificante, com 70,2% do total nacional.

Conforme visto anteriormente, a produção de GLP nas 15 UPGNs brasileiras totalizou 1,5 milhão m³, 16,5% superior ao produzido em 1999, representando aproximadamente 20% da produção nacional do derivado.

O volume de derivados energéticos produzidos pelas centrais petroquímicas nacionais alcançou 692 mil m³, distribuídos por 58,1% de gasolina A, 28,3% de GLP e 13,6% de óleo diesel. Em relação a 1999, houve uma queda de produção de 3,2%: a produção do GLP nestas unidades caiu 18,2%, enquanto as produções de gasolina A e de óleo diesel tiveram acréscimos de 4,4% e 4,9%, respectivamente.(vide Anuário Estatístico da Indústria Brasileira do Petróleo – 1990-1999, para os dados de produção de 1999).

2.9. Preços dos Derivados de Petróleo nas Refinarias

Em 2000, os preços de realização dos derivados de petróleo mantiveram seus reajustes de acordo com as fórmulas paramétricas estabelecidas nas Portarias Interministeriais MF/MME n.º 3, de 27 de julho de 1998, e n.º 90, de 29 de abril de 1999.

Com relação à gasolina A, diesel e GLP, durante o ano 2000 seus preços de faturamento foram fixados através de atos conjuntos dos Ministérios da Fazenda e de Minas e Energia. Os preços do óleo combustível, QAV e nafta petroquímica, por sua vez, seguiram este procedimento de reajuste de até a publicação das Portarias MF/MME n.º 91, de 29 de abril de 1999, e n.º 404 e 405, ambas de 28 de outubro de 1999, respectivamente, que estabeleceram fórmulas paramétricas próprias para os reajustes dos preços de faturamento destes produtos. No caso da nafta petroquímica, adicionalmente, a Portaria MF/MME n.º 405 dispôs sobre a liberação de seus preços a partir de 9 de agosto de 2000.

Movimentação de Petróleo, seus Derivados e Gás Natural

2.10. Terminais

Para viabilizar a movimentação de petróleo, derivados e álcool etílico no território nacional, o Brasil dispunha de 62 terminais no ano 2000: nove em centros coletores de álcool, 7 fluviais, 1 lacustre, 24 marítimos e 21 terrestres. Estes terminais possuíam uma capacidade de armazenamento de 10,7 milhões m³, distribuída por 837 tanques. Os terminais marítimos somaram a maior capacidade e o maior número de tanques, 63,7% e 63,4% do total, respectivamente. São Paulo foi o estado com a maior capacidade de armazenamento em terminais e maior número de tanques: 4,7 milhões m³ e 388 tanques.

2.11. Dutos

No ano 2000, a infra-estrutura dutoviária nacional possuía 400 dutos destinados à movimentação de petróleo, derivados, gás natural e outros produtos. Estes dutos somaram 15,6 mil km de extensão divididos em 10,3 mil km para transporte e 5,3 mil km para transferência. Setenta e cinco dutos, com extensão de 7,7 mil km, destinavam-se à movimentação de gás natural, 186 dutos, com extensão de 4,7 km, à movimentação de derivados, 55 dutos, com extensão de 2,9 mil km, à movimentação de petróleo e os dutos restantes à movimentação de outros produtos.

Os traçados dos dutos encontram-se ilustrados nos cartogramas seguintes.

Cartograma 2.1.

Cartograma 2.2.

Comércio Exterior

2.12. Importação e Exportação de Petróleo

No ano 2000, para complementar o suprimento nacional, foram importados petróleo e derivados. O volume médio diário de petróleo importado atingiu 397,3 mil barris de petróleo (145,4 milhões de barris por ano). Relativamente a 1999, o volume de petróleo importado sofreu queda de 14,3%, superando a queda média, de 5,7% ao ano, registrada para o período de 1996 a 1999. Não obstante a queda do volume importado, em decorrência da alta dos preços internacionais do petróleo, o dispêndio com as importações elevou-se em 50,8% em 2000 e atingiu US\$ 4,3 bilhões. O preço médio do barril de petróleo importado pelo Brasil sofreu um acréscimo de 75,6%, passando de cerca de US\$ 17, em 1999, para US\$ 30, em 2000.

Gráfico 2.15.

Em 2000, as importações brasileiras de petróleo tiveram como principais regiões fornecedoras a América do Sul, com 40,7% do volume total, a África, com 37,1%, e o Oriente Médio, com 21,8%. Dos países da América do Sul, destacaram-se a Argentina, com 23,6%, e a Venezuela, com 11,2% do volume total importado. Dentre os países da África, a Argélia e Nigéria exportaram para o Brasil, respectivamente, 22,9% e 12,9% do total, e do Oriente Médio, a Arábia Saudita e o Iraque exportaram, respectivamente, 14,2% e 5,9% do total. Quanto às suas origens, as importações de petróleo no ano 2000 contrastam com as de 1999, quando as principais fontes foram a Nigéria, a Argélia e a Arábia Saudita, que forneceram ao país, respectivamente, 24,6%, 23,3% e 18,7% do petróleo importado. No ano 2000, a Argentina foi o maior exportador para o Brasil, a Argélia e a Arábia Saudita mantiveram-se em suas posições do ano anterior, e a Nigéria passou à 4ª posição.

Gráfico 2.16.

Em 2000, as exportações brasileiras de petróleo atingiram 7,1 milhões de barris (19,5 mil b/d). Houve um aumento relevante do volume exportado comparativamente a 1999, quando o país exportou 207 mil barris. Estas exportações geraram uma receita de US\$ 158,6 milhões, contra US\$ 1,6 milhão em 1999.

2.13. Importação e Exportação de Derivados de Petróleo

No ano 2000, as importações de derivados de petróleo totalizaram 18,2 milhões m³ (49,7 mil m³/d), com queda de 2,9% relativamente a 1999. As importações de derivados energéticos representaram 66,0% do total e caíram 4,9% em relação a 1999. As importações de derivados não energéticos aumentaram 1,3%.

Gráfico 2.17.

Óleo diesel e GLP foram os derivados importados em maior quantidade no ano contribuindo, respectivamente, com 31,9% e 28,0% do total importado. O principal derivado não energético importado foi a nafta, com 20,8% do volume total importado. Estas proporções mantiveram-se praticamente iguais às de 1999.

O dispêndio com as importações de derivados somaram US\$ 3,2 bilhões, sendo o óleo diesel responsável por 38,9% deste montante. Mesmo com a redução no volume das importações de derivados em 2000, houve um aumento de dispêndio da ordem 66,6%. Novamente, explica-se este crescimento pelo aumento das cotações dos preços do petróleo no mercado internacional.

Gráfico 2.18.

As importações de derivados no ano 2000 originaram-se principalmente das Américas Central e do Sul (40,8%), com destaque para a Venezuela (21,3%) e Argentina (14,9%). Apenas o GLP, o coque de petróleo e os óleos lubrificantes tiveram como principal origem outras regiões: África, América do Norte e Europa, respectivamente.

Gráfico 2.19.

Mantendo a tendência histórica registrada nos últimos 4 anos, as exportações de derivados aumentaram em 2000, alcançando 7,8 milhões m³ (21,4 mil m³/d), volume este 3,1% superior ao exportado em 1999. As exportações de derivados energéticos representaram 89,1% do volume total, destacando-se o *bunker fuel* (utilizado como combustível em embarcações de longo curso) e a gasolina A, com, respectivamente, 39,4% e 25,8% do total exportado. Em 1999, o *bunker fuel* também foi o principal derivado exportado (35,8%); no entanto, em segundo lugar estava o óleo combustível (31,2%). Esta mudança deve-se ao fato da exportação de gasolina ter aumentado 32,1% no ano e a exportação de óleo combustível ter sofrido uma queda de 25,0%, no mesmo período.

A receita arrecadada com as exportações de derivados em 2000 somou US\$ 872,7 milhões, sendo 72,6% superior à receita de 1999. O principal produto responsável por esta arrecadação foi a gasolina A, que respondeu por 45,7% do total. Vale ressaltar que, em 1999, a gasolina A também foi responsável pela maior parte da arrecadação (36,1%), a despeito do maior volume exportado de óleo combustível.

Gráfico 2.20.

As exportações brasileiras de gasolina A direcionaram-se principalmente aos Estados Unidos, que adquiriram 61,9% das exportações totais do derivado. O óleo combustível foi exportado principalmente para as Américas Central e do Sul e os óleos lubrificantes destinados, em sua maior parte, para a África.

Gráfico 2.21.

2.14. Dependência Externa de Petróleo e seus Derivados

No ano 2000, a dependência externa de petróleo e seus derivados foi de 28,8%. Dessa forma, o país manteve a tendência declinante de sua dependência externa, que se iniciou em 1994, quando registrou um valor de 48,1%. Vale ressaltar as significativas quedas da dependência externa ocorridas nos anos de 1998 a 2000, de 12,8%, 11,9% e 18,0%, respectivamente. Nos dois primeiros anos, quando o consumo apresentou taxas de crescimento da ordem de 4%, a queda resultou principalmente do crescimento da produção doméstica de petróleo. Em contraste no ano 2000, o elevado declínio constatado foi também influenciado pelo arrefecimento do ritmo de crescimento do consumo.

Gráfico 2.22.

2.15. Importação de Gás Natural

Em 2000, as importações brasileiras de gás natural totalizaram 2,2 bilhões m³, acarretando um dispêndio total de US\$ 184,0 milhões, correspondendo a um valor médio de US\$ 83,24/mil m³ (equivalente a US\$ 2,23/MMBtu, para um poder calorífico superior de 9.400 kcal/m³). Originaram-se da Bolívia 95,2% do volume de gás importado, no valor de US\$ 160,3 milhões, que foram transportados pelo gasoduto Bolívia-Brasil – GASBOL. O restante do gás importado, no valor de US\$ 23,7 milhões, foi proveniente da Argentina e transportado pelo gasoduto Uruguaiana-Porto Alegre - TSB.