UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO
CENTRO DE TECNOLOGIA – ESCOLA DE QUÍMICA

KÁTIA DE SOUZA ALMEIDA

A ESTRUTURA DA PRODUÇÃO DE FONTES DE COMBUSTÍVEIS FÓSSEIS E BIOCOMBUSTÍVEIS - PETRÓLEO & CANA-DE-AÇÚCAR

Rio de Janeiro
Junho/2012

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO
ESCOLA DE QUÍMICA

KÁTIA DE SOUZA ALMEIDA

A ESTRUTURA DA PRODUÇÃO DE FONTES DE COMBUSTÍVEIS FÓSSEIS E BIOCOMBUSTÍVEIS - PETRÓLEO & CANA-DE-AÇÚCAR

Dissertação de Mestrado apresentada ao Curso de Pós-Graduação em Engenharia de Biocombustíveis e Petroquímica para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

ORIENTADOR:

Luiz Antonio d'Avila

CO-ORIENTADOR:

Adelaide Maria de Souza Antunes

Rio de Janeiro

Junho/ 2012

A447

Almeida, Kátia de Souza

A estrutura da produção de fontes de combustíveis fósseis e biocombustíveis : petróleo e cana-de-açúcar./ Kátia de Souza Almeida. -- Rio de Janeiro: Universidade Federal do Rio de Janeiro / Escola de Química, 2012.
221 f. gráfs., tabs. color.

Orientadores: Luiz Antonio d'Avila e Adelaide Maria de Souza Antunes.
Dissertação (mestrado) – Universidade Federal do Rio de Janeiro / Escola de Química, Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Biocombustíveis e Petroquímica, 2012.
Referências bibliográficas .

1. Etanol – Matéria-prima – Produção – Acesso. 2. Gasolina – Matéria-prima – Produção - Acesso. 3. Regulação – Mercado de combustíveis - Brasil. 4.Etanol – Cadeia produtiva - Aspectos históricos 5.Indústria do petróleo – Aspectos históricos. I. d'Avila, Luiz Antonio. II. Antunes, Adelaide Maria de Souza III. Universidade Federal do Rio de Janeiro / Escola de Química IV. Título

CDD 333.79

KÁTIA DE SOUZA ALMEIDA

A ESTRUTURA DA PRODUÇÃO DE FONTES DE COMBUSTÍVEIS FÓSSEIS E BIOCOMBUSTÍVEIS - PETRÓLEO & CANA-DE-AÇÚCAR

Dissertação de Mestrado submetida ao corpo docente do Curso de Pós-Graduação em Engenharia de Biocombustíveis e Petroquímica, da Escola de Química da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências, e Executada sob orientação dos professores Dr. Luiz Antonio d'Avila – UFRJ/ EQ e Dra Adelaide Maria de Souza Antunes.

Rio de Janeiro, 06 de Junho de 2012.

APROVADA POR:

_____

Luiz Antonio d'Avila, D. Sc.

_____

Adelaide Maria de Souza Antunes, D. Sc.

_____

Ana Amélia Magalhães Gomes Martini, D. Sc.

_____

Luiz Fernando Leite, D. Sc.

_____

Nei Pereira Jr., Ph. D

A Deus pelas oportunidades, aprendizado
e crescimento que tenho experimentado
em minha vida e
Aos meus pais que me deram a vida.

AGRADECIMENTOS

Agradeço à Deus que sempre me protegeu, iluminou meus caminhos, me amparou em todos os momentos de minha vida e ajudou a concretizar todos os meus objetivos.

Aos Professores Luiz Antonio d'Avila e Adelaide Antunes, meus orientadores, pela confiança depositada em mim, atenção, dedicação, apoio e orientação para desenvolver este trabalho.

À minha mãe que sempre me incentivou, apoiou e soube compreender minhas ausências para que eu pudesse me dedicar ao estudo durante as disciplinas do mestrado e a elaboração deste trabalho.

À minha família, pelos momentos que deixamos de compartilhar para que eu pudesse me dedicar ao mestrado.

Aos meus queridos amigos pelo apoio e companheirismo em todos os momentos de minha vida, em especial à Vanessa, Andréa, Márcia e Barbra, principalmente esta última que por várias vezes soube, com suas palavras de estímulo e sabedoria, me transmitir calma e mostrar uma nova perspectiva.

Às amizades que pude construir durante o tempo em que cursei as disciplinas, em especial à Andréia e Adriano.

Agradeço também a todos aqueles que de alguma forma, direta ou indiretamente, contribuíram e me ajudaram para que eu conseguisse concluir o mestrado e realizar este trabalho.

A ESTRUTURA DA PRODUÇÃO DE FONTES DE COMBUSTÍVEIS FÓSSEIS E BIOCOMBUSTÍVEIS - PETRÓLEO & CANA-DE-AÇÚCAR

RESUMO

O etanol representa importante fonte de energia e encontra no setor de transportes sua principal utilização. Além dos benefícios ambientais relacionados a redução das emissões dos gases de efeito estufa, o etanol amplia a participação de fontes renováveis na matriz energética nacional. No Brasil, sua utilização como combustível automotivo foi incentivada a partir de 1975 com o Programa Nacional do Álcool e ampliada em 2003 com o lançamento dos veículos com motores *flex fuel*. O país adquiriu longa experiência e forte tradição na fabricação de etanol a partir da cana-de-açúcar, cultura presente no país desde a colonização. Vários países também estão implantando programas de substituição parcial de combustíveis derivados de fontes fósseis, onde o etanol tem encontrado grande aplicabilidade. Este trabalho apresenta a evolução da produção nacional de etanol e sua matéria-prima: a cana-de-açúcar, onde o setor passou por fases que alternaram da intervenção do governo até a desregulamentação, chegando ao cenário atual no qual a produção deste biocombustível passa a ser regulada pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. São apresentados também alguns desafios do setor para atender a demanda esperada tanto no mercado interno quando externo e a estrutura de produção que tem atraído significativos investimentos estrangeiros nos anos recentes. Considerando o caráter complementar do etanol em relação à gasolina, este trabalho também apresenta para a gasolina, da mesma forma que o etanol em relação à cana-de-açúcar, o arcabouço regulatório para a produção de petróleo. Esta fonte fóssil, de caráter estratégico, responde por cerca de 34% da demanda

mundial de energia primária, e por isso o acesso às reservas e produção é extremamente relevante. O setor nacional de exploração e produção de petróleo permaneceu sob o monopólio da União durante longo período e, com a sua flexibilização em 1995 foi permitida a contratação de outras empresas públicas ou privadas. Neste sentido, o trabalho apresenta a evolução histórica do setor, o acesso possibilitado pela mudança do regime regulador à exploração e produção deste recurso, os resultados decorrentes das licitações realizadas pelo órgão regulador do setor para concessão destas atividades e o panorama atual da produção e consumo de gasolina, que por obrigação legal, conta com a adição de etanol anidro para comercialização no mercado interno.

THE PRODUCTION STRUCTURE OF FOSSIL FUELS AND BIOFUELS SOURCES - OIL & SUGAR CANE

ABSTRACT

Ethanol is an important source of energy and find its primary use in the transportation sector. Besides the environmental benefits related to reducing the emissions of greenhouse gases ethanol increases the share of renewable sources in the national energy matrix. In Brazil, its use as an automotive fuel has been encouraged since 1975 with the National Alcohol Program and expanded in 2003 with the introduction of flex fuel motors. The country has acquired extensive experience and strong tradition in the manufacture of ethanol from sugar cane, which is cultivated in the country since colonization. Several countries are also implementing programs of partial substitution of fossil fuels, where ethanol has found wide applicability. The present paper shows the development of the domestic production of ethanol and its raw material: sugar cane, whose sector has gone through phases alternating from government intervention to deregulation, reaching the current scenario in which the production of biofuel is regulated by the National Agency of Petroleum, Natural Gas and Biofuels. Some challenges for the sector are also presented to meet expected demand both domestically and externally, and also the structure of production that has attracted significant foreign investment in recent years. Due to the complementary nature of ethanol in relation to gasoline, this work also presents to gasoline, as well as ethanol to sugar cane, the regulatory framework for oil production. This strategic fossil source accounts for about 34% of global primary energy demand, and therefore, access to reserves and production is extremely important. The domestic industry's exploration and production of oil remained under

State's monopoly for a long period and, with its flexibilization in 1995 was allowed to hire other public or private companies. In this sense, the paper presents: the historical evolution of the sector, the access to the activities of exploration and production of this resource made possible by changing in the regulatory regime, the results arising from the biddings rounds promoted by the regulatory agency of the sector for the rights concession of the exercise of such activities, and current situation of production and consumption of gasoline which, by legal obligation, has the addition of anhydrous ethanol for commercialization in the domestic market.

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Impactos das inovações tecnológicas na produtividade do etanol brasileiro 38
Tabela 2: Vendas de autoveículos *flex fuel*.....39
Tabela 3: Preço médio do etanol hidratado combustível ao consumidor. 50
Tabela 4: Consumo aparente de etanol e gasolina 52
Tabela 5: Produção nacional de etanol anidro e hidratado (mil m³) 54
Tabela 6: Destinação da cana-de-açúcar na indústria sucroalcooleira 56
Tabela 7: Distribuição geográfica das unidades produtoras.....58
Tabela 8: Produção nacional de etanol anidro entre 2001 – 2010 (mil m³) 59
Tabela 9: Produção nacional de etanol hidratado entre 2001 – 2010 (mil m³) 61
Tabela 10: Estimativa de crescimento da demanda de etanol (bilhões de litros) 63
Tabela 11: Estimativa da demanda de etanol (milhões de m^3) 64
Tabela 12: Estimativa da produção de etanol (milhões de m^3) 65
Tabela 13: Estimativa do n° de novas usinas para atender demanda projetada.....66
Tabela 14: Evolução dos desembolsos para o setor sucroalcooleiro (R$ bilhões)....67
Tabela 15: Volumes exportados de etanol entre 2001- 2010 74
Tabela 16: Participação nacional ou estrangeira na composição do capital das sete maiores empresas sucroalcooleiras. 95
Tabela 17: Contratos de Concessão da Rodada Zero de Licitações 108
Tabela 18: Resultados da Primeira a Quarta Rodadas de Licitação por blocos ofertados 128
Tabela 19: Resultados das Rodadas de Licitação (área) 130
Tabela 20: Resultados da Quinta a Décima Rodada de Licitação por blocos licitados 136
Tabela 21: Resultados das Rodadas de Licitação por área 138
Tabela 22: Resultados da Primeira à Décima Rodadas de Licitações 140
Tabela 23: Perfil dos blocos e Índice de Aproveitamento da Primeira à Décima Rodadas de Licitação 143
Tabela 24: Empresas habilitadas por Rodada de Licitações.....173
Tabela 25: Empresas ofertantes por Rodada de Licitações. 173

Tabela 26: Empresas que arremataram áreas e novos operadores por Rodada de Licitações. 174
Tabela 27: Participação das Empresas Nacionais nos blocos arrematados por Rodada de Licitações.....175
Tabela 28: Distribuição (%) das unidades de produção por volume de cana processada.....213
Tabela 29: Procedência da cana-de-açúcar processada 215

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Localização da produção de cana-de-açúcar.....42
Figura 2: Custo de produção do etanol em diferentes regiões produtoras.....74
Figura 3: Principais operações de fusões e aquisições - 2009 e 2010.....94
Figura 4: Evolução das Rodadas de Licitações.....124

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1: Produção nacional de cana-de-açúcar 43
Gráfico 2: Evolução da produtividade de cana-de-açúcar.....45
Gráfico 3: Lavouras substituídas pela expansão da cana na safra 2008/09. 46
Gráfico 4: Consumo nacional de etanol combustível 49
Gráfico 5: Frota nacional etanol e flex fuel x Volume de vendas de etanol hidratado 52
Gráfico 6: Produção nacional de etanol da safra 1975/76 à 2010/11.....53
Gráfico 7: Produção nacional de etanol (2001 – 2010) 56
Gráfico 8: Exportação de etanol entre 1989 e 2010 (mil m³).....71
Gráfico 9: Evolução do número de novas unidades produtoras na região Centro-Sul 90
Gráfico 10: Reservas provadas de petróleo no período 1997- 2010.....116
Gráfico 11: Produção nacional de petróleo no período 1997- 2010. 117
Gráfico 12: Consumo nacional de petróleo no período 1998- 2010. 118
Gráfico 13: Importação e exportação de petróleo no período 1997- 2010. 119
Gráfico 14: Evolução da produção, importação e exportação de gasolina A 121
Gráfico 15: Distribuição dos blocos arrematados por localização 129
Gráfico 16: Distribuição dos blocos concedidos/ blocos licitados.....130
Gráfico 17: Índice de aproveitamento em relação a área concedida/ área licitada .131
Gráfico 18: Distribuição dos blocos arrematados por localização 136
Gráfico 19: Distribuição dos blocos concedidos/ blocos licitados.....137
Gráfico 20: Índice de aproveitamento: área concedida/ área licitada.....139
Gráfico 21: Distribuição de blocos concedidos/ licitados.....141
Gráfico 22: Distribuição da área concedida por tipo de ambiente 141
Gráfico 23: Distribuição das empresas vencedoras por país de origem na Primeira Rodada de Licitações.....147
Gráfico 24: Distribuição das empresas vencedoras por país de origem na Segunda Rodada de Licitações.....150
Gráfico 25: Distribuição das empresas vencedoras por país de origem na Terceira Rodada de Licitações.....153

Gráfico 26: Distribuição das empresas vencedoras por país de origem na Quarta Rodada de Licitações 156
Gráfico 27: Distribuição das empresas vencedoras por país de origem na Quinta Rodada de Licitações 159
Gráfico 28: Distribuição das empresas vencedoras por país de origem na Sexta Rodada de Licitações 163
Gráfico 29: Distribuição das empresas vencedoras por país de origem na Sétima Rodada de Licitações 165
Gráfico 30: Distribuição das empresas vencedoras por país de origem na Nona Rodada de Licitações 169
Gráfico 31: Distribuição das empresas vencedoras por país de origem na Décima Rodada de Licitações 172
Gráfico 32: Distribuição nacional da cana-de-açúcar moída de acordo com a dimensão da unidade de produção. 211
Gráfico 33: Distribuição da cana-de-açúcar moída de acordo com a dimensão da unidade de produção na Região Centro-Sul. 212
Gráfico 34: Distribuição da cana-de-açúcar moída de acordo com a dimensão da unidade de produção na Região Norte-Nordeste. 212
Gráfico 35: Consumo aparente e preços relativos em 2010 – etanol hidratado x gasolina C 216
Gráfico 36: Consumo aparente e preços relativos em 2011 – etanol hidratado x gasolina C 216

LISTA DE SIGLAS

SIGLA	NOMENCLATURA
ANFAVEA	Associação Nacional dos Fabricantes de Veículos Automotores
ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
ATR	Açúcar Total Recuperável
BNDES	Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social
boe	Barril de óleo equivalente
boed	Barril de óleo equivalente/ dia
BP	British Petroleum
CANAOESTE	Cooperativa dos Plantadores de Cana do Estado de São Paulo
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais
CENAL	Comissão Executiva Nacional do Álcool
CIMA	Conselho Interministerial do Açúcar e do Álcool
CNAL	Conselho Nacional do Álcool
CNP	Conselho Nacional do Petróleo
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
CODEMIG	Companhia de Desenvolvimento Econômico de Minas Gerais
CONAB	Companhia Nacional de Abastecimento
CONSECANA	Conselho dos Produtores de Cana-de-Açúcar, Açúcar e Álcool do Estado de São Paulo
COPERSUCAR	Cooperativa dos Produtores de Açúcar e Álcool do Estado de São Paulo
CVRD	Companhia Vale do Rio Doce
DAA	Departamento de Açúcar e Álcool
DNPM	Departamento Nacional de Produção Mineral
E&P	Exploração e Produção
EISA	Energy Independence and Security Act
EPA	Environment Protection Agency
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ETBE	Etil-t-butil éter
EU	União Europeia
GEE	Gases de efeito estufa

IAA	Instituto do Açúcar e do Álcool
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
IEA	International Energy Agency
INT	Instituto Nacional de Tecnologia
IPEA	Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada
MAPA	Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento
MDIC	Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior
MME	Ministério de Minas e Energia
MTBE	Metil-t-butil éter
OPEP	Organização dos Países Exportadores de Petróleo
ORPLANA	Organização de Plantadores de Cana do Estado de São Paulo
PEM	Programa Exploratório Mínimo
PROALCOOL	Programa Nacional do Álcool
PVC	Cloreto de Polivinila
PVEP	PetroVietnam Exploration Production Corporation Ltd.
RFS	Renewable Fuel Standard
SGMB	Serviço Geológico e Mineralógico do Brasil
SIALPAR	Associação dos Produtores de Álcool e Açúcar do Estado do Paraná
SIAMIG	Sindicato da Fabricação do Álcool no Estado de Minas Gerais
SIFAEG	Sindicato da Indústria de Fabricação do Álcool no Estado de Goiás
SINDACUCAR	Sindicato da Indústria do Açúcar e do Álcool no Estado de Pernambuco
SPAE	Secretaria de Produção e Agroenergia
UDOP	União dos Produtores de Bioenergia
UNICA	União da Indústria de Cana-de-açúcar
UT	Unidade de Trabalho

SUMÁRIO

1 Introdução 20
2 Etanol como combustível veicular 24
2.1 Histórico 25
2.1.1 Produção da Cana-de-açúcar no Brasil 25
2.1.2 Produção de açúcar e etanol 26
2.1.3 Criação do Programa Nacional do Álcool (PROÁLCOOL) 29
2.1.3.1 Primeira fase do Proálcool 31
2.1.3.2 Segunda fase do Proálcool 32
2.1.3.3 Declínio do Proálcool 34
2.1.4 Desregulamentação do setor sucroalcooleiro 36
2.1.5 Ressurgimento do etanol como combustível veicular 38
2.2 Regulamentação do etanol 39
2.3 Matéria-prima 40
2.3.1 Produção de cana-de-açúcar 42
2.3.1.1 Produtividade 44
2.3.1.2 Área de Expansão dos Canaviais 45
3 Consumo de etanol no Brasil 47
3.1 Mercado nacional - Cenário atual 50
3.2 Produção de Etanol no Brasil 53
3.2.1 Produção de etanol anidro 59
3.2.2 Produção de etanol hidratado 60
3.2.3 Demanda Futura 61
3.2.4 Perspectivas do setor sucroenergético 64
3.3 Mercado Internacional 68
3.3.1 Estados Unidos 76
3.3.2 União Européia 77
3.3.3 Japão 78
3.3.4 Outros mercados 79
3.4 Desafios do setor sucroenergético 79
3.5 Principais entidades de classe e agentes do setor 82
3.6 Organização das empresas 86
3.7 Evolução do setor sucroenergético 87

3.8 Participação do capital estrangeiro 90
4 Histórico da indústria nacional do petróleo e evolução dos aspectos regulatórios 97
4.1 1ª fase: 1864 à 1953 – Primeiras iniciativas 97
4.2 2ª fase: 1953 à 1973 – Criação da Petrobrás e primeira crise do petróleo 101
4.3 3ª fase: 1973 à 1988 – Ênfase na exploração offshore 102
4.4 4ª fase: 1988 à 1995 – Em busca da auto suficiência e flexibilização do monopólio 104
4.5 5ª fase: 1995 à 1999 – Período pós monopólio e criação da ANP 105
4.6 6ª fase: 1999 à 2008 – As Rodadas de Licitações para concessão das atividades de E&P 108
4.6.1 Concessão das atividades de exploração e produção 109
4.6.2 Participação nas Rodadas de Licitações 111
5 Reservas e produção de petróleo e gás natural 114
5.1 Reservas de petróleo e gás natural 114
5.2 Produção e Consumo 116
5.3 Produção de gasolina 119
5.4 Evolução da exploração e produção de petróleo: Rodadas de Licitações 121
5.4.1 Primeira a Quarta Rodadas de Licitações 125
5.4.2 Quinta à Décima Rodadas de Licitações 131
5.4.3 Resultados - Primeira à Décima Rodadas de Licitações 139
5.5 Empresas Participantes nas licitações para concessão das atividades de E&P 144
5.5.1 Primeira Rodada de Licitações 144
5.5.2 Segunda Rodada de Licitações 147
5.5.3 Terceira Rodada de Licitações 150
5.5.4 Quarta Rodada de Licitações 153
5.5.5 Quinta Rodada de Licitações 157
5.5.6 Sexta Rodada de Licitações 159
5.5.7 Sétima Rodada de Licitações 163
5.5.8 Oitava Rodada de Licitações 166
5.5.9 Nona Rodada de Licitações 167
5.5.10 Décima Rodada de Licitações 169
5.6 Resultados Consolidados 172

6 Empresas atuantes nas Rodadas de Licitações 178
6.1 Concessionárias em atividades de exploração e produção 178
6.2 Atividades nas fases de Exploração e Produção 179
6.2.1 Atividades na fase de Exploração 180
6.2.3 Atividades na fase de Produção 182
6.3 Perspectivas 184
7 Conclusões e sugestões 188
8 Referências 194
ANEXO A - Perfil do setor sucroenergético nacional **210**
ANEXO B - Desempenho do etanol hidratado **216**
ANEXO C – Grupos econômicos concessionários da ANP **217**

1 Introdução

O etanol tem atraído o interesse de diversos países devido a oportunidade de atender a crescente demanda por combustíveis renováveis. O uso como combustível automotivo, adotado em um número variado de programas governamentais, visa a substituição parcial de combustíveis derivados do petróleo, diminuição de dependência desta fonte de energia e aumento da segurança energética. Adicionalmente, a implantação destes programas traz importantes benefícios ambientais, uma vez que a utilização do etanol permite reduzir as emissões dos gases de efeito estufa.

Além de possibilitar diversificação da matriz energética nacional, o etanol é um dos principais responsáveis pela situação privilegiada do Brasil no que diz respeito ao emprego de fontes renováveis de energia. No setor de transportes, que possui o segundo maior consumo de energia ficando atrás apenas do setor industrial, o consumo de etanol, hidratado e anidro misturado à gasolina, representa 17,3% do total consumido, mostrando a elevada renovabilidade da matriz energética nacional do setor. Considerando que o etanol representou cerca de 2% da demanda mundial de combustíveis para transportes rodoviários (2009), pode-se observar o mercado potencial para emprego deste biocombustível.

Desde a descoberta do país, a cana-de-açúcar foi uma das primeiras culturas adotadas no Brasil e, por isso, a larga experiência brasileira na produção desta matéria-prima e, posteriormente, do etanol a partir da cana, adquirida ao longo de mais de três décadas desde o lançamento do Proálcool, coloca o país em condição de destaque e amplia a possibilidade de fornecimento do biocombustível para outros mercados. O país possui tecnologia de produção capaz de ser fornecida a outros países interessados e as vantagens do etanol de cana-de-açúcar já são mundialmente reconhecidas, conferindo competitividade ao produto brasileiro.

Para abordar o tema etanol como biocombustível não se pode negligenciar o seu combustível complementar – a gasolina, cuja fonte de obtenção é o petróleo. Os

dois principais produtos obtidos a partir da cana-de-açúcar são o açúcar e o etanol. O petróleo, que constitui estratégica fonte de energia, tem uso diversificado e é utilizado para a produção de diversos derivados, entre eles, a gasolina, uma fração obtida a partir do refino do petróleo, e que possui significativa participação na matriz de combustíveis veiculares. Portanto, este trabalho aborda também o petróleo, com ênfase em sua disponibilidade, uma vez que é matéria-prima para a produção de gasolina.

O objetivo deste trabalho é elaborar a estrutura de produção das matérias-primas destes dois combustíveis: cana-de-açúcar para a obtenção de etanol combustível e petróleo para produção de gasolina, no sentido de se poder ter uma visão holística dos dois combustíveis em termos de acesso as suas fontes de matérias-primas. Para o etanol, cujo mercado permaneceu desregulamentado durante um longo período, é mostrada a organização do setor neste cenário. No caso do petróleo, por se tratar de um mercado regulamentado, é apresentado como é realizado o acesso às atividades de exploração e produção desta fonte de energia no Brasil.

Neste sentido, a dissertação compreende: o capítulo II que, apresenta o histórico da produção de cana-de-açúcar desde o período colonial, bem como dos seus principais produtos – açúcar e etanol, passando pelo início da intervenção do governo na produção açucareira até a implantação do Programa Nacional do Álcool (Proálcool) e a subsequente desregulamentação ocorrida no setor. Também é abordado o retorno à utilização do etanol como combustível veicular a partir do lançamento dos veículos *flex fuel* em 2003 e a recente mudança na legislação que passou a considerar o etanol como energético. Adicionalmente são mencionados os principais Estados produtores de cana e a evolução da produção desde a implantação do Proálcool.

O capítulo III descreve a evolução do consumo e produção de etanol no Brasil, sua distribuição geográfica e os fatores que influenciam o mercado consumidor. Além disso, o capítulo contém dados relativos à demanda projetada para o setor até 2019, bem como perspectivas a respeito dos investimentos previstos e de novas unidades produtoras.

No mesmo capítulo é mostrada a evolução das exportações brasileiras de etanol, os principais mercados consumidores e as motivações para introdução do etanol na matriz energética dos países que estão implantando programas para uso de combustíveis renováveis. São também mencionados desafios relativos ao aumento das exportações e, crescimento da produção e consumo de etanol no mercado doméstico. O capítulo finaliza com informações sobre as mudanças pelas quais o setor vem passando de forma a garantir a competitividade do negócio, bem como a respeito da recente participação do capital estrangeiro na atividade produtiva.

O capítulo IV é iniciado com o histórico da indústria nacional do petróleo e a evolução dos aspectos regulatórios, destacando os principais eventos ocorridos no país com relação à exploração de petróleo até a criação da empresa estatal do setor e a posterior flexibilização do monopólio da União sobre o petróleo. Constam também, neste capítulo, a criação da agência reguladora do setor, e a forma como passou a ser realizado o acesso às atividades de exploração e produção de petróleo no território nacional.

O capítulo V contém a evolução histórica das reservas, produção e consumo nacional de petróleo e gás natural desde a flexibilização do monopólio e um breve panorama da produção de gasolina no país contemplando os dados de importação e exportação. Além disso, é apresentada a evolução das Rodadas de Licitações realizadas pelo órgão regulador do setor para concessão das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural. As licitações de áreas com risco exploratório são descritas do ponto de vista das empresas participantes, destacando-se os resultados quanto à origem das empresas e ao aspecto de novos entrantes no setor nacional de exploração e produção.

No capítulo VI são apresentadas as atuais concessionárias que realizam atividades de exploração e produção no país e uma análise simplificada das concessões de acordo com a fase contratual (exploração ou produção) e o tipo de concessionária (nacional ou estrangeira). O capítulo é finalizado com algumas perspectivas do setor diante das novas descobertas da província do pré-sal.

No capítulo VII são apresentadas as conclusões e sugestões. Constam deste trabalho, além das referências, o Anexo A no qual são listados alguns indicadores das unidades produtoras de açúcar e etanol, conforme classificação estabelecida pela Companhia Nacional de Abastecimento (CONAB), retratando um perfil do setor no Brasil; Anexo B no qual é apresentado o desempenho do etanol hidratado em relação ao consumo total de combustíveis do ciclo Otto e Anexo C, que contém a relação dos grupos econômicos que integram as concessionárias da ANP em atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural

2 Etanol como combustível veicular

O termo álcool é de origem árabe e devido a sua grande volatilidade era chamado de espírito leve (SOUZA, 1979). Durante vários séculos o etanol foi consumido como bebida e apenas no final do século XIX, na Alemanha, passou a ser utilizado como combustível veicular. De 1920 a 1924, foi utilizado em mistura com a gasolina nos Estados Unidos e, em 1930, a mistura chamada de "combustível imperial", foi obrigatória na Alemanha. No Brasil, assim como na Índia, a utilização do etanol, ou álcool etílico, como combustível misturado à gasolina, também denominado álcool carburante data do início do século XX. Em mistura com a gasolina, o etanol atua como aditivo melhorando o desempenho do combustível fóssil. Sua utilização ocorre em substituição aos aditivos chumbo tetraetila e MTBE, que possuem alto índice de toxidade e são altamente poluentes para o meio ambiente (MORAES; SHIKIDA, 2002; CGEE, 2007).

No Brasil, o uso do etanol como combustível veicular data de 1923 e, atualmente, são utilizados nos autoveículos leves (veículos de passeio e comerciais leves) dois tipos: anidro e hidratado (SOUZA, 1979).

- Etanol hidratado – é o álcool etílico com teor alcoólico entre 92,6% e 93,8% a 20°C, sendo o restante de água. Este tipo é comercializado nos postos revendedores de combustíveis e utilizado em veículos equipados com motores *flex fuel* ou movidos exclusivamente a etanol;
- Etanol anidro – é o álcool etílico praticamente puro, com teor alcoólico entre 99,3% e 99,8% a 20°C. É empregado em mistura com a gasolina automotiva, atualmente em proporções que variam entre 18 e 25% de etanol. A utilização deste tipo de mistura permitiu a substituição de aditivos que eram adicionados à gasolina com a finalidade de melhorar seu poder de combustão (CGEE, 2007).

A produção nacional de etanol é baseada na fermentação do caldo de cana e melaço, resíduo da produção de açúcar, e posterior destilação do produto fermentado. A cana-de-açúcar é a matéria-prima mais competitiva para a produção

deste biocombustível utilizando as tecnologias desenvolvidas até o momento (UNICA, 2009).

Desde a década de 70, a partir do Programa Nacional do Álcool (Proálcool), o setor sucroenergético brasileiro vive em contínua evolução tecnológica. A cana-de-açúcar é o insumo básico para a obtenção de vários produtos de valor agregado, tais como alimentos, rações animais, biocombustíveis e eletricidade, produzidos em unidades industriais integradas, capazes de produzir açúcar, etanol e bioeletricidade. Neste trabalho, são abordados os aspectos relativos ao etanol como combustível veicular (UNICA, 2009).

O setor sucroalcooleiro do Brasil é um dos mais competitivos do mundo, apresentando os melhores níveis de produtividade e rendimento industrial, além dos menores custos de produção. A indústria brasileira pode ser considerada bastante madura. Contudo, a parte agrícola ainda poderá evoluir de forma mais proeminente, incorporando tecnologias mais radicalmente diferentes em variedade de cana-de-açúcar (transgênicas) e novos processos industriais, como a produção de etanol a partir de materiais que contém celulose e hemicelulose[1], ainda em fase de desenvolvimento, dando origem ao denominado etanol de segunda geração (MACEDO; NOGUEIRA, 2005).

2.1 Histórico

2.1.1 Produção da Cana-de-açúcar no Brasil

A cultura da cana-de-açúcar no Brasil teve início por volta de 1515, quando chegaram ao país as primeiras mudas, trazidas da Ilha da Madeira em Portugal. O primeiro engenho de açúcar foi construído em 1532 e multiplicaram-se no Nordeste, principalmente nos Estados da Bahia e Pernambuco (CIB, 2009), onde as condições de clima e solo favoreceram o desenvolvimento da produção de açúcar na região. No século XVII, a indústria do açúcar, no Brasil, passou por um grande

[1] Celulose e hemicelulose podem ser encontradas em resíduos agrícolas e florestais e em lixo orgânico.

desenvolvimento e expandiu-se na região litorânea, indo desde São Paulo até Pernambuco (LIMA; MARCONDES, 2002). O Brasil adquiriu longa experiência na produção de açúcar e etanol, desde o período colonial, e se tornou o maior produtor e fornecedor mundial de açúcar. O complexo agroindustrial canavieiro representa a mais antiga atividade econômica do país (CIB, 2009).

2.1.2 Produção de açúcar e etanol

Em 1903, durante o I Congresso Nacional sobre Aplicações Industriais do Álcool, foi proposta a implantação de uma infraestrutura para promover a produção de etanol para uso automotivo no Brasil. Entre 1905 e meados da década de 20, ocorreram diversas tentativas da agroindústria sucroalcooleira para promover o etanol como combustível. A Estação Experimental de Combustíveis e Minérios, que mais tarde passou a ser denominada Instituto Nacional de Tecnologia (INT), realizou testes em veículos visando substituir a gasolina derivada do petróleo. Registra-se também, neste período, a iniciativa de alguns pioneiros[2] que realizaram ensaios e testes de estrada utilizando o etanol hidratado visando incentivar o governo e empresários a investir no novo combustível (NOGUEIRA, 2008).

Os anos de 1931 a 1933 marcam a primeira fase da intervenção estatal na agroindústria canavieira. Em 1931, o Decreto n° 19.717 determinou a adição mínima de 5% de etanol anidro à gasolina importada, uma vez que a decisão de estruturar a primeira refinaria no Brasil ocorreu em 1933 (BRASIL, 1931; CORREA, 2009). Em seguida a obrigatoriedade da mistura de etanol anidro foi estendida para a gasolina nacional (NOGUEIRA, 2008). Em 1933, o Decreto n° 22.789 criou o Instituto do Açúcar e do Álcool (IAA) com a atribuição de estabelecer preços, cotas de produção por usina e definir o percentual de etanol para mistura com a gasolina. Antes da criação do IAA ocorreram outras tentativas de intervenção do governo na produção do etanol, no entanto estavam associadas às políticas de preços de exportação do açúcar e não tratavam de forma adequada a questão do etanol (BRASIL, 1933; MORAES, 2000).

[2] Heraldo de Souza Mattos em 1923 participou de corridas automobilísticas utilizando o etanol hidratado puro como combustível e Lauro de Barros Siciliano realizou ensaios e testes de estrada.

A criação do IAA representou a institucionalização do braço do Estado sobre as políticas de açúcar e etanol. O IAA realizou inúmeras atividades que definiram os rumos da agroindústria da cana-de-açúcar, como a restrição à produção e ao uso automotivo do etanol limitado à quotas pré-estabelecidas (UNICA, 2007). Além disso, era o órgão responsável pela aprovação da construção de destilarias anexas e incremento da produção, principalmente de açúcar (LEITE, 2009).

A partir da criação do IAA, o governo iniciou, de forma efetiva o planejamento da produção de etanol. Um dos principais objetivos do Instituto era solucionar o problema de superprodução da agroindústria açucareira, através do planejamento e controle anual da produção, adequando-a às demandas de consumo interno e externo. Adicionalmente, pretendia-se também fomentar a produção de etanol combustível no país (MORAES, 2000).

Em 1938, através do Decreto-Lei n° 737, a mistura de etanol à gasolina também passou a ser obrigatória para a gasolina produzida no país, em proporção a ser fixada pelo então criado Conselho Nacional do Petróleo (CNP) e pelo IAA. A adição do etanol anidro à gasolina foi fundamentada como uma medida para proteger e desenvolver a indústria de fabricação do etanol, reduzir os impactos da dependência externa dos combustíveis derivados de petróleo, bem como utilizar o excedente da produção de açúcar, restabelecendo o equilíbrio entre produção e consumo (NOGUEIRA, 2008; LEITE, 2009).

Nesta época, a produção de etanol se concentrava na região Nordeste. Entre 1937 e 1941 diversos incentivos foram concedidos objetivando aumentar a produção nacional de etanol anidro. Em 1941, o teor de etanol anidro misturado à gasolina foi fixado em 20%. Em 1942, dando continuidade a inserção do etanol na matriz energética nacional, o Decreto-Lei n° 4.722 declarou a indústria alcooleira de interesse nacional, e estabeleceu garantia de preço para o etanol e para a matéria-prima destinada à sua fabricação. Em seguida, a eclosão da Segunda Guerra Mundial levou à escassez de derivados de petróleo, em especial a gasolina, e tornou ainda mais evidente que a produção de etanol era estratégica para a economia do país (MORAES, 2000).

As dificuldades de abastecimento da região Centro-Sul com a produção oriunda do Nordeste, devido aos problemas de cabotagem causados pela guerra, levaram o IAA, após 1942, a adotar uma série de medidas legais para ampliar a produção nas áreas importadoras do Nordeste. Com a falta de açúcar em São Paulo, foi permitida a expansão da produção local (MORAES; SHIKIDA, 2002).

Além disso, o Estatuto da Lavoura Canavieira, criado em 1941, que restringiu a aquisição de terras pelos usineiros paulistas, acabou induzindo a maior parte dos investimentos na atividade industrial, aumentando o número de unidades produtivas ou modernizando as usinas já existentes. Esta situação colaborou para a expansão da produção de açúcar no Estado de São Paulo (MORAES; SHIKIDA, 2002).

As medidas adotadas, a partir de então, além de aumentar a produção nacional de açúcar, deslocaram a produção do Nordeste para o Centro-Sul. Entre 1945 e 1950, foram instaladas usinas mais modernas, bem como foram modernizadas as unidades existentes na região Centro-Sul, gerando crescimento da produção de açúcar. Essas medidas mostram que o equilíbrio de mercado, em relação ao volume produzido pelas duas regiões, não foi considerado visto que a produção da região Centro-Sul superou a do Nordeste (MORAES, 2000).

O período pós-guerra, na década de 50, foi marcado pela expansão da produção, de forma a atender o consumo crescente, e pela consolidação da região Centro-Sul como principal produtora nacional, especialmente o Estado de São Paulo. Na década de 60 foram adotadas diversas medidas visando aumentar a exportação de açúcar, que passou a ser considerada fonte geradora de divisas (MORAES, 2000). Embora o mercado internacional tenha permanecido bastante aquecido durante a década de 60 e início dos anos 70, após um período de elevação de preços, o mercado de açúcar começou a declinar, devido ao ingresso de novos produtores, bem como pela expansão da área e escala de produção das unidades em operação, que produziam estimuladas pela lucratividade. Em meados da década de 70 ocorreu uma reversão no patamar de preço do açúcar no mercado internacional, que declinou significativamente a partir de maio de 1975 (CGEE, 2007; MORAES, 2000).

Embora o etanol, já nesta época, tivesse um papel estratégico na economia nacional, devido a possibilidade de reduzir as importações de petróleo e ao seu caráter renovável, as medidas para fomentar a ampliação do uso, até então, haviam sido adotadas como uma solução para a crise açucareira (LEITE, 2009). Até final da década de 60, a legislação do etanol combustível permaneceu subjugada pela do açúcar, passando a ter importância a partir da década de 70 (CGEE, 2007).

Destaca-se que, devido a baixa produção nacional de etanol anidro, o teor da mistura na gasolina permaneceu, em média, em 7,5%, quando a economia do país sentiu os efeitos do primeiro choque do petróleo (NOGUEIRA, 2008).

O aumento no preço do petróleo, que passou de US$2,5/ barril em 1973 para US$ 10,5/ barril em 1974, aumentou significativamente o desembolso do Brasil com as importações do produto, que passou de US$ 600 milhões em 1973 para US$ 2,5 bilhões em 1974. Em 1973, a dependência de energia importada chegou a 34% do consumo total e o setor de transporte dependia quase que exclusivamente de derivados de petróleo (98%) sendo que a gasolina representava 56% do consumo do setor (COPERSUCAR, 1989).

2.1.3 Criação do Programa Nacional do Álcool (PROÁLCOOL)

A situação conjunta dos dois mercados – petróleo e açúcar – influenciou a definição da política nacional do etanol combustível. A produção de etanol passou a ser interessante tanto para o governo, que buscava uma solução para os problemas do balanço de pagamentos, como para os usineiros que haviam ampliado suas usinas para fornecer açúcar para o mercado externo, baseados em uma expectativa equivocada de demanda mundial crescente e se depararam com preços em declínio (MORAES, 2000). A capacidade ociosa das usinas poderia ser utilizada parcialmente para produzir etanol, proporcionando maior flexibilidade para a produção de açúcar para exportação (COPERSUCAR, 1989).

Neste cenário, em 14 de novembro de 1975, através do Decreto n° 76.593, o governo federal instituiu o Programa Nacional do Álcool (Proálcool), com a finalidade

de expandir a produção de álcool etílico anidro, fornecendo ao mercado interno, basicamente, um combustível a ser adicionado à gasolina (LEITE, 2009; BRASIL, 1975).

Com este programa o governo pretendia, além de reduzir a dependência de petróleo importado:
- revitalizar as regiões produtoras, promovendo uma desconcentração da produção. Foram oferecidas condições de financiamento mais favoráveis aos projetos da região Nordeste, visando promover a equidade social e a geração de empregos;
- utilizar matérias-primas alternativas, como a mandioca, que em tese seriam mais adequadas aos produtores locais;
- promover a implantação de projetos de médio porte (o tamanho padrão era de 120 mil litros/dia, considerado como média à pequena escala de produção) (CGEE, 2008; PENTEADO NETO; CUNHA, 2008).

De acordo com o decreto, a produção da cana-de-açúcar, mandioca ou de qualquer outro insumo deveria ser incentivada para expandir a oferta de matérias-primas, com especial ênfase no aumento da produção agrícola, modernização e ampliação das destilarias existentes e instalação de novas unidades produtoras, anexas as usinas ou autônomas, bem como construção de unidades armazenadoras (BRASIL, 1975).

Através do Proálcool, o país poderia substituir parte do combustível derivado de petróleo, além de resolver o problema do setor sucroalcooleiro, que deslocou parte de sua capacidade produtiva para produzir etanol, uma vez que o mercado internacional de açúcar apresentava sinais de saturação (LEITE, 2009).

Na época da implantação do Proálcool, a tecnologia ainda requeria desenvolvimento para viabilizar aumento de produtividade, tanto na área agrícola como industrial. Para obter o desenvolvimento necessário, foram realizados esforços que envolveram empresas especializadas no assunto e universidades brasileiras (LIMA; MARCONDES, 2002).

Desde o início da comercialização no Brasil, a cadeia do etanol alterna graus de maior e menor intervenção do Estado. A legislação relativa ao etanol passou a ter

importância, principalmente, a partir da criação do Proálcool (LEITE, 2009). Com o advento do programa, observa-se a definição de uma estratégia de médio e longo prazo, que possibilitou ao setor privado investir no aumento da produção e desenvolvimento da cadeia (IPEA, 2010).

A implantação do programa também proporcionaria outros benefícios que colaboraram de forma positiva para a decisão do governo: melhoria das condições ambientais, uma vez que o aditivo a base de chumbo utilizado na gasolina seria substituído e, maior flexibilidade para a agroindústria canavieira, que poderia adequar a produção de açúcar às oscilações de preços do mercado internacional (COPERSUCAR, 1989).

Cabe também ressaltar que, comparado a outras fontes alternativas consideradas na época, a adoção do etanol como combustível apresentava algumas vantagens: já havia no país infraestrutura de produção, competência relativamente amadurecida e tecnologia para produção de bens e equipamentos. Não foi necessário estabelecer uma nova rede de distribuição do combustível, uma vez que a rede já existente para os derivados de petróleo poderia ser utilizada sem grandes investimentos adicionais (CERQUEIRA LEITE, 1988).

2.1.3.1 Primeira fase do Proálcool

A primeira fase do programa, de 1975 até 1979, teve foco na ampliação da produção e uso do etanol anidro misturado à gasolina. O objetivo era aumentar a produção de safras sucroenergéticas e a capacidade industrial de transformação, visando a obtenção de etanol para substituição da gasolina, bem como incrementar a utilização no setor químico. A maior parte do aumento da capacidade industrial de produção nesta fase ocorreu através da implantação de destilarias anexas às usinas tradicionais de açúcar (MELO; FONSECA, 1981). Nesta fase, também foi importante o envolvimento da indústria automotiva para a produção dos veículos movidos exclusivamente à etanol (MORAES, 2000).

A drástica redução nas exportações de açúcar, entre 1977-1979, representou um facilitador para o rápido aumento registrado na produção nacional de etanol. No período de 1976 - 1979 todo aumento verificado na produção de cana-de-açúcar foi destinado à produção de etanol, uma vez que a redução nas exportações serviu como apoio para suprir o crescimento da demanda interna do etanol (MELO; FONSECA, 1981).

O principal instrumento utilizado pelo governo brasileiro para estimular o aumento da produção de cana-de-açúcar e da capacidade industrial de transformação em etanol a partir de 1975 foi o crédito subsidiado concedido aos projetos aprovados pelos órgãos executivos do programa (MELO; FONSECA, 1981).

Entre 1975 e 1979, a produção de etanol (anidro e hidratado) passou de 580 mil m^3 para 3.676 mil m^3, superando em 15% a meta estabelecida para 1979. No entanto, a adição de etanol na proporção de 20% só foi conseguida em todo o território nacional em 1983 (NOGUEIRA, 2008).

2.1.3.2 Segunda fase do Proálcool

Em 1979, quando os preços do petróleo sofreram novo aumento (segundo choque do petróleo), foi iniciada a segunda fase do Proálcool (1979 – 1985). Foram realizadas importantes mudanças nos objetivos do programa e nas metas de produção e consumo de etanol. Esta fase foi marcada pela produção em larga escala do etanol hidratado para ser utilizado em carros movidos exclusivamente com este combustível. A segunda etapa foi bem mais ambiciosa do que a primeira já que a meta estipulada de produção foi de 10,7 milhões de m^3 de etanol para 1985 (NOGUEIRA, 2008).

Foi também em 1979 que o Decreto n° 83.700 reforçou o suporte à produção alcooleira com a criação do Conselho Nacional do Álcool (CNAL), com um escopo de atuação mais amplo que o IAA, e encarregado de formular a política e fixar as diretrizes do Proálcool. No entanto, a execução desta política foi administrada pela

Comissão Executiva Nacional do Álcool - CENAL. (NOGUEIRA, 2008; BRASIL, 1979; SCANDIFFIO, 2005).

A partir do segundo choque do petróleo, não só o Proálcool, mas toda a política energética brasileira foi reformulada, que tinha na substituição de derivados de petróleo por outras fontes de energia alternativas um importante instrumento para reduzir o consumo de petróleo. Entre 1978 e 1979, o valor das importações brasileiras cresceu 32%, principalmente devido ao petróleo e a dependência energética brasileira em relação ao petróleo era de 41,6% (MORAES, 2000).

Esta etapa também foi marcada pela existência de elevados estoques de etanol, ocasionada pela capacidade ociosa (especialmente no Estado de São Paulo) e pela safra recorde da cana-de-açúcar nos anos de 1978 e 1979. Neste cenário, o setor sucroalcooleiro exerceu pressão sobre o governo objetivando criar mercado consumidor para o etanol. Na década de 80, os carros movidos exclusivamente à etanol hidratado lideraram as vendas (BARROS, 2007).

Nesta fase, o principal tipo de etanol passou a ser o hidratado para uso em motores adaptados ou especialmente projetados para o emprego exclusivo do biocombustível. Isso exigiu adaptações nas linhas de produção das montadoras, na rede de distribuição e no comportamento dos consumidores, que passaram a utilizar um produto novo (COPERSUCAR, 1989). As vendas de veículos[3] movidos exclusivamente a etanol hidratado passaram de 240.643 unidades em 1980, para 698.563 unidades em 1986. Em 1985, os autoveículos leves[4] movidos a etanol chegaram a representar 92,2% das vendas para o mercado doméstico (ANFAVEA, 2011).

Entre os incentivos adotados pelo Proálcool, podem ser destacados:
- aumento do teor de etanol anidro na gasolina até 25%;
- garantia de preço ao consumidor para o etanol hidratado inferior ao preço da gasolina;

[3] Os números referem-se ao total de autoveículos, que incluem automóveis, comerciais leves, caminhões e ônibus.
[4] Neste caso o número representa o percentual de automóveis e comerciais leves.

- garantia de remuneração competitiva para o produtor de etanol (subsídio de competitividade);
- linhas de crédito favoráveis para os usineiros ampliarem a capacidade produtiva;
- redução de impostos para os veículos movidos à etanol hidratado;
- obrigatoriedade de venda do biocombustível nos postos de revenda, e
- manutenção de estoques estratégicos para garantia do abastecimento no período de entressafra (NOGUEIRA, 2008).

Como resultado do Proálcool, no período entre 1975 e 1986, a participação dos derivados de petróleo na matriz energética nacional foi reduzida, passando de 44,2% para 31,7% e a participação do etanol aumentou de 0,4% para 4,9% (COPERSUCAR, 1989). Além disso, o aumento na produção nacional de petróleo colaborou para reduzir a dependência energética externa.

Em relação à economia de divisas, entre 1975 e 1987, o valor equivalente à gasolina que teria de ser importada para substituir a produção interna de etanol, seria de US$ 12,5 bilhões, conforme informação fornecida pela CENAL. Neste período, os investimentos realizados no Proálcool foram da ordem de US$ 7 bilhões (COPERSUCAR, 1989).

Apesar do progresso obtido na produção e uso, a estocagem do etanol foi considerada o problema mais grave enfrentado pelo programa ao término da primeira fase, que se agravou durante a segunda fase (MORAES, 2000). Em 1983, o governo federal, editou o Decreto n° 88.626 que estabeleceu obrigatoriedade e diretrizes para a formação de estoques físicos de segurança deste combustível, delegando à Petrobrás a responsabilidade de adquirir e controlar os volumes destes estoques (LEITE, 2009).

2.1.3.3 Declínio do Proálcool

A partir de 1985 o Proálcool entrou em crise, em decorrência de uma série de fatores: redução nos preços internacionais do petróleo (iniciada em 1982/ 1983), aumento da produção nacional de petróleo que diminuiu a dependência do país em

relação ao petróleo importado, recuperação do preço do açúcar, escassez de recursos públicos e também, deficiência de planejamento entre demanda e produção (oferta) (RAMOS; PIACENTE, 2010). Estes fatores desmotivaram a produção de etanol e geraram várias dificuldades que levaram ao término da fase de expansão do programa.

O contexto vigente entre 1985 e 1990, marcado pelo aumento da frota de veículos movidos a etanol e do volume de etanol hidratado consumido, levou a edição de outro decreto em 1987 elevando os volumes previstos para os estoques de segurança dos dois tipos de etanol (LEITE, 2009). A demanda de etanol hidratado crescia regularmente, no entanto a produção parou de crescer a partir de 1985.

Nesta época, o etanol ainda possuía elevados custos de produção e para manter competitividade perante a gasolina, era necessário suporte governamental (BARROS, 2007). A diminuição no preço da gasolina, decorrente do aumento da oferta interna e externa de petróleo, prejudicou a competitividade do produto e, para garantir a oferta de etanol hidratado no mercado, com uma relação de 70% do preço da gasolina, seriam necessários subsídios cada vez mais elevados. Aliado a isso, o aumento na produção de diesel, que é vinculada a produção de gasolina no refino do petróleo, necessário para atender a frota rodoviária, também colaborou para aumentar a oferta interna de gasolina e reduzir os preços deste combustível. A partir de 1986, os custos relativos ao controle de estoques de segurança passaram a ser excessivamente altos (LEITE, 2009).

O esgotamento das fontes oficiais de recursos tornou evidente a dificuldade do governo em manter a intervenção no setor. Além disso, conflitos entre o governo e produtores indicavam necessidade de mudança no modelo de intervenção (MORAES, 2000).

Em 1986, o governo federal reviu as políticas de fomento, retirando o subsídio do etanol, o que reduziu a rentabilidade da agroindústria canavieira e estimulou mais ainda o uso da cana para fabricação de açúcar destinado a exportação. Como resultados desta decisão e da ausência de políticas específicas para o etanol, em 1989 ocorreram descontinuidades na oferta do produto (NOGUEIRA, 2008).

Os mecanismos para formação dos estoques de segurança não funcionaram adequadamente e houve desabastecimento do produto. Apesar do governo ter adotado algumas medidas emergenciais, tais como redução do teor de etanol anidro na mistura com gasolina (22% para 13%) e importação de metanol para misturar à gasolina, a crise de abastecimento afetou fortemente a confiança dos consumidores e levou a queda acentuada nas vendas de veículos movidos exclusivamente a etanol (NOGUEIRA, 2008). No final desta década, em 1990, as vendas de veículos movidos a etanol representaram uma participação de apenas 11,4% (MORAES, 2000).

Embora a utilização do etanol hidratado tenha sido reduzida, o consumo de etanol no país estava garantido, através da comercialização da gasolina tipo C, que é obrigatoriamente formada a partir de mistura da gasolina tipo A com etanol anidro.

2.1.4 Desregulamentação do setor sucroalcooleiro

No início da década de 90, acompanhando as mudanças decorrentes da Constituição Federal de 1988, teve início o processo de desregulamentação do setor. O papel do Estado, de interventor na economia, foi alterado de forma significativa, passando o planejamento estatal a ser apenas de caráter indicativo para o setor privado. Nesse contexto, foi implementado o processo de liberalização e rearranjo institucional do setor sucroalcooleiro, sendo uma das primeiras medidas a extinção em 1990 do Instituto do Açúcar e do Álcool (MORAES, 2000).

Assim, o setor sucroalcooleiro repentinamente passou a operar sem o monopólio público na comercialização do açúcar, visto que o Governo atuou através do IAA, durante quase 60 anos, tanto no lado da oferta (fixação de cotas e preços) como no lado da demanda, controlando a comercialização (exportação, mercado interno, estoques, etc.) (SCANDIFFIO, 2005).

A partir de 1991, os subsídios foram retirados progressivamente, eliminados os controles governamentais das cotas de produção e exportação, e foi iniciado o processo de liberação de preços, tanto para o açúcar quanto para o etanol. Este processo foi concluído para todo o setor em 2002. Instalou-se, então, um novo modelo de relacionamento entre os agentes do setor (produtores de cana-de-açúcar, produtores de etanol e distribuidores de combustíveis), no qual prevalecem as regras de livre mercado. Os preços do etanol anidro e hidratado passaram a ser livremente negociados entre os produtores e as distribuidoras de combustíveis (MACEDO; NOGUEIRA, 2005; NOGUEIRA, 2008).

A gestão dos assuntos relativos ao etanol ficou a cargo do Conselho Interministerial do Açúcar e do Álcool (CIMA), criado em agosto de 1997, com o objetivo de analisar e propor as políticas pertinentes ao setor sucroalcooleiro. Em setembro de 1999, o Conselho passou a ser presidido pelo Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento (MAPA), com a responsabilidade de determinar o teor de etanol anidro na gasolina. O Departamento de Açúcar e Álcool (DAA), ligado ao mesmo Ministério, ficou responsável pelo controle das safras e produção de açúcar e etanol. No entanto, não houve atuação expressiva junto ao setor, tão pouco foi criado algum mecanismo de gestão que substituísse o planejamento anterior do Estado (SCANDIFFIO, 2005).

A desregulamentação do setor estimulou a busca por técnicas produtivas mais eficientes que contribuíssem para a redução de custos do processo produtivo e aumento da competitividade do etanol produzido no país (BARROS, 2007). A produção que antes foi altamente subsidiada, ao longo dos anos, em função de ganhos de tecnologia e economia de escala que reduziram os custos, tornou o produto competitivo perante a gasolina (baseada em preços internacionais de petróleo) (GOLDEMBERG, 2008).

O impacto da introdução de novas tecnologias no setor sobre a produtividade agroindustrial é apresentada na Tabela 1, bem como projeções para evoluções futuras.

Tabela 1: Impactos das inovações tecnológicas na produtividade do etanol brasileiro

Período		Produtividade		
		Agrícola (t cana/ha)	Industrial (l etanol/t cana)	Agroindustrial (l etanol/ha)
1977-1978	Fase inicial do Proálcool: baixas eficiências no processo industrial e na produção agrícola	65	70	4.550
1987-1988	Consolidação do Proálcool: a produtividade agrícola e a produtividade industrial aumentam significativamente	75	76	5.700
1990-2004	Processo de produção do etanol operando com a melhor tecnologia disponível	85	80	6.800
2005-2010	Primeiro estágio de otimização dos processos	81	86,2	6.900
2010-2015	Segundo estágio de otimização dos processos	83	87,7	7.020
2015-2020	Terceiro estágio de otimização dos processos	84	89,5	7.160

Fonte: Adaptado de NOGUEIRA, 2008.

2.1.5 Ressurgimento do etanol como combustível veicular

No Brasil, a partir de 2002, com a elevação dos preços internacionais do petróleo, e o consequente aumento do preço da gasolina, foi novamente despertado o interesse do consumidor nos veículos movidos à etanol. Em 2003, o lançamento dos veículos com motor flexível ao combustível (*flex fuel*), que permite ao consumidor escolher o combustível no momento do abastecimento (etanol hidratado ou gasolina misturada com etanol anidro) ou, ainda, usar a mistura etanol hidratado - gasolina em qualquer proporção, impulsionou o consumo do etanol de modo expressivo, ocasionando aumento na produção do biocombustível (IPEA, 2010).

A Tabela 2 mostra a evolução das vendas de veículos *flex fuel* desde 2003. A participação deste tipo de veículo, que inclui os automóveis e comerciais leves, passou de 3,7% em 2003, atingindo o patamar de 88,2% em 2009. Em 2010, os veículos *flex fuel* representaram 86,4% das vendas. De acordo com estimativas da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), em 2019 eles representarão cerca de 80% da frota nacional (estoque de veículos).

Tabela 2: Vendas de autoveículos *flex fuel*

Ano	Autoveículos leves *flex fuel* (unidades)
2003	48.178
2004	328.379
2005	812.104
2006	1.430.334
2007	2.003.090
2008	2.329.247
2009	2.652.298
2010	2.876.173

Fonte: ANFAVEA, 2011

2.2 Regulamentação do etanol

Após a desregulamentação do setor a atuação do governo passou a ser realizada através do MAPA e da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Através de convênio, estes órgãos viabilizaram a cooperação técnica e operacional para acompanhamento e fiscalização da cadeia produtiva do etanol e do abastecimento nacional do etanol combustível. Os dois órgãos controlam, por exemplo, a mistura de etanol anidro na gasolina.

A ANP tem entre suas atribuições: fiscalizar o adequado funcionamento do Sistema Nacional de Estoques de Combustíveis; regular, autorizar e fiscalizar as atividades relativas ao abastecimento nacional e especificar a qualidade dos biocombustíveis. No que diz respeito ao etanol, a ANP controla o volume de etanol comercializado no país.

A atividade de produção permaneceu ligada ao MAPA que, através da Secretaria de Produção e Agroenergia (SPAE) atuava diretamente na elaboração, articulação e

execução das ações de governo para o setor. As unidades produtoras de açúcar e etanol, e empresas comercializadoras de etanol deveriam efetuar registro junto a este Ministério e declarar os dados de moagem da cana-de-açúcar, industrialização e comercialização de açúcar e etanol (BRASIL, 2011c).

Recentemente, problemas ocorridos na safra da cana-de-açúcar levaram à falta de etanol anidro na entressafra 2010/11 e a aumento nos preços do etanol hidratado, que também se repetiram na safra 2011/12, gerando uma demanda no Governo Federal no sentido de se ter controle sobre os estoques de etanol. Assim, foi editada a Lei n° 12.490/2011 que alterou o status do etanol de produto agrícola para energético, ressaltando o papel estratégico deste biocombustível na matriz energética nacional. A atuação da ANP passou a ser em toda a cadeia produtiva do etanol, abrangendo desde a atividade de produção até a comercialização, distribuição e revenda, sendo atribuído à ANP a competência de regular e autorizar as atividades relacionadas à produção de biocombustíveis, inclusive o etanol. Além disso, foi determinado que o percentual de etanol anidro na gasolina pode variar entre 18% e 25%, sendo definido pelo Conselho Interministerial do Açúcar e do Álcool (CIMA) (BRASIL, 2011a).

Com a publicação da nova regulamentação[5] da ANP, para exercer a atividade de produção de etanol, passa a ser obrigatória a autorização da agência reguladora, que deverá ser outorgada em duas etapas: autorização para construção e autorização para operação. A ANP deverá exigir requisitos técnicos, econômicos e jurídicos a serem atendidos pelas empresas interessadas na construção, ampliação de capacidade, modificação e operação de planta produtora de etanol, além de exigências relativas à proteção ambiental e segurança industrial.

2.3 Matéria-prima

O acompanhamento da safra é realizado pela Companhia Nacional de Abastecimento (CONAB) junto às unidades produtoras em atividade, no âmbito de

[5] A minuta de Resolução dá ANP foi submetida à audiência pública, no entanto, até a conclusão deste trabalho não havia sido publicada.

um programa de cooperação com o MAPA. A partir das informações coletadas, a CONAB estima a produção nacional de cana, açúcar e etanol.

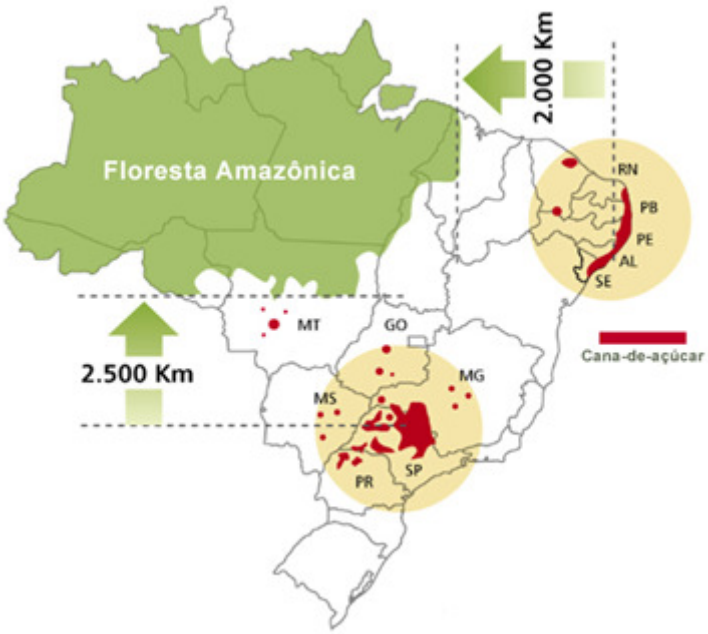
É importante registrar que os números divulgados pela CONAB para a safra 2011/12 podem sofrer alterações no decorrer da colheita, tendo em vista que o ano de 2011 foi caracterizado por uma baixa na produtividade e o comportamento do clima até o final da safra é de fundamental importância. Da mesma forma, os volumes previstos para a produção de etanol na safra 2011/12, mencionados neste trabalho, correspondem ao planejamento das usinas e também podem ser revisados no decorrer da colheita, caso as necessidades de mercado sofram alterações (CONAB, 2011).

De acordo com a CONAB, a lavoura da cana-de-açúcar permanece em expansão no Brasil. Para a safra 2011/12, a área total destinada a atividade sucroalcooleira está estimada em 8,4 milhões de ha. Na safra anterior a área cultivada foi da ordem de 8,03 milhões de hectares.

No processamento da cana-de-açúcar, o bagaço gerado pode ser utilizado para produção de energia elétrica. O bagaço é queimado nas caldeiras das usinas, possibilitando que as unidades sejam auto-suficientes e, com frequência ainda conseguem ser superavitárias em energia elétrica que pode ser comercializada para a rede pública. Há uma tendência de que as usinas se transformem em unidades produtoras não só de açúcar e bioetanol, mas também de volumes significativos de bioeletricidade, forma de energia que apresenta qualidade e valor econômico superiores aos dos combustíveis, por unidade de energia produzida (NOGUEIRA, 2008).

A Figura 1 destaca em vermelho as áreas onde se concentram as plantações e usinas produtoras de açúcar, etanol e bioeletricidade.

Figura 1: Localização da produção de cana-de-açúcar



Fonte: UNICA, 2011

O país é líder mundial na produção de etanol a partir da cana-de-açúcar, dominando todo o ciclo de produção deste biocombustível, que compreende desde tecnologia agrícola com lavoura de alta produtividade, tecnologia industrial já consolidada até uma estrutura de distribuição estabelecida. Além disso, o Brasil possui disponibilidade de terras cultiváveis que permitem o atendimento das necessidades do setor sem prejudicar a produção de alimentos.

2.3.1 Produção de cana-de-açúcar

O setor sucroalcooleiro nacional é usualmente dividido em duas regiões produtoras bastante distintas: Norte-Nordeste e Centro-Sul (MORAES, 2000).

Na safra 2011/12, a área de expansão no país está prevista em 0,6 milhões de ha (621.505,5). Destacam-se as regiões Sudeste, com 33,3% da área nova agregada; Centro-Oeste, influenciada por Goiás com o plantio de 123.485,1 ha, seguido por Mato Grosso do Sul (58.488,2 ha) e Mato Grosso (18.192 ha). Na região Sul, o Paraná agregou 37.606,1 ha de novas lavouras. Nas regiões Norte e Nordeste observa-se manutenção da área de cultivo nesta safra (CONAB, 2011).

O Estado de São Paulo ainda é o maior produtor, com 52,6% da área produtiva de cana. Em São Paulo, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, Goiás, Rio de Janeiro e Minas Gerais, dez usinas novas entraram em funcionamento na safra passada (2010/11). Em 2011, estavam previstas cinco novas unidades de produção (CONAB, 2011).

No entanto, de acordo com a ÚNICA a queda da safra de cana-de-açúcar nos últimos anos não irá perpetuar o declínio da produção de etanol, uma vez que o setor é altamente competitivo e muito avançado tecnologicamente. Contudo, destaca que para inverter a situação é necessário aprimorar o planejamento no mercado de combustíveis, aumentando a segurança de abastecimento do mercado interno (UNICA, 2011). Esta necessidade derivou na demanda regulatória que estabeleceu que os contratos de fornecimento de etanol entre usinas e distribuidores de combustíveis devem ser homologados pela ANP.

A evolução da produção nacional de cana-de-açúcar, a partir do início do Proálcool, é mostrada no Gráfico 1.

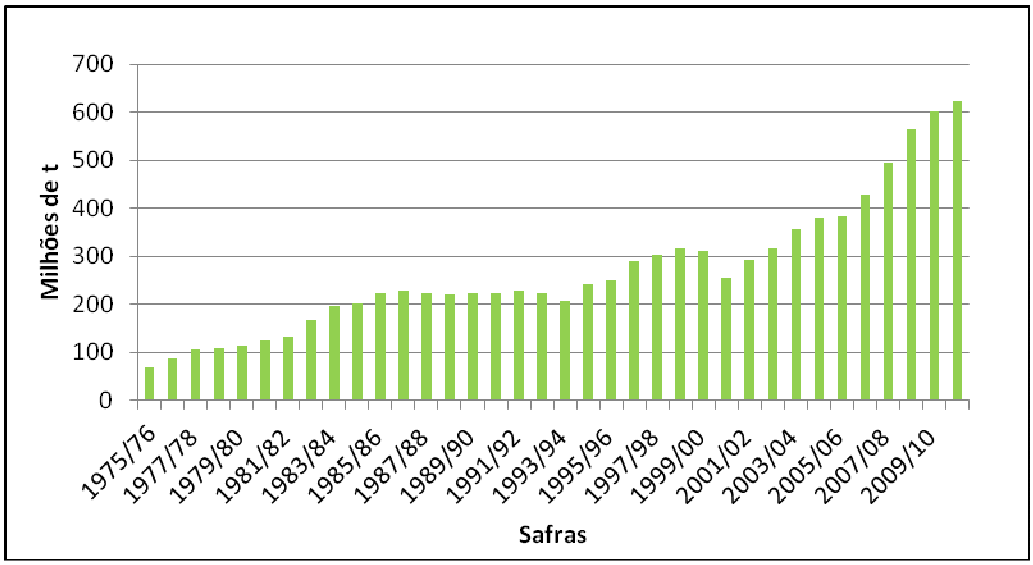


Gráfico 1: Produção nacional de cana-de-açúcar

Fonte: BRASIL, 2011b

A produção de cana-de-açúcar passou de 68 milhões de t na safra 1975/76 para 623,9 milhões de t na safra 2010/11 (BRASIL, 2011b). Para a safra 2011/12, a previsão de cana a ser moída pela indústria sucroalcooleira é de 588,915 milhões de t, conforme levantamento realizado pela CONAB e MAPA, representando uma redução de 5,6% em relação à safra 2010/11 (CONAB, 2011).

A partir do lançamento dos veículos *flex fuel* em 2003, a quantidade de cana produzida cresceu 175% até a safra 2010/11.

Por se tratar de um produto obtido a partir de safras agrícolas, vários dados do setor são apresentados de acordo com a safra da cana-de-açúcar. No Brasil, o ano-safra da cana tem início em abril e se estende até março do ano seguinte. O mês de abril é utilizado porque marca o início do corte da cana e o funcionamento das unidades de produção da região Centro-Sul. Nesta região, a safra tem início em abril e estende-se até dezembro do mesmo ano. Na região Nordeste, a safra é iniciada em setembro e estende-se até março do próximo ano (CONAB, 2008).

Em função desta característica, os produtos derivados da cana-de-açúcar sofrem influência da sazonalidade da produção agrícola. Nesta dissertação a fim de facilitar a visualização dos dados, os números de produção são apresentados por ano civil, uma vez que a CONAB indicou não haver distorções importantes em relação aos valores do ano-safra (CONAB, 2008).

2.3.1.1 Produtividade

A produtividade (rendimento em t/ha) da cana-de-açúcar para todos os fins evoluiu de 46,82 t/ha em 1975 para 80,24 t/ha em 2009. O aumento gradual do mercado doméstico contribui para o crescimento do setor sucroalcooleiro (BRASIL, 2011b).

Para a safra 2011/12, a produtividade média está estimada em 69,82 t/ha, representando uma redução de 9,8% em relação a safra passada. A produtividade da cana-de-açúcar entre 1975 e 2009 é mostrada no Gráfico 2.

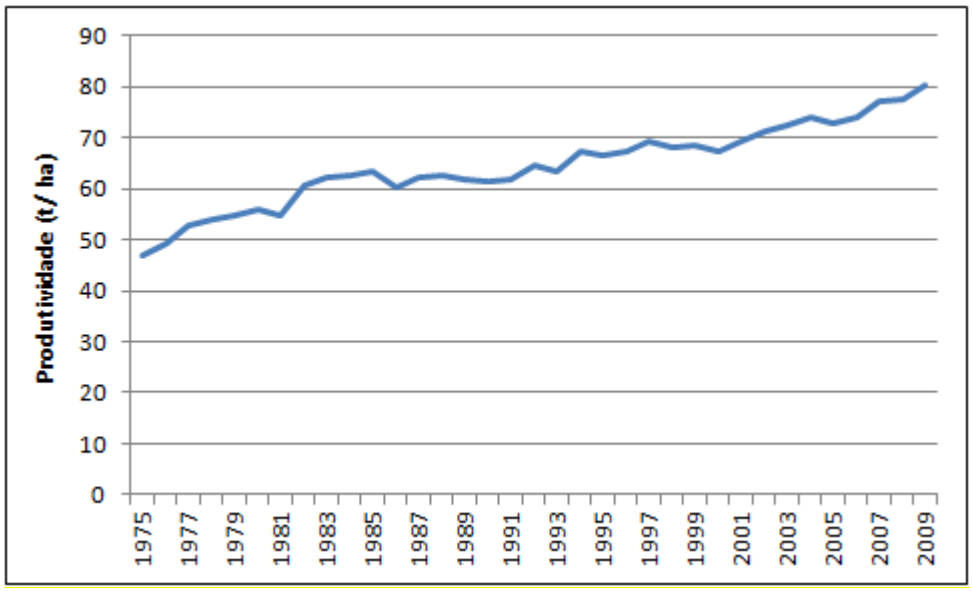


Gráfico 2: Evolução da produtividade de cana-de-açúcar

Fonte: BRASIL, 2011b

A redução da produção, que é resultante de queda na produtividade, é causada por diversos fatores, em especial os climáticos, tais como: estiagem prolongada em 2010, ocorrida principalmente na região Centro-Oeste e Sudeste; escassez de chuva em maio/2011; ocorrência de geadas em São Paulo, Mato Grosso do Sul e Paraná (CONAB, 2011; ESTEVAM, 2011).

A falta de chuvas não permite o pleno desenvolvimento dos canaviais, provocando atraso no início da moagem da safra e aumento no período de entressafra. Outros fatores que também contribuem para queda na produtividade são: falta de renovação dos canaviais, redução do uso de insumos e descapitalização dos produtores de menor porte (CONAB, 2011).

2.3.1.2 Área de Expansão dos Canaviais

De acordo com a CONAB, em condições normais, a cana-de-açúcar não tem, no Brasil, o papel de lavoura pioneira em áreas virgens da fronteira agrícola. Sendo assim, os planos de expansão dos canaviais têm seguido o padrão tradicional, ocupando, em quase todos os casos, áreas destinadas a outras atividades agropecuárias.

A pastagem bovina foi a atividade mais substituída no processo de expansão da área de plantio da cana. No entanto, a porção substituída representa somente 0,2% da área total destinada a pastagem no país. Em seguida, a soja e o milho foram as outras atividades mais substituídas pela plantação de cana, com participação de 9% e 3% das atividades substituídas, respectivamente. O Gráfico 3 mostra a participação das lavouras substituídas no país.

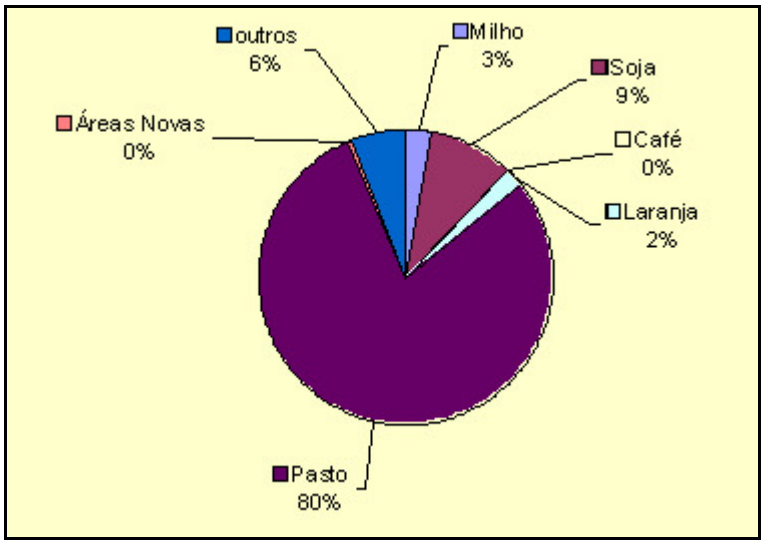


Gráfico 3: Lavouras substituídas pela expansão da cana na safra 2008/09.

Fonte: CONAB, 2010b

Estudo da CONAB, com base na safra 2008/09, concluiu que a taxa de crescimento das novas áreas de cana nos anos recentes não parece ser suficiente para modificar o panorama agrícola e pecuário do país, uma vez que áreas de produção de alimentos substituídas representam apenas uma fração ínfima da área total das lavouras[6] em questão.

[6] As áreas substituídas das lavouras de soja e milho correspondem a 49.200 hectares (0,14%). A área total destas lavouras foi estimada em 36 milhões de hectares.

3 Consumo de etanol no Brasil

O lançamento dos veículos *flex fuel*, representou para os consumidores uma alternativa aos veículos movidos exclusivamente à etanol, amplamente comercializados na década de 80, e colaborou para dirimir as dúvidas a respeito do futuro do etanol como combustível veicular.

O país já contava com uma rede de distribuição estabelecida para o etanol, mas devido a forte redução no consumo decorrente dos problemas de desabastecimento e da perda de confiança dos consumidores, o governo e o setor produtivo procuraram formas de preservar o etanol como combustível, assegurando sua permanência no futuro. A solução encontrada foi a tecnologia dos motores *flex fuel*, através da qual o consumidor pode escolher, no momento do abastecimento, entre os dois combustíveis, etanol ou gasolina, ou a mistura dos dois em qualquer proporção (CONAB, 2008).

Neste cenário, o aumento ocorrido nos preços do petróleo a partir de 2004, a competitividade dos preços do etanol em relação ao combustível fóssil e a aposta das montadoras de veículos no novo produto, estimularam as vendas dos veículos *flex fuel* (CONAB, 2008). Assim, tem sido crescente a venda destes veículos, sendo de 87% a participação média nas vendas de veículos novos no período 2008-2010. De acordo com a ANFAVEA, até final de 2010, as vendas acumuladas dos veículos *flex fuel* superaram 12,5 milhões de unidades.

Pode-se dizer que o mercado nacional de etanol se recuperou a partir de 2003, com o advento dessa tecnologia. Devido às tendências do mercado de energia, por busca de fontes ambientalmente favoráveis, a indústria automotiva nacional passou a fabricar os veículos bicombustíveis em grande escala. Houve um crescimento expressivo nas vendas anuais de veículos, acompanhada por uma participação crescente dos modelos *flex fuel*. A venda de etanol hidratado passou de 3,25 bilhões de litros em 2003 para 15,07 bilhões de litros em 2010 e a evolução das vendas dos veículos *flex fuel* tornou-se o pilar de sustentação da demanda interna de etanol,

garantindo o escoamento da produção e ampliando a liberdade de escolha dos consumidores (ANP, 2011d).

Conforme estudo do Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), a ascensão dos veículos *flex fuel* proporciona demanda potencial de etanol no curto prazo, que se confirmará em função da relação entre os preços do etanol e da gasolina para o consumidor final[7], e perspectiva de crescimento sustentado da demanda no longo prazo, devido a substituição gradativa na frota nacional dos veículos movidos à gasolina pelos veículos *flex fuel*[8] (MILANEZ et al, 2010).

Um estudo realizado pela CONAB sobre o consumo de combustíveis pela frota de veículos leves indica uma tendência de redução contínua nos níveis de consumo de gasolina e aumento do consumo de etanol, sendo significativo o crescimento previsto para o etanol hidratado. O estudo informa que estas mudanças devem-se principalmente a crescente participação dos veículos *flex fuel* na frota nacional e a preferência do etanol pelos consumidores. É esperado também que estes veículos sejam predominantes na frota nacional dentre de mais alguns anos (CONAB, 2008).

Tal estudo destaca ainda que a redução nos níveis de consumo da gasolina associada à previsão de incremento no consumo de etanol, em um cenário de crescimento da capacidade nacional de refino de petróleo, poderá gerar expectativa de que os excedentes de gasolina sejam contínuos e crescentes, sendo possível sua exportação (CONAB, 2008).

Neste cenário, o crescimento do consumo de etanol, decorrente da participação cada vez maior da frota *flex fuel* na frota nacional, pode ser considerado um crescimento sustentado que permitirá ao etanol ocupar parcelas crescentes do mercado de combustíveis para veículos leves, liberando a gasolina para exportação.

A evolução do consumo de etanol combustível no Brasil é mostrada no Gráfico 4:

---

[7] Do ponto de vista energético, o preço do etanol deve corresponder a 70% do preço da gasolina para que a escolha pelo consumidor entre os dois combustíveis seja indiferente.

[8] Em 2007, a participação dos veículos flex fuel foi de aproximadamente 18% da frota nacional de autoveículos leves. Em 2010, esta participação passou para algo próximo a 42% (MILANEZ; FAVERET FILHO; ROSA, 2008).

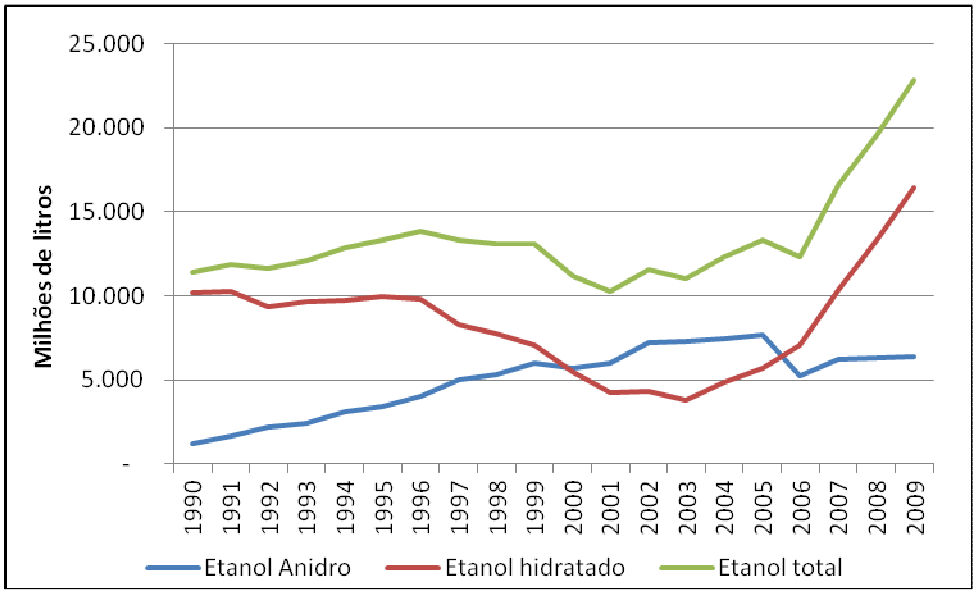


Gráfico 4: Consumo nacional de etanol combustível

Fonte: BRASIL, 2011b

A mistura do etanol anidro à gasolina A, estabelecida por lei federal, cria um consumo automático para este tipo de etanol. Desta forma, o consumo do etanol anidro está relacionado ao volume de gasolina C, que de acordo com a regulamentação vigente no país tem a mistura realizada pelas distribuidoras de combustíveis, não sendo o etanol anidro comercializado diretamente ao consumidor final. A partir do volume de venda da gasolina C e dos percentuais de adição do etanol anidro, são obtidos os volumes deste tipo de etanol.

Cabe destacar que a escolha do combustível para os carros *flex fuel*, é uma função que depende do preço, em outras palavras, da relação entre os preços do etanol e da gasolina (EPE, 2008). Normalmente considera-se que o preço do etanol hidratado corresponda a 70% do preço da gasolina para que o consumidor opte pelo combustível renovável. Em 2010, o preço médio anual do etanol hidratado no país foi 9,2% superior ao registrado no ano anterior, sendo observado aumento nos preços do etanol hidratado em todas as regiões. A região Sudeste registrou o maior aumento em comparação a 2009 (16,1%).

Importante também salientar que em 2010, a relação de preços entre os dois combustíveis (etanol hidratado e gasolina C) se manteve superior a 70% na maior

parte dos Estados brasileiros. Em 2011 a situação se agravou, visto que se estendeu para praticamente todo o território nacional, tendo a relação dos preços ficado ainda mais distante de 70%, o que prejudicou o desempenho do etanol hidratado no mercado interno. Os gráficos que retratam a relação de preços entre os dois combustíveis em 2010 e 2011 encontram-se no Anexo B.

Tal situação deve-se a uma crise na produção de etanol, que ocasionou redução na oferta do biocombustível tendo como consequências aumento no preço do etanol hidratado, que se refletiu em crescimento no consumo de gasolina, gerando inclusive a necessidade do país importar este combustível para o qual já era auto-suficiente, ocasionando também redução do teor de etanol anidro misturado à gasolina.

A Tabela 3 apresenta o preço médio do etanol hidratado, por região, entre 2001 e 2010.

Tabela 3: Preço médio[9] do etanol hidratado combustível ao consumidor.

Região	Preço médio[2] do etanol hidratado combustível ao consumidor (R$/litro)									
	2001[1]	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Brasil	1,025	1,038	1,347	1,212	1,377	1,676	1,492	1,484	1,520	1,660
Região Norte	1,283	1,311	1,764	1,644	1,861	2,152	1,927	1,925	1,920	2,067
Região Nordeste	1,143	1,145	1,534	1,435	1,678	1,904	1,714	1,755	1,749	1,898
Região Sudeste	0,947	0,962	1,246	1,087	1,221	1,481	1,320	1,318	1,368	1,588
Região Sul	1,070	1,095	1,412	1,302	1,518	1,793	1,546	1,530	1,576	1,762
Região Centro-Oeste	1,092	1,121	1,446	1,373	1,565	1,819	1,567	1,638	1,636	1,783

Fonte: ANP, 2011b

Nota: [1] Preços médios de 2001 calculados com base nos preços entre julho e dezembro.

2 A partir de novembro de 2004, o cálculo dos preços médios passou a ser ponderado com base nas vendas informadas pelas distribuidoras.

3.1 Mercado nacional - Cenário atual

O crescimento do consumo no mercado interno, decorrente do aumento da participação dos veículos *flex fuel* na frota nacional nos últimos anos, e as expectativas de consolidação do mercado internacional, colaboraram para o crescimento ocorrido no setor sucroalcooleiro nos anos recentes.

[9] Preços em valores correntes

Em relação aos fatos mais relevantes que influenciaram o mercado do etanol nos últimos anos, é importante mencionar a crise econômica internacional de 2008. A dificuldade de acesso a crédito, decorrente da crise, gerou uma distorção no mercado de etanol. No início da safra 2009/10, os produtos foram vendidos a preços considerados pouco atrativos e, como consequência, houve um adiamento e, até mesmo, cancelamento de novos investimentos em unidades produtivas (EPE, 2010b).

Embora se esperassem condições de abastecimento adequadas em 2009, a produção de etanol não atendeu as expectativas. Em função do aumento do regime de chuvas, 50 milhões de toneladas de cana na safra 2009/2010 não puderam ser moídas e o teor de sacarose da cana colhida foi reduzido, prejudicando a produção de etanol (EPE, 2010b).

De acordo com a EPE, no curto prazo, o percentual de cana moída destinada ao etanol poderá diminuir, visto que os preços estão menos competitivos que os do açúcar, devido à quebra de safra da Índia. Além disso, os efeitos da crise de 2008, que se estenderam até 2009, poderão influenciar as próximas safras de cana, em função do adiamento de vários investimentos (EPE, 2010b).

Embora o consumo de etanol hidratado tenha acompanhado o crescimento da frota de veículos *flex fuel*, a partir de 2009 houve um descolamento entre estes dois números, com redução no volume comercializado de etanol hidratado. Vários fatores contribuíram para esta situação: relação desfavorável entre os preços da gasolina e etanol, problemas climáticos que impactaram a safra e o volume de produção, produtividade e preço do etanol, valorização do açúcar, a crise financeira de 2008 que afetou a expansão dos canaviais e também a produtividade das safras subsequentes.

A relação entre a evolução da frota de veículos movidos à etanol/ *flex fuel* e o volume de etanol hidratado comercializado no período 2001 – 2011, é apresentada no Gráfico 5.

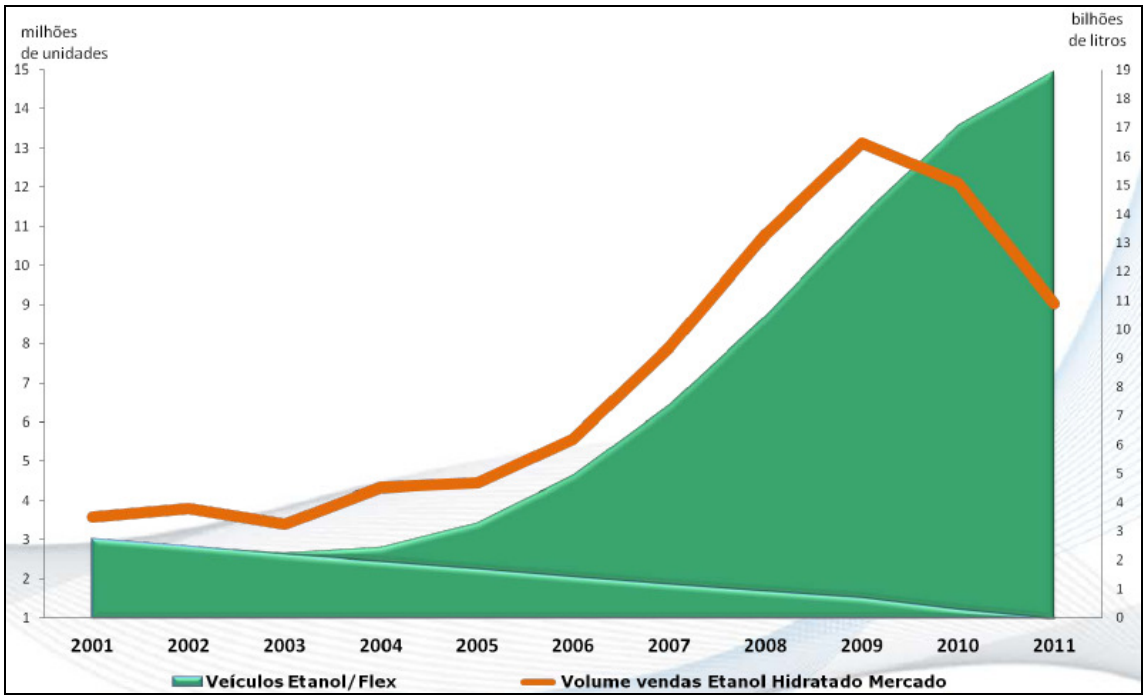


Gráfico 5: Frota nacional etanol e *flex fuel* x Volume de vendas de etanol hidratado

Fonte: VAZ, 2011

Outro aspecto a ser destacado, refere-se ao consumo de etanol (anidro + hidratado) entre 2008 e 2010, que acompanhou o volume de gasolina A, sendo da mesma ordem de grandeza do combustível fóssil e até mesmo superior a este, como no ano de 2009. No entanto, em função dos problemas que prejudicaram o desempenho do etanol no mercado interno, em 2011 houve uma redução acentuada no consumo, especificamente do tipo hidratado, conforme retratado na Tabela 4. A redução no consumo aparente de etanol hidratado de 2010 para 2011 foi da ordem de 30%.

Tabela 4: Consumo aparente de etanol e gasolina

Combustível	Consumo aparente (mil m³)			
	2008	2009	2010	2011
Gasolina C	25.175	25.409	29.844	35.452
Gasolina A	**18.881**	**19.057**	**22.756**	**27.069**
Etanol Anidro	6.294	6.352	7.088	8.383
Etanol Hidratado	13.290	16.471	15.074	10.718
Etanol Total	**19.584**	**22.823**	**22.162**	**19.101**

Fonte: ANP, 2012b

3.2 Produção de Etanol no Brasil

A expansão do setor automobilístico e o aumento da frota de veículos *flex fuel* têm sido fatores fundamentais a impulsionar o crescimento da produção e do consumo de etanol no país. A possibilidade de fornecimento para os mercados internacionais, que buscam combustíveis renováveis como alternativa aos derivados de petróleo e estão implantando programas para utilização de etanol misturado à gasolina, representa uma oportunidade para o crescimento da produção nacional.

Até a safra 2010/11, a produção de etanol cresceu aproximadamente cinquenta vezes em relação ao volume da safra 1975/76, quando foi implantado o Proálcool. A partir da safra 2002/03, como resultado do lançamento dos veículos *flex fuel*, houve significativo crescimento na produção de etanol hidratado.

A evolução da produção nacional, por safra, em milhões de m³, é mostrada no Gráfico 6.

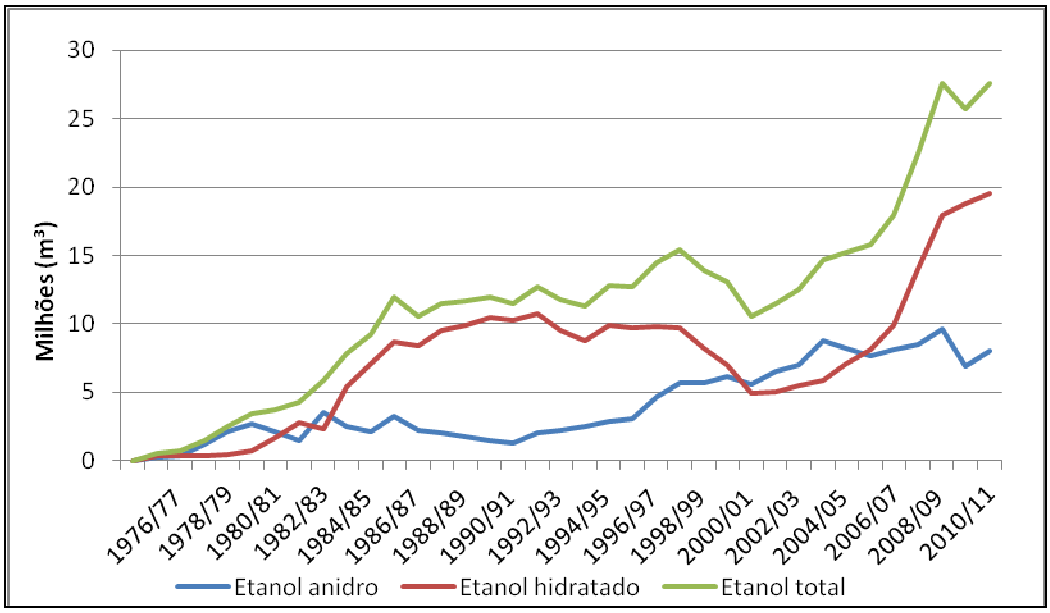


Gráfico 6: Produção nacional de etanol da safra 1975/76 à 2010/11

Fonte: BRASIL, 2011b

Para a safra atual (2011/12) estima-se redução na produção de etanol hidratado e aumento na produção de anidro.

A Tabela 5 apresenta a evolução da produção nacional de etanol de 2001 à 2010, por regiões e Estados produtores:

Tabela 5: Produção nacional de etanol anidro e hidratado (mil m³)

Regiões e Unidades da Federação	Produção de etanol anidro e hidratado (mil m³)									
	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Brasil	**11.465,97**	**12.588,62**	**14.469,95**	**14.647,25**	**16.039,89**	**17.764,26**	**22.556,90**	**27.133,19**	**26.103,09**	**28.203,42**
Região Norte	**28,79**	**30,32**	**39,39**	**47,53**	**47,51**	**75,88**	**47,66**	**55,67**	**51,73**	**59,71**
Acre	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,49
Rondônia	-	-	-	-	-	-	-	-	8,55	10,76
Amazonas	2,81	3,89	4,38	4,67	6,01	5,65	8,26	7,96	4,74	7,14
Pará	25,98	26,43	35,01	42,86	37,28	58,66	39,39	44,91	36,02	23,81
Tocantins	-	-	-	-	4,22	11,57	-	2,80	2,42	16,51
Região Nordeste	**1.401,64**	**1.518,28**	**1.505,23**	**1.675,49**	**1.695,56**	**1.572,56**	**1.901,72**	**2.371,62**	**2.210,50**	**1.822,89**
Maranhão	75,10	83,58	89,87	95,91	48,92	113,56	192,30	181,56	168,50	180,62
Piauí	18,68	22,83	22,37	19,45	19,93	65,66	36,17	44,55	40,95	35,50
Ceará	1,19	0,98	0,32	0,15	1,02	1,00	0,57	7,52	10,76	4,04
Rio Grande do Norte	47,64	133,34	85,47	64,21	99,35	95,56	55,60	87,40	117,30	102,03
Paraíba	237,94	219,71	267,67	243,80	353,50	255,94	363,50	401,48	395,30	318,08
Pernambuco	284,87	300,27	339,20	397,02	380,18	311,95	395,39	558,92	469,03	396,01
Alagoas	629,31	639,22	589,83	729,65	620,27	572,32	681,45	892,64	790,99	575,53
Sergipe	52,36	59,18	61,49	62,47	67,64	62,79	35,49	57,56	101,12	80,91
Bahia	54,56	59,18	49,00	62,83	104,75	93,77	141,25	139,98	116,56	130,17
Região Sudeste	**7.753,90**	**8.551,82**	**9.786,64**	**9.948,40**	**11.154,24**	**12.478,67**	**15.782,23**	**19.212,33**	**17.676,39**	**18.860,06**
Minas Gerais	522,15	558,41	785,23	758,25	918,80	1.270,58	1.790,91	2.200,92	2.284,23	2.680,51
Espírito Santo	131,03	152,30	151,77	167,83	217,39	159,46	281,79	250,32	238,35	208,62
Rio de Janeiro	62,95	106,59	104,74	161,25	164,29	90,24	120,27	125,98	112,82	69,87
São Paulo	7.037,78	7.734,52	8.744,90	8.861,07	9.853,77	10.958,39	13.589,27	16.635,12	15.041,00	15.901,06
Região Sul	**937,42**	**974,95**	**1.209,45**	**1.178,31**	**995,67**	**1.308,24**	**1.923,23**	**1.906,00**	**1.901,26**	**1.746,03**
Paraná	932,12	968,54	1.203,40	1.173,49	992,33	1.302,74	1.916,23	1.899,68	1.898,80	1.740,23
Rio Grande do Sul	5,31	6,41	6,05	4,82	3,34	5,50	7,00	6,32	2,46	5,81
Região Centro-Oeste	**1.344,21**	**1.513,27**	**1.929,26**	**1.797,52**	**2.146,91**	**2.328,92**	**2.902,06**	**3.587,57**	**4.263,22**	**5.714,73**
Mato Grosso do Sul	384,65	422,64	472,11	413,61	619,92	644,55	873,64	945,27	1.331,48	1.881,51
Mato Grosso	580,13	657,82	795,38	792,63	723,78	811,80	863,59	898,52	809,92	853,53
Goiás	379,43	432,80	661,77	591,28	803,21	872,57	1.164,83	1.743,78	2.121,83	2.979,69

Fonte: ANP, 2011b

Em 2010, a produção nacional de etanol anidro e hidratado retomou a trajetória de crescimento iniciada em 2001, atingindo volume de 28,2 milhões de m³. Somente as regiões Centro-Oeste, Norte e Sudeste apresentaram crescimento de produção.

A região Sudeste é a maior produtora de etanol no Brasil (18,8 milhões de m³), contribuindo com 66,9% da produção nacional e também é a mais desenvolvida do país e o maior centro consumidor do produto. Destacam-se os Estados de São Paulo, que é o principal produtor nacional com volume de 15,9 milhões de m³,

equivalente a 56,4% da produção nacional, e Minas Gerais, que é o segundo estado produtor da região, com 2,7 milhões de m^3 (8,8% da produção nacional) (ANP, 2011b). A produção ocorre na mesma região de consumo e em função de melhor infra-estrutura logística de distribuição, os preços do etanol são em geral mais competitivos em relação aos da gasolina, do que nas demais regiões do país.

Na região Centro-Oeste destaca-se o volume produzido por Goiás e Mato Grosso do Sul, que representam 17,2% da produção nacional. A produção nos dois Estados, cresceu, respectivamente, cerca de 41% e 40%. A região representa 20% da produção nacional (ANP, 2011b). A dinâmica desta região é similar à do Sudeste: o mercado consumidor encontra-se muito próximo da produção. No entanto, a produção é maior que o consumo. Como resultado, o Centro-Oeste possui volume excedente de etanol, que pode ser direcionado para abastecimento do mercado consumidor interno ou externo (MILANEZ et al, 2010).

Embora a região Norte contribua com uma parcela pequena da produção nacional (0,21%), merece destaque o Estado do Amazonas cuja produção apresentou crescimento de 50,7% (ANP, 2011b). Esta região possui uma situação desfavorável, visto que a produção de cana é bastante reduzida e a região está distante dos outros grandes centros produtores. Devido aos custos mais elevados para transporte do produto, o preço para o consumidor final apresenta uma relação desfavorável quando comparado à gasolina.

A região Nordeste representa 6,5% da produção nacional. Apesar da colaboração dos volumes produzidos nos Estados da Paraíba, Pernambuco e Alagoas, para o volume total da região, somente os Estados de Maranhão e Bahia registraram aumento de produção em relação a 2009. A região Sul contribuiu com 6,2% da produção nacional em 2010. O Estado do Paraná é responsável por praticamente todo o volume produzido (ANP, 2011b).

A evolução da produção nacional de etanol anidro e hidratado entre 2001 e 2010 é apresentada no Gráfico 7.

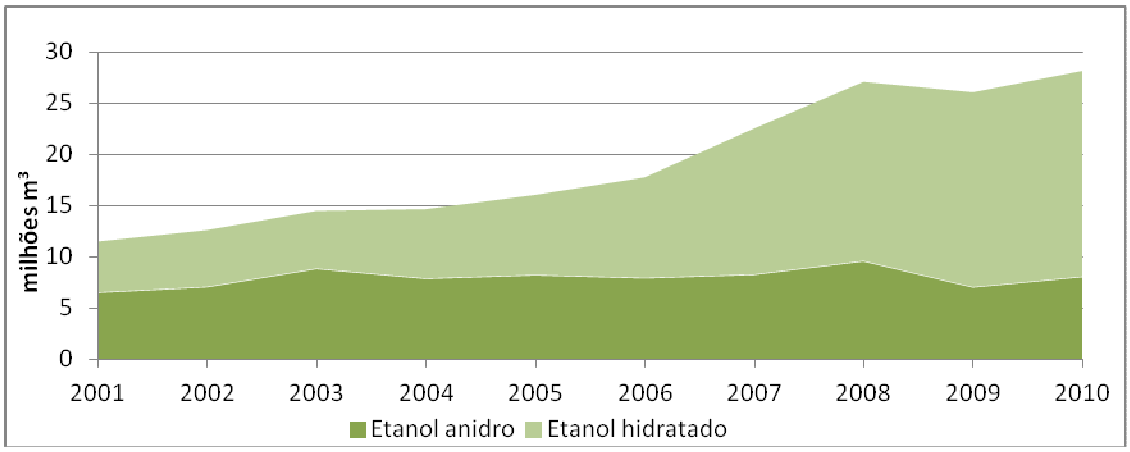


Gráfico 7: Produção nacional de etanol (2001 – 2010)

Fonte: ANP, 2011b

Para a safra 2011/12, de acordo com a CONAB, 51% de toda a cana a ser processada será destinada à produção de etanol, que está estimada em 23,687 bilhões de litros (14,55 bilhões de litros de etanol hidratado e 9,137 bilhões de litros de etanol anidro). Na safra passada, uma parcela menor da cana (46%) foi destinada à produção de açúcar. Assim, a produção de etanol deverá ser 14,17% menor que a produção da safra 2010/11. A Tabela 6 apresenta os percentuais de cana destinados à produção de etanol e açúcar para as três últimas safras (CONAB, 2011).

Tabela 6: Destinação da cana-de-açúcar na indústria sucroalcooleira

Safra	Cana destinada para	
	Etanol	Açúcar
2009/10	56%	44%
2010/11	54%	46%
2011/12	51%	49%

Fonte: CONAB, 2011

Além do uso combustível, o etanol também apresenta uso industrial e pode ser destinado ao mercado externo, onde é utilizado principalmente como combustível. O uso industrial no Brasil compreende basicamente fabricação de bebidas, cosméticos, produtos farmacêuticos e químicos. Contudo, cabe salientar que devido a aumento nos preços do petróleo e busca por novos insumos ambientalmente sustentáveis, há

uma tendência de retorno dos projetos de alcoolquímica para produção de resinas termoplásticas a partir do etanol (polietileno e PVC) (EPE, 2008).

Além do surgimento dos veículos *flex fuel*, que concedeu ao consumidor a opção de escolher entre o etanol e a gasolina, ao mesmo tempo em que conferiu ao mercado nacional o papel de conduzir o crescimento sustentado da demanda nos próximos anos, de acordo com o BNDES três fatores influenciarão o crescimento do mercado mundial do etanol.

O primeiro fator está associado a característica não renovável do petróleo, que ao longo dos anos vem apresentando custos mais elevados para extração das reservas existentes. Esta tendência poderá ter reflexos em aumento de preço do etanol ao longo dos anos. O segundo fator está relacionado a dimensão geopolítica do petróleo, cuja produção está concentrada nas mãos de um número restrito de países, fontes de conflitos que causam insegurança quanto ao acesso a esta fonte de energia, o que implica na busca de fontes alternativas pelos países dependentes do petróleo. Em terceiro lugar estão os problemas ambientais causados pela queima dos combustíveis de origem fóssil (MILANEZ et al, 2010).

A maior parte das unidades produtoras nacionais é composta por usinas com destilarias anexas (unidades mistas que produzem açúcar e etanol). Em segundo lugar aparecem as destilarias autônomas (produzem apenas etanol). De acordo com dados do Departamento de Cana-de-açúcar e Agroenergia do MAPA, em 2011 (até agosto) 416 unidades produtoras encontravam-se cadastradas. Destas unidades, 293 são unidades mistas (70,4%), 111 são destilarias autônomas (26,7%) e 10 produzem exclusivamente açúcar (2,4%) [10] (BRASIL, 2011c).

Em relação a distribuição geográfica, as usinas costumam se situar junto às regiões produtoras de cana. A maior parte está localizada no Estado de São Paulo, que possui vários fatores favorecendo a atividade, como, por exemplo, excelentes condições de solo e clima, proximidade dos centros consumidores, infraestrutura de transporte adequada e ativa base de desenvolvimento científico e tecnológico. Esta

[10] Duas unidades não declararam esta informação.

conjugação de fatores foi e têm sido fundamental para o processo de expansão da atividade e ganho de produtividade observado ao longo dos anos nesta região (NOGUEIRA, 2008).

No entanto, devido a uma relativa saturação de áreas disponíveis em São Paulo e à elevação dos custos de terra, as novas unidades de produção têm se instalado em áreas anteriormente ocupadas por pastagens e, em menor grau, por cultivos anuais na região do Triângulo Mineiro, Sul de Goiás e Sudeste de Mato Grosso do Sul, consideradas áreas contíguas às tradicionais regiões produtoras de cana do Centro-Sul brasileiro e que permitem desenvolver sistemas produtivos similares aos existentes em São Paulo (NOGUEIRA, 2008).

O Estado de São Paulo concentra 45% das usinas e a Região Sudeste, 58% das unidades produtoras. A Tabela 7 apresenta a distribuição das unidades produtoras por Estado e região do país. Destes números foram excluídas as unidades que produzem exclusivamente açúcar.

Tabela 7: Distribuição geográfica das unidades produtoras

Região Nordeste	**70**
Maranhão	4
Piauí	1
Ceará	3
Rio Grande do Norte	4
Paraíba	9
Pernambuco	19
Alagoas	20
Sergipe	6
Bahia	4

Região Centro-Oeste	**64**
Mato Grosso do Sul	21
Mato Grosso	11
Goiás	32

Região Sudeste	**234**
Minas Gerais	43
Espírito Santo	5
Rio de Janeiro	5
São Paulo	181

Região Norte	**6**
Acre	1
Rondônia	1
Amazonas	1
Pará	1
Tocantins	2

Região Sul	**32**
Paraná	30
Rio Grande do Sul	2

Fonte: Elaboração própria, a partir de MAPA (2011)

3.2.1 Produção de etanol anidro

Em 2010, a produção nacional de etanol anidro apresentou crescimento de 14,58% em comparação a 2009. A região Sudeste é a maior produtora com 5,6 milhões de m³, que corresponde a 69,2% da produção nacional. São Paulo contribui com 60,5% da produção do país. A região Centro-Oeste também se destaca com participação de 16,7% da produção total.

A produção nas regiões Centro-Oeste e Norte apresentou crescimento significativo da ordem de 41% e 160%, respectivamente. A produção nacional de etanol anidro, no período de 2001 à 2010, por região e Estado é mostrada na Tabela 8.

Tabela 8: Produção nacional de etanol anidro entre 2001 – 2010 (mil m³)

Regiões e Unidades da Federação	Produção de etanol anidro (mil m³)									
	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Brasil	**6.480,83**	**7.040,00**	**8.831,67**	**7.858,78**	**8.207,74**	**7.912,89**	**8.254,24**	**9.576,91**	**7.013,83**	**8.036,54**
Região Norte	**15,98**	**16,68**	**30,70**	**38,29**	**33,90**	**56,79**	**29,75**	**20,78**	**4,11**	**10,71**
Amazonas	0,96	0,00	-	-	-	-	-	-	-	-
Pará	15,02	16,68	30,70	38,29	29,79	47,35	29,75	19,65	4,11	6,20
Tocantins	-	-	-	-	4,11	9,44	-	1,13	-	4,52
Região Nordeste	**761,60**	**755,13**	**767,61**	**814,40**	**919,76**	**861,15**	**914,12**	**1.160,05**	**926,33**	**839,10**
Maranhão	65,71	77,36	84,26	87,19	37,84	93,30	142,14	121,12	109,75	141,50
Piauí	5,51	11,23	18,03	15,13	14,10	51,70	26,64	33,14	35,81	33,11
Ceará	-	-	-	-	-	-	-	0,62	-	-
Rio Grande do Norte	17,82	67,09	53,76	26,77	60,22	66,97	20,16	40,63	34,93	52,73
Paraíba	101,35	83,83	135,93	85,14	181,79	108,47	150,63	188,34	157,35	135,95
Pernambuco	161,54	148,21	173,93	245,36	251,96	199,67	183,32	260,98	159,56	158,91
Alagoas	350,68	294,32	238,73	281,79	259,23	243,42	282,21	398,30	369,37	245,29
Sergipe	27,09	30,32	32,03	28,69	28,59	32,31	23,03	28,48	15,73	12,41
Bahia	31,89	42,78	30,96	44,34	86,03	65,32	85,99	88,46	43,83	59,20
Região Sudeste	**4.651,90**	**5.110,78**	**6.465,96**	**5.668,73**	**6.039,07**	**5.601,11**	**5.906,44**	**6.864,48**	**4.760,48**	**5.561,89**
Minas Gerais	328,72	297,27	384,96	328,93	392,92	579,40	622,99	566,89	490,84	596,52
Espírito Santo	74,01	92,51	103,22	121,16	171,12	111,98	193,07	124,89	107,62	104,25
Rio de Janeiro	24,04	44,41	39,57	59,60	80,21	30,71	26,95	36,79	9,96	-
São Paulo	4.225,14	4.676,60	5.938,21	5.159,04	5.394,82	4.879,02	5.063,43	6.135,91	4.152,06	4.861,13
Região Sul	**355,78**	**396,62**	**479,96**	**417,67**	**339,38**	**443,43**	**359,44**	**434,68**	**372,34**	**281,44**
Paraná	355,78	396,62	479,96	417,67	339,38	443,43	359,44	434,68	372,34	281,44
Região Centro-Oeste	**695,57**	**760,79**	**1.087,44**	**919,68**	**875,63**	**950,40**	**1.044,49**	**1.096,93**	**950,57**	**1.343,40**
Mato Grosso do Sul	215,98	211,06	219,67	173,62	218,09	207,15	214,21	236,24	242,60	360,98
Mato Grosso	276,01	323,53	482,30	428,46	287,77	325,92	377,41	352,30	271,57	274,15
Goiás	203,58	226,20	385,46	317,61	369,78	417,33	452,87	508,38	436,41	708,27

Fonte: ANP, 2011b

3.2.2 Produção de etanol hidratado

Em 2010, foram produzidos 20,2 milhões de m^3 de etanol hidratado. Entre 2001 e 2010, a produção deste tipo de etanol vem crescendo a uma taxa média de 16,8% (ANP, 2011b).

O maior crescimento foi verificado na região Centro-Oeste, com 32%, seguida pelas regiões Sudeste (2,96%) e Norte (2,9%). A produção declinou nas outras regiões. A região Sudeste também é a maior produtora de etanol hidratado. A contribuição do Estado de São Paulo foi de 11,04 milhões de m^3 (54,7% da produção nacional) (ANP, 2011b).

Comparando a produção de etanol hidratado em 2010 e 2003, ano de lançamento dos veículos *flex fuel*, a quem tem sido atribuído o crescimento do consumo deste tipo de etanol, o aumento foi de 358%. A produção nacional de etanol hidratado entre 2001 e 2010, por região e Estado é mostrada na Tabela 9.

Tabela 9: Produção nacional de etanol hidratado entre 2001 – 2010 (mil m³)

Regiões e Unidades da Federação	Produção de etanol hidratado (mil m³)									
	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Brasil	**4.985,14**	**5.548,63**	**5.638,29**	**6.788,47**	**7.471,11**	**9.851,38**	**14.302,66**	**17.556,28**	**19.089,27**	**20.166,88**
Região Norte	**12,81**	**13,64**	**8,69**	**9,24**	**13,61**	**19,09**	**17,91**	**34,90**	**47,62**	**48,99**
Acre	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,49
Rondônia	-	-	-	-	-	-	-	-	8,55	10,76
Amazonas	1,85	3,89	4,38	4,67	6,01	5,65	8,26	7,96	4,74	7,14
Pará	10,96	9,75	4,32	4,57	7,49	11,32	9,64	25,26	31,91	17,61
Tocantins	-	-	-	-	0,11	2,13	-	1,68	2,42	11,99
Região Nordeste	**640,04**	**763,15**	**737,61**	**861,09**	**414,76**	**711,40**	**987,60**	**1.211,57**	**1.284,18**	**983,80**
Maranhão	9,38	6,22	5,61	8,72	11,08	20,26	50,15	60,44	58,75	39,12
Piauí	13,17	11,60	4,35	4,33	5,83	13,95	9,53	11,42	5,15	2,39
Ceará	1,19	0,98	0,32	0,15	1,02	1,00	0,57	6,90	10,76	4,04
Rio Grande do Norte	29,82	66,25	31,71	37,44	39,14	28,60	35,44	46,77	82,36	49,30
Paraíba	136,59	135,88	131,75	158,66	171,71	147,47	212,88	213,15	237,95	182,13
Pernambuco	123,33	152,07	165,27	151,66	128,22	112,28	212,07	297,94	309,47	237,11
Alagoas	278,63	344,89	351,10	447,87		328,90	399,25	494,34	421,62	330,25
Sergipe	25,27	28,86	29,47	33,78	39,05	30,48	12,46	29,09	85,39	68,50
Bahia	22,68	16,40	18,04	18,49	18,72	28,45	55,26	51,53	72,74	70,97
Região Sudeste	**3.102,00**	**3.441,03**	**3.320,67**	**4.279,67**	**5.115,17**	**6.877,56**	**9.875,79**	**12.347,86**	**12.915,91**	**13.298,17**
Minas Gerais	193,43	261,14	400,27	429,32	525,88	691,18	1.167,92	1.634,03	1.793,39	2.084,00
Espírito Santo	57,02	59,79	48,55	46,67	46,27	47,48	88,72	125,43	130,73	104,37
Rio de Janeiro	38,91	62,19	65,17	101,65	84,08	59,52	93,32	89,20	102,86	69,87
São Paulo	2.812,64	3.057,92	2.806,68	3.702,04	4.458,95	6.079,38	8.525,84	10.499,20	10.888,94	11.039,93
Região Sul	**581,65**	**578,33**	**729,49**	**760,64**	**656,29**	**864,81**	**1.563,79**	**1.471,32**	**1.528,92**	**1.464,59**
Paraná	576,34	571,92	723,44	755,82	652,95	859,31	1.556,79	1.465,00	1.526,46	1.458,79
Rio Grande do Sul	5,31	6,41	6,05	4,82	3,34	5,50	7,00	6,32	2,46	5,81
Região Centro-Oeste	**648,64**	**752,48**	**841,82**	**877,83**	**1.271,28**	**1.378,51**	**1.857,57**	**2.490,64**	**3.312,64**	**4.371,33**
Mato Grosso do Sul	168,67	211,58	252,44	239,99	401,83	437,40	659,43	709,03	1.088,88	1.520,53
Mato Grosso	304,12	334,30	313,08	364,17	436,01	485,88	486,18	546,22	538,35	579,38
Goiás	175,85	206,60	276,31	273,67	433,43	455,24	711,96	1.235,39	1.685,42	2.271,42

Fonte: ANP, 2011b

Dados da ANP mostram que em 2010, da mesma forma que nos anos anteriores, o mercado de distribuição de etanol hidratado se manteve concentrado, com oito empresas detendo 66,3% das vendas: BR (21,2%), Ipiranga (16,5%), Shell (13,2%), Cosan Combustíveis (5,1%), Petronova (3,6%), Brasil Oil (2,5%), Alesat (2,2%) e Euro Petróleo (2%). As vendas correspondentes a outra parcela de 33,7% foram atendidas por 138 distribuidoras (ANP, 2011b).

3.2.3 Demanda Futura

Nesta seção são apresentados dois cenários para a demanda de etanol até 2019, elaborados pelo BNDES e pela EPE em 2010. As duas projeções indicam que deverá ocorrer crescimento nos próximos anos (MILANEZ et al, 2010).

Apesar dos dados relativos às exportações serem descritos em outra seção, para fins de apresentação da demanda futura, os volumes de etanol destinados à exportação são apresentados em conjunto com os volumes destinados aos usos carburante e industrial.

Dada às incertezas e dúvidas em torno das possibilidades que cercam as exportações do etanol, e que ainda não há um mercado internacional consolidado para o produto, o BNDES considerou 3 situações distintas para exportação. A projeção utilizou como referência os volumes realizados em 2009 e para o mercado internacional, foram utilizadas três taxas de crescimento dos volumes destinados à exportação, para uso como combustível: 5%, 10% e 15% ao ano.

A Tabela 10 apresenta os volumes projetados pelo BNDES para a demanda de etanol.

Tabela 10: Estimativa de crescimento da demanda de etanol (bilhões de litros)

Destinação	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Carburante	28,9	32,2	35,8	39,7	43,7	47,9	52,5	57,2	62,3
Industrial	1,3	1,3	1,4	1,5	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9
Exportação 5% a.a. (A)	3,9	4,1	4,3	4,5	4,7	5,2	5,7	6,2	6,9
Exportação 10% a.a.(B)	4,2	4,7	5,1	5,6	6,2	6,8	7,5	8,3	9,1
Exportação 15% a.a.(C)	4,6	5,3	6,1	7,0	8,1	9,3	10,7	12,3	14,2
Demanda Total	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
A	34	37,6	41,5	45,6	49,9	54,7	59,8	65,3	71,1
B	34,4	38,2	42,4	46,7	51,4	56,4	61,7	67,3	73,3
C	34,8	38,9	43,4	48,1	53,3	58,9	64,9	71,4	78,4

Fonte: MILANEZ et al, 2010

De acordo com a previsão do BNDES a demanda interna de etanol para uso combustível deverá dobrar no período avaliado. O crescimento previsto é da ordem de 115%. Para o mercado internacional, o crescimento máximo previsto do volume exportado é de 200%.

Os volumes previstos pela EPE, no Plano Decenal de Energia, para a demanda de etanol são apresentados na Tabela 11.

Tabela 11: Estimativa da demanda de etanol (milhões de m^3)

Destinação	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Carburante	31,7	34	36,3	39	41,7	44,2	46,8	49,8	52,4
Industrial	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68
Exportação	3,6	4,3	5,7	6,3	6,9	7,6	8,4	9,2	9,9
Total	37	40	43,6	47	50,2	53,5	56,8	60,6	64

Fonte: Elaboração própria com base em dados da EPE, 2010.

Com relação ao uso industrial a projeção da EPE considerou a implantação dos projetos de alcoolquímica da Solvay e Braskem destinados a produção de polímeros "verdes". Para os demais usos industriais foi considerado que o consumo deverá situar-se próximo do patamar observado nos últimos anos (EPE, 2008).

Embora a previsão da EPE seja mais conservadora para o mercado interno carburante, no período avaliado as duas projeções apresentam diferença para a demanda total de etanol variando somente entre 11% e 22%.

Em relação a demanda para exportação, salienta-se que a projeção da EPE não contempla a decisão da Agência de Proteção Ambiental (Environment Protection Agency – EPA), que definiu o etanol de cana-de-açúcar como combustível avançado e, que poderá gerar novas oportunidades para o produto brasileiro, em especial para o mercado americano. Por outro lado, a estimativa do BNDES, ao considerar, crescimento de 15% para as exportações do etanol, poderá estar mais aderente a nova situação.

3.2.4 Perspectivas do setor sucroenergético

O atendimento da demanda total projetada para 2019, de acordo com as estimativas do BNDES (78,4 bilhões de l) ou da EPE (64 bilhões de l), deverá ocorrer através de expansão da capacidade industrial instalada no país.

Entre 2010 e 2012, a previsão de oferta elaborada pelo BNDES utilizou como base a carteira de projetos aprovados e contratados junto ao banco, tendo em vista o significativo número de projetos do setor apoiado pela instituição. A metodologia considerou que os projetos têm entre 40% e 60% de participação no crescimento da oferta de etanol. Os volumes previstos são mostrados na Tabela 12.

Tabela 12: Estimativa da produção de etanol (milhões de m^3)

Ano	Projeção BNDES		Projeção EPE
	Cenário 1	Cenário 2	
2011	32,4	36,2	38,3
2012	33,9	38,4	41,1

Fonte: MILANEZ et al, 2010; EPE, 2010a

Considerando o prazo médio de 3 anos para construção e partida de uma nova usina, destaca a EPE que, além desse horizonte, incertezas do mercado de etanol e açúcar impedem uma quantificação mais precisa da expansão da capacidade industrial do setor (EPE, 2010b). Importante observar que embora as expectativas fossem de crescimento da produção nacional, estes cenários não se concretizaram enquanto o aumento na demanda tem sido uma realidade devido ao crescimento da frota de veículos flex fuel.

Para o período seguinte (2013 – 2019), para atender a demanda prevista, a EPE estimou o número de novas usinas a serem construídas, tendo como base as características dos projetos em estudo em 2010, no que diz respeito à capacidade média de produção, e os volumes incrementais de etanol necessários a cada ano para atender a demanda projetada. O número de usinas necessárias é apresentado na Tabela 13.

Tabela 13: Estimativa do n° de novas usinas para atender demanda projetada

Ano	N° de usinas necessárias
2013	9
2014	12
2015	11
2016	11
2017	9
2018	11
2019	10

Fonte: EPE, 2010b

Conforme salienta a EPE, são esperados investimentos da ordem de R$ 58 bilhões para o período 2010- 2019, considerando um custo de investimento médio de R$ 150/tonelada de cana (EPE, 2010b). Além das considerações feitas até então, observa-se que os investimentos necessários para a expansão da capacidade produtiva devem considerar também os ganhos de produtividade que deverão ocorrer nos próximos anos nas áreas agrícola e industrial.

No que diz respeito aos investimentos para expansão da capacidade produtiva do setor, destaca-se a participação do BNDES. O movimento de expansão foi acentuado a partir da safra 2006/07, quando o setor foi acometido por otimismo, e apesar dos impactos provocados pela crise internacional em 2008 e 2009, que restringiu a oferta de crédito, em 2010 de acordo com o BNDES houve melhora na percepção de risco do setor, devido ao arrefecimento da crise de crédito e a manutenção dos preços do açúcar e etanol em patamares elevados. A Tabela 14 apresenta os valores desembolsados pelo BNDES desde 2004, após o lançamento dos veículos *flex fuel* (NYKO; MILANEZ, 2010; GARCIA et al, 2011).

Tabela 14: Evolução dos desembolsos para o setor sucroalcooleiro (R$ bilhões)

Ano	Desembolsos do BNDES
2004	0,60
2005	1,01
2006	1,98
2007	3,59
2008	6,49
2009	6,39
2010	7,56

Fonte: Elaborado a partir de NYKO; MILANEZ, 2010; GARCIA et al, 2011; MILANEZ; BARROS; FAVERET FILHO, 2008.

Os desembolsos realizados pelo BNDES nos últimos 3 anos, correspondem à R$ 20,45 bilhões e deverão viabilizar para a safra 2012/13, um volume adicional de etanol de 5,3 bilhões de litros e cerca de 92 milhões de t de cana-de-açúcar (GARCIA et al, 2011).

Outra característica interessante é que até 2006, os projetos financiados pelo BNDES foram essencialmente destinados a expansão das usinas existentes. A partir de 2007, aumentou o número de projetos destinados a implantação de novas unidades. Em 2006, foram 4 projetos de novas unidades. Em 2007 e 2008, foram 8 e 18 projetos, respectivamente. Os dados indicam que o custo médio de investimento industrial do setor aumentou nos anos recentes. O custo médio de investimento para projetos de implantação[11] de uma unidade industrial foi calculado em R$ 95,00 por tonelada de cana de capacidade de moagem. Dessa forma, uma unidade com capacidade de 2 milhões de t, representa um investimento da ordem de R$ 200,00 milhões (MILANEZ; BARROS; FAVERET FILHO, 2008).

Do ponto de vista da distribuição regional, os investimentos têm se concentrado de forma significativa na região Sudeste nos últimos anos. Em 2010, a região recebeu

[11] O custo médio de investimento para projetos de expansão industrial foi calculado pelo BNDES em R$ 80,00 por tonelada de cana moída.

60% dos desembolsos do BNDES. O Estado mais representativo é São Paulo que recebeu, naquele ano, 52% dos valores destinados ao setor, fato que reflete a liderança como principal produtor de etanol e açúcar do país. A região Centro-Oeste é a segunda que mais recebe os desembolsos do banco, sendo de 17,1% a participação em 2010. Nesta região, destacam-se os Estados de Mato Grosso do Sul e Goiás, que juntamente com Minas Gerais e Paraná têm abrigado a maior parte das novas unidades de etanol e açúcar. Cumpre salientar que o custo mais reduzido de terras nestes estados favorece a implantação de novas unidades (MILANEZ; BARROS; FAVERET FILHO, 2008).

Adicionalmente aos investimentos na capacidade produtiva (área agrícola e industrial), a expansão da produção de etanol também deverá estar associada a investimentos na capacidade de armazenamento e transporte para o mercado interno e externo, que necessitará ser atendido com novos projetos de infra-estrutura logística, incluindo a modalidade dutoviária, além de piers e navios (EPE, 2010b).

3.3 Mercado Internacional

As últimas décadas do século XX foram marcadas pelo início das pressões ambientais e questionamento dos efeitos do uso intensivo dos derivados do petróleo. Nesse período, Brasil e Estados Unidos expandiram a produção de etanol para uso misturado à gasolina ou como combustível único. A partir dos anos 90, a questão extremamente relevante do efeito estufa e os graves problemas ambientais causados pelo MTBE, constatados nos EUA e Japão; bem como a elevação real dos preços internacionais do petróleo com o retorno da OPEP mais estruturada e consciente, também impulsionaram a utilização do etanol como combustível (MORAES; SHIKIDA, 2002).

Além disso, outros fatos também reforçaram a importância do etanol, tais como: protocolo de Kyoto (1997) e a necessidade de redução das emissões de CO_2[12];

[12] As emissões decorrentes do uso de combustíveis fósseis respondem por mais de 50% do total das fontes emissoras

alianças internacionais entre Brasil, EUA, México, Canadá e Suécia, visando o desenvolvimento dos mercados de etanol; claro posicionamento da Índia favoravelmente a um programa de mistura de etanol na gasolina; e discussão na União Europeia sobre o uso mandatório de combustíveis renováveis (MORAES; SHIKIDA, 2002).

No que diz respeito às emissões evitadas[13] dos gases de efeito estufa, a produção de etanol de cana-de-açúcar é mais vantajosa em relação as outras matérias primas, uma vez que esta rota de produção permite evitar emissões da ordem de 89%. O processo de conversão do milho em etanol, matéria-prima utilizada pelos EUA, apresenta saldo de emissões desfavorável, visto que a energia utilizada no processamento do milho é proveniente de fontes fósseis. Ainda para outras matérias-primas, como trigo, mandioca e beterraba, as emissões evitadas são muito modestas e para os materiais lignocelulósicos, que poderá ser uma matéria-prima favorável do ponto de vista energético e ambiental, atualmente ainda não há tecnologia comercial disponível para produção de etanol (NOGUEIRA, 2008).

A redução das emissões dos gases de efeito estufa possivelmente é um dos efeitos positivos mais importantes associados ao bioetanol de cana-de-açúcar (NOGUEIRA, 2008). É estimado que cada tonelada de cana-de-açúcar destinada à produção de etanol hidratado e anidro evite, respectivamente, a emissão de 0,17 tonelada e 0,25 tonelada de CO_2, já contabilizadas as emissões resultantes do processo industrial de produção e da queima do etanol nos motores dos veículos. Adicionalmente, o processo produtivo do etanol, produz ainda o bagaço de cana, que atualmente representa importante fonte de energia, para geração de calor e eletricidade (BARROS FILHO; MARIANO, 2011).

Neste contexto, vários países, incluindo o Brasil, têm realizado investimentos em eficiência energética e em fontes renováveis de energia, visando diversificação e segurança energética. Este movimento é observado através da adoção de políticas de fomento ao uso, produção e inserção de biocombustíveis nas matrizes energéticas desses países, em particular a utilização de etanol misturado à gasolina,

[13] As emissões evitadas correspondem à redução percentual das emissões em relação às emissões do ciclo de vida da gasolina. Indica a consistência ambiental da rota tecnológica de produção.

o que representa uma oportunidade para o Brasil, que detêm longa experiência e tecnologia para a produção deste biocombustível. Desta forma, a perspectiva é fornecer etanol para o mercado interno e também para o mercado internacional, devido a crescente busca por fontes renováveis de energia (LEITE, 2009).

A utilização do etanol como combustível veicular, até alguns anos atrás, era uma prerrogativa apenas dos brasileiros. Os Estados Unidos podem ser considerados a principal exceção, uma vez que o etanol é usado como aditivo à gasolina, em substituição ao MTBE, há algum tempo. Além disso, a implementação de programa governamental destinado a expansão do uso de biomassa para fins combustíveis também influenciou o crescimento do mercado americano (MORAES; SHIKIDA, 2002). A frota de veículos *flex fuel* deste país é superior a 7 milhões de unidades que podem ser abastecidas com qualquer mistura de E-85 (85% de etanol e 15% de gasolina) e gasolina (BRASIL, 2011d). A produção nos EUA aumentou a partir de 2000, ultrapassando o Brasil em 2005 (MILANEZ; FAVERET FILHO; ROSA, 2008).

Em 1975, a maior parte do consumo mundial de etanol (cerca de 80%) era destinado à fins industriais e bebidas. A partir de 1990, passou a ser predominante o uso como combustível, representando cerca de 60% do total consumido. Embora tenha ocorrido crescimento efetivo da demanda de etanol no Brasil e EUA, o comércio internacional do produto ficou restrito a estes dois países, tendo apenas um certo volume de excedentes do álcool vínico da Europa e um pouco de álcool sintético da África do Sul (MORAES; SHIKIDA, 2002).

Historicamente, as exportações brasileiras de etanol eram quase inexistentes até 1992, quando atingiram o volume de 200 – 400 mil m³ (menos que 3% da produção nacional). No entanto, as estatísticas disponíveis não permitem identificar, de forma precisa, a que uso se destina o etanol exportado: industrial[14] ou carburante e, neste caso, se é do tipo anidro ou hidratado (MILANEZ, FAVERET FILHO, ROSA, 2008). A partir de 2004, as exportações para uso combustível adquiriram maior importância no comércio internacional. O volume exportado pelo país aumentou de 765 mil m³ em 2003 para 2.432,6 mil m³ em 2004 (ANP, 2011b).

[14] O uso industrial engloba a utilização como matéria-prima para fabricação de bebida destilada, perfumaria, etc.

O volume de etanol exportado, a partir de 1989, é mostrado no Gráfico 8.

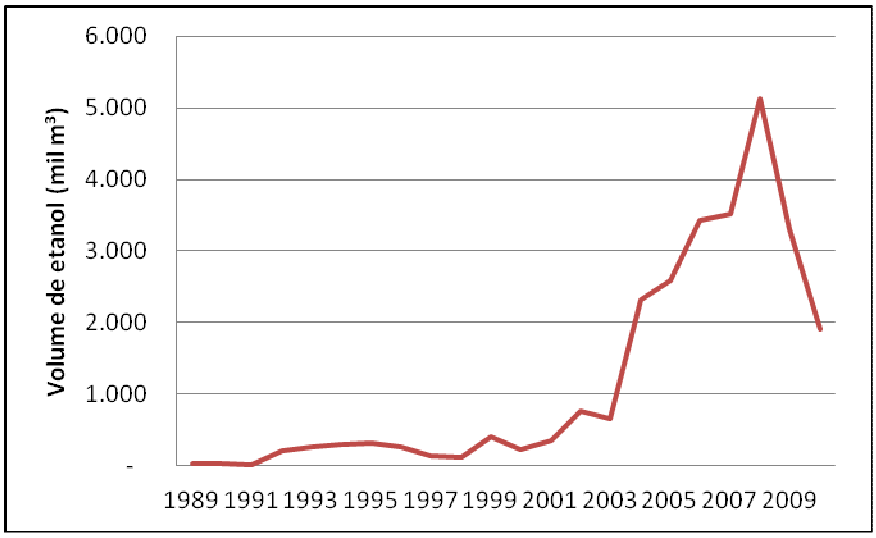


Gráfico 8: Exportação de etanol entre 1989 e 2010 (mil m³)

Fonte: MAPA (2011)

Importante observar que vários fatores têm levado a implantação de programas para utilização do etanol como combustível veicular no restante do mundo. Tais fatores estão relacionados direta ou indiretamente com o petróleo. Conforme salienta a CONAB, alguns fatos de caráter mundial despertaram, em diversos países, o interesse no etanol como combustível, tais como: invasão do Iraque pelos EUA, que suscitou a questão estratégica da dependência de petróleo; as consequências do furacão Katrina nos EUA, em agosto de 2005, que mostrou de forma contundente os problemas decorrentes do aquecimento global devido ao acúmulo dos gases de efeito estufa, em especial o CO_2 gerado a partir da queima de derivados de petróleo; e o início do aumento dos preços do petróleo (CONAB, 2008).

Adicionalmente, o etanol representa um meio de atender as metas determinadas pelo Protocolo de Kyoto e dá opção à agricultura, além de garantir geração de emprego e riqueza rural, gerando, consequentemente, expectativa de crescimento da demanda mundial deste biocombustível (MORAES; SHIKIDA, 2002).

Nesse contexto, é crescente o interesse internacional no etanol, que é objeto de programas em vários países para introdução deste biocombustível em suas matrizes

energéticas. Desta forma, a tradição nacional na produção, distribuição e uso do etanol, puro ou em mistura com a gasolina, além da existência de condições favoráveis para aumento da produção, abriu a possibilidade do Brasil se tornar fornecedor mundial para os países interessados, e colocou o país como referência internacional nas discussões sobre este tema.

Cabe notar que o caminho mais indicado para iniciar o uso de combustíveis alternativos é através de mistura ao combustível original. Entre os países que já iniciaram seus programas de mistura de etanol à gasolina, podem ser mencionados: Argentina (E5[15]), Austrália (E6), Canadá (E5), China (E10), Colômbia (E10), Índia (E10), Paraguai (E24), Peru (E 7,8), África do Sul (E2) e Zâmbia (E5) (IEA, 2010).

No que diz respeito as ações realizadas pelos países para introdução do etanol em suas matrizes energéticas, destacam-se quatro motivações (CONAB, 2008):

1) a primeira diz respeito às questões ambientais, em particular aos problemas climáticos associados ao efeito estufa e ao aumento da temperatura do planeta. A comunidade científica internacional vincula estes problemas às crescentes emissões de CO_2. Entre os maiores responsáveis por estas emissões estão os combustíveis fósseis, derivados do petróleo. Desta forma, torna-se importante explorar todas as fontes alternativas que podem ser utilizadas como combustíveis e que sejam ambientalmente mais limpas, renováveis e sustentáveis;
2) a segunda motivação está relacionada às questões macroeconômicas associadas aos preços do petróleo no mercado internacional. A manutenção de elevados níveis de preço do petróleo onera os países importadores, em especial os mais dependentes desta matéria-prima para geração de energia elétrica e uso no setor de transporte;
3) a terceira motivação está relacionada aos efeitos econômicos e sociais decorrentes da introdução de uma nova atividade na indústria dos países usuários. A obrigatoriedade do uso do biocombustível cria de forma automática um novo mercado para o etanol. Desta forma, a produção deste biocombustível representa um negócio de baixo risco, atrativo para a iniciativa

[15] Representa o percentual de etanol na mistura final com a gasolina.

privada. Sendo assim, a nova atividade proporcionará oferta de emprego, crescimento da atividade agrícola para produção da matéria-prima, bem como oferta de serviços para distribuição do combustível. Estas características têm atraído a atenção de vários países, ricos e pobres, em especial aqueles importadores de petróleo e seus derivados;

4) a quarta motivação está relacionada à natureza altamente instável do mercado internacional de petróleo e seus derivados, que é fonte permanente de conflitos. Em função de suas características, busca-se reduzir o máximo possível a dependência de terceiros. A gestão de políticas para produção e uso de energia é tratada como assunto estratégico por diversos países, através de metas que limitam a dependência externa e procuram diversificar a matriz energética, aumentando a segurança energética.

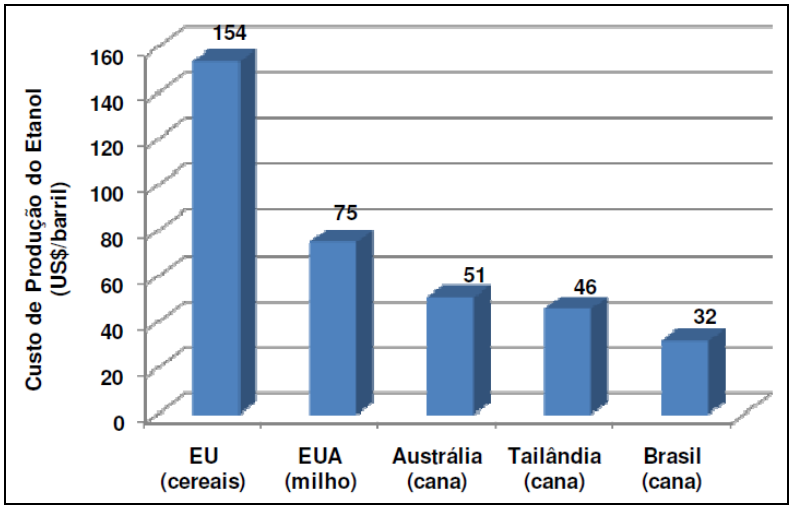
Nesse contexto, os países que possuem condições ambientais favoráveis para a produção de matéria-prima, acesso às tecnologias de produção e ao capital necessário e, desejam utilizar o etanol como combustível, têm empreendido esforços para desenvolver esta atividade em sua indústria local. Em alguns casos, observa-se a utilização de políticas protecionistas, através de subsídios e barreiras tarifárias, como medida para criação de mercado para a produção doméstica e proteção da indústria local da competição com o produto estrangeiro. Conforme salienta a CONAB este tipo de restrição aumenta o tempo necessário para consolidação do etanol como novo combustível no mercado internacional.

O Brasil é visto como líder natural desse movimento de transformação internacional, dada sua ampla experiência com o etanol. Além dos aspectos comerciais que poderão favorecer as exportações do produto brasileiro, o país tem condições de oferecer aos países interessados: tecnologia para produção de matéria-prima destinada a fabricação de biocombustíveis; treinamento técnico em centros especializados, bem como informações agropecuárias sobre produção, comércio e consumo de alimentos e bioenergia e as oportunidades associadas (CONAB, 2008).

Em relação ao custo de produção, é importante destacar a competitividade do etanol brasileiro de cana-de-açúcar frente a outros países produtores. A Figura 2 apresenta os custos de produção em diferentes regiões produtoras do mundo. Embora os

dados sejam de 2007, é válida a comparação da cana com outras matérias-primas. No entanto, cabe notar que tais valores não devem ser comparados aos custo do barril de petróleo, uma vez que etanol e petróleo possuem poder calorífico diferentes.

Figura 2: Custo de produção do etanol em diferentes regiões produtoras



Fonte: MARIANTE, 2007

A Tabela 15 apresenta a evolução dos volumes de exportação de etanol, segundo regiões Geográficas, no período 2001 - 2010.

Tabela 15: Volumes exportados de etanol entre 2001- 2010

Regiões Geográficas e Países	Exportação de etanol (m^3)									
	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Total	349.167	797.124	765.025	2.432.618	2.592.293	3.428.863	3.532.668	5.123.820	3.323.467	1.900.165
América do Norte	35.576	89.568	85.893	545.613	387.652	1.836.156	972.212	1.776.481	358.984	348.494
Américas Central e do Sul	95.489	163.962	172.779	305.537	552.374	609.211	898.737	1.160.262	783.144	200.309
Europa	38.629	126.997	213.938	434.673	569.937	600.167	1.007.913	1.498.807	938.360	477.259
Oriente Médio	-	-	-	-	-	48	43.849	5.191,3	29.527,0	-
África	46.440	82.383	81.652	124.766	131.723	55.531	172.578	137.676	180.723	117.398
Ásia-Pacífico	133.033	334.213	210.763	1.022.029	950.607	327.750	437.379	545.403	1.032.729	756.705

Fonte: ANP, 2011b

Entre de 2005 e 2009, a exportação brasileira de etanol representou em média 16% da produção nacional. Apesar da tendência de crescimento das exportações do produto, em 2010 houve uma redução significativa no volume destinado ao mercado exterior, representando apenas 6,7% da produção nacional. Esta redução é decorrente do aumento da taxa de câmbio, dos altos preços do açúcar no mercado

internacional e de condições desfavoráveis da safra da cana-de-açúcar no país (ANP, 2011b).

Na região Ásia-Pacífico, principal destino das exportações em 2010, destacam-se Japão e Coréia do Sul. A Índia, eventualmente, faz grandes importações para complementar seu programa de mistura na gasolina, em função de problemas climáticos que afetam a safra da cana-de-açúcar. No entanto, com a recuperação da safra, o país é capaz de atingir o auto-abastecimento. Nota-se também a representatividade das importações realizadas pela Holanda que, através do porto de Roterdã, atua como porta de entrada para o etanol no continente europeu (CONAB, 2008).

Apesar da significativa redução ocorrida nos volumes de etanol adquiridos pelos Estados Unidos nos últimos dois anos, de acordo com previsão da Agência Internacional de Energia (IEA), este país deverá permanecer, junto com o Brasil, como os dois maiores produtores e consumidores de biocombustíveis (IEA, 2010).

Na Europa, embora o biodiesel predomine nos programas de implantação de biocombustíveis, projeção da Agência Internacional de Energia (IEA) estima que a participação do etanol no consumo de biocombustíveis deverá crescer de 27% em 2009 para 31% em 2035 (IEA, 2010).

Conforme divulgado pela IEA, em 2009 o etanol representou somente 2% da demanda mundial de combustíveis para transportes rodoviários. Para 2035, no cenário de novas políticas desta Agência, este biocombustível deverá atender cerca de 6% da demanda mundial. O Brasil permanecerá com a maior participação de etanol no consumo deste setor, sendo prevista ampliação para algo em torno de 37% em 2035. Nos EUA a participação do etanol passará de 3% em 2009 para algo próximo a 14% em 2035. Na China, a participação aumentará de 1,5% em 2009 para 3,5% em 2035 (IEA, 2010).

A Agência destaca que, apesar de alguns questionamentos relativos a sustentabilidade ambiental da produção, nos últimos anos diversos países reforçaram suas políticas de incentivo à produção e uso de biocombustíveis. Além

disso, o aumento nos preços do petróleo até 2008 tornou mais atrativos os investimentos na produção de biocombustíveis. De acordo com projeções da Agência, se os preços do petróleo continuarem aumentando, os biocombustíveis terão papel ainda maior, principalmente nos Estados Unidos. Desta forma, o etanol como combustível deverá ser favorecido no comércio internacional.

Cumpre também ressaltar os efeitos causados pela crise econômica de 2008 nos principais mercados para o etanol brasileiro (Estados Unidos, União Europeia e Japão). De acordo com a EPE, a diminuição do ritmo de crescimento dessas economias afetou expressivamente o nível de consumo de energia e, consequentemente, de combustíveis. A principal reação à queda da atividade econômica e do nível de emprego foi a defesa das indústrias nacionais, traduzida em um acréscimo de medidas protecionistas. Diante deste cenário, a EPE prevê que deverá haver uma tendência de restrição à comercialização internacional de biocombustíveis no curto prazo, embora o uso do etanol continue sendo importante para a segurança energética, a diversificação da matriz e o cumprimento de metas de redução dos gases de efeito estufa (EPE, 2010b).

Adicionalmente, a crise mundial realçou as dificuldades já existentes para o estabelecimento do etanol como uma *commodity*. No entanto, permanece a atuação de uma força-tarefa, composta por membros do governo e da iniciativa privada da União Europeia (UE), Brasil e EUA, para estabelecimento de um padrão internacional de qualidade para o etanol combustível (EPE, 2010b).

3.3.1 Estados Unidos

Conforme exposto na Tabela 15, observa-se a representatividade dos EUA como destino das exportações brasileiras entre 2006[16] e 2008[17], que foi destinada a complementar a oferta interna para mistura na gasolina, impulsionando os volumes

[16] O aumento ocorrido em 2006 foi causado pela brusca substituição do MTBE e pela existência de uma logística deficiente de escoamento do etanol produzido na região centro-oeste dos EUA para as regiões costeiras leste e oeste, que pode ser modificado por aumentos de escala e de infra-estrutura (49).

[17] O súbito aumento das exportações do Brasil para os EUA em maio de 2008 (169 milhões de litros), foi causado por uma quebra na safra do milho decorrente de um período de chuvas fortes nas regiões produtoras e pelo comportamento sazonal do mercado de gasolina do país (aumento de demanda no verão) (49).

exportados pelo Brasil. O país foi o maior importador de etanol brasileiro neste período.

Embora tenha ocorrido redução no volume de etanol brasileiro importado pelos EUA, recente decisão (2010) da Agência de Proteção Ambiental (Environment Protection Agency – EPA) que definiu o etanol de cana-de-açúcar como biocombustível avançado[18] (capaz de reduzir 61% das emissões de GEE's), poderá criar oportunidades de aumento nos volumes exportados pelo Brasil. Este reconhecimento faz do etanol produzido a partir da cana-de-açúcar, um produto demandado no mercado americano, tornando o país um importante mercado potencial (EPE, 2010b).

Para 2014, conforme estabelecido pela Energy Independence and Security Act de 2007 – EISA, o volume de combustíveis renováveis deverá ser 68,7 bilhões de litros, sendo 14,2 bilhões de litros de combustíveis avançados e o restante de etanol de milho. Dos 14,2 bilhões de litros de combustíveis avançados, 6,6 bilhões de litros serão de biocombustíveis celulósicos (EPE, 2010a). Cumpre ressaltar que o etanol de cana é o único combustível de primeira geração a obter a classificação de "combustível avançado" (NYKO; MILANEZ, 2010).

Conforme divulgado pela União dos Produtores de Bioenergia até outubro de 2011, 107 usinas sucroenergéticas brasileiras já haviam obtido o registro junto à EPA para exportar etanol para o mercado americano. Este registro faz parte das exigências do Renewable Fuel Standard (RFS), um conjunto de normas que regula a produção e a utilização de biocombustíveis no território americano (DCI, 2011).

3.3.2 União Européia

Motivada pelo aumento de segurança do abastecimento e pela necessidade de reduzir as emissões de gases de efeito estufa, a Diretriz de Energia Renovável de

[18] Segundo a lei americana, Energy Independence and Security Act of 2007 – EISA., os biocombustíveis avançados são todos aqueles oriundos de biomassa, exceto o etanol produzido do amido de milho, nos quais sua utilização resulte em emissões de gases de efeito estufa (GEE) que sejam no mínimo 50% menores que os emitidos quando da utilização do combustível fóssil a ser substituído.

2009 estabeleceu que a participação das fontes renováveis na demanda total do setor de transportes será de, no mínimo, 10% em 2020. Essa decisão poderá representar uma demanda de cerca de 30 bilhões de litros de biocombustíveis em 2016, segundo dados da EPE (EPE, 2008).

Esta diretriz exige que desde o final de 2010, os biocombustíveis gerem redução mínima de 35% nas emissões dos gases de efeito estufa, comparados com os combustíveis fósseis. As metas de redução aumentam para 50% em 2017 e 60% em 2018 (IEA, 2010).

Considerando que cada país tem autonomia para desenvolver sua própria solução, há dúvidas quanto o cumprimento das metas de utilização de renováveis e com relação às parcelas ocupadas pelo biodiesel e pelo etanol (EPE, 2008).

Conforme previsão da EPE, a expansão do mercado europeu de etanol nos próximos anos deverá ser sustentada principalmente pela produção do próprio continente, com eventuais importações do Brasil e do continente africano, com o qual haverá acordos preferenciais (EPE, 2010b).

3.3.3 Japão

O governo japonês espera diminuir a dependência dos combustíveis fósseis em, pelo menos, 20% até 2030. Em 2003, já foi permitida a adição de 3% de etanol à gasolina em caráter experimental (CONAB, 2008).

O país está analisando qual aditivo oxigenante será adicionado à gasolina: ETBE ou etanol. Uma das alternativas que pode ser adotada pelo governo japonês é o aumento do percentual de etanol na gasolina para 10% em 2012, o que gera uma demanda de aproximadamente seis bilhões de litros/ano do biocombustível (EPE, 2010b).

Importantes acordos comerciais foram firmados entre empresas brasileiras e japonesas para produção e exportação de etanol brasileiro, como por exemplo

Copersucar e Cosan que já fecharam contratos de fornecimento do biocombustível (COPERSUCAR, 2011; EPE, 2010b).

Em 2009, a Petrobras iniciou, através de uma *joint-venture*, a produção de três milhões de litros/mês do biocombustível, que servirá como demonstração da viabilidade de colocação do E3 no mercado japonês (EPE, 2008).

3.3.4 Outros mercados

Outros países que vem adotando políticas de incentivo à utilização de etanol, como China e Índia, também podem ser mercados potenciais para o produto brasileiro.

A China é o quarto maior produtor de etanol do mundo e, em 2005 o governo chinês através da Lei de Energias Renováveis, estabeleceu a ampliação da participação das fontes renováveis de 7% para 10% na matriz energética até 2020. O programa iria utilizar etanol, produzido a partir do milho, para mistura na gasolina. Dentro destas metas, a demanda anual de etanol alcançará 3,8 bilhões de litros (EPE, 2008; 2010).

3.4 Desafios do setor sucroenergético

Nesta seção são apresentadas algumas questões importantes relacionadas ao crescimento da produção e consumo do etanol no mercado doméstico e aumento das exportações (CONAB, 2010a).

- Espera-se que o fornecimento de produto para o mercado internacional não prejudique o abastecimento do mercado interno, uma vez que o preço do açúcar para exportação pode definir a quantidade de cana destinada à produção de etanol, e o preço do etanol para exportação, pode influenciar o volume destinado ao abastecimento do mercado doméstico. Caso esta situação ocorra, de acordo com a atual política do Ministério de Minas e Energia (MME), poderá haver intervenção do

Governo controlando o volume destinado a exportação para evitar desabastecimento do mercado interno;

- A formação de preços e as margens de comercialização necessitam ser melhoradas ao longo da cadeia produtiva, evitando variações exageradas dos preços entre os períodos de safra e entressafra, que afetam o volume consumido de etanol;

- Investimentos na atual infra-estrutura logística se fazem necessários para melhorar a eficiência dos fluxos de transferência do etanol, priorizando a utilização de modais mais eficientes, tais como dutos, hidrovias, cabotagem e ferrovias, a exemplo do que ocorre com os combustíveis derivados de petróleo;

- Faz-se necessário garantir ao setor acesso as fontes de recursos para viabilizar o crescimento da produção de forma a atender a expansão da demanda;

- A atual estrutura do setor favorece problemas de equilíbrio entre oferta e demanda, que afetam o preço ao consumidor, bem como a disponibilidade do produto, demonstrando que o setor necessita reorganização. Recentemente o governo, através da Lei n° 12.490/2011, conferiu maior relevância ao etanol e, com isso deverão ocorrer mudanças na regulamentação vigente. No que diz respeito ao lado privado, observa-se a necessidade da adoção de nova forma de gestão, com atitude mais cooperativa, que viabilize a conquista de objetivos nacionais comuns ao setor (abastecimento do mercado, estabilidade de preços, equilíbrio oferta x demanda);

- A natureza sazonal da produção da matéria-prima do setor, pode afetar a disponibilidade do etanol levando a variações de preços do biocombustível. Uma vez que sejam adotadas medidas para minimizar estas variações, será necessário, também, atuar junto ao consumidor visando consolidar a preferência pelo produto, mesmo nas situações em que seja indiferente a opção entre o etanol e a gasolina[19];

[19] Estudo da CONAB aponta que se o preço do etanol mantiver uma relação de 65% do preço da gasolina, o biocombustível terá a preferência dos consumidores.

- Investimentos em pesquisa também se fazem necessários, visando melhorar a performance do etanol hidratado como combustível, bem como desenvolver aditivos que aumentem sua eficiência energética[20].

Quanto a disponibilidade de terras, de acordo com dados do MAPA atualmente, apenas 1,4% das terras agrícolas brasileiras são utilizadas para a produção de cana-de-açúcar destinada à produção de etanol. De acordo com dados do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE, MAPA e CONAB, para atender a expansão da demanda de etanol projetada para o ano de 2017, este percentual chegará a 2,56%. Portanto, observa-se que esta questão não representa um obstáculo para o crescimento do setor nos próximos anos (BARROS FILHO; MARIANO, 2011).

Conforme salientado pela CONAB, a remuneração inadequada dos produtores e os comportamentos imprevisíveis das margens de comercialização são decorrentes da atual organização do setor, que é formado por um grande número de vendedores independentes (produtores) com pouca expressão individual e por um reduzido número de compradores (distribuidoras). Esta situação leva uma competição predatória entre os próprios produtores nos momentos em que há grande oferta de produto ou dificuldade de liquidez, levando a uma redução de preços durante a safra e a uma incerteza significativa no seu comportamento na entressafra (CONAB, 2010a).

Além desses desafios, estudo do Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (IPEA) também destacou questões relacionadas aos impactos ambientais e a qualidade do emprego na cadeia produtiva do etanol de cana-de-açúcar no Brasil. Para que os efeitos causados sobre os recursos hídricos, solo e biodiversidade e, os efeitos decorrentes do uso de fertilizantes e defensivos agrícolas, sejam reduzidos aos níveis exigidos pela legislação é preciso que a questão ambiental também seja considerada relevante na etapa agrícola. Em relação ao emprego, apesar do setor apresentar indicadores bastante distintos ao longo da cadeia (agricultura até usina),

[20] A diferença no rendimento energético no funcionamento dos motores entre o etanol e a gasolina, divulgada como sendo próxima a 30% é colocada como uma importante fragilidade do biocombustível, que poderá ser reduzida através da realização de pesquisa aplicada.

existem possibilidades para geração de novos empregos e de melhor qualidade. Neste caso, as iniciativas podem ser conduzidas pelos setores privado e público, sendo que este último, através de incentivos, pode viabilizar vários potenciais da agroenergia (IPEA, 2010).

3.5 Principais entidades de classe e agentes do setor

Atualmente, a UNICA é a entidade de classe com maior representatividade do setor. Além dela, existem alguns sindicatos de menor porte e cooperativas, e a Copersucar S.A., que é a única empresa comercializadora de etanol do país. Em relação ao setor público, destaca-se a atuação do Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento (MAPA), Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior (MDIC) e da Companhia Nacional de Abastecimento (CONAB), esta última, na coleta e divulgação de dados estatísticos do setor.

As principais entidades de classe do setor, seguem relacionadas a seguir (BRASIL, 2011d):

- União dos Produtores de Bioenergia (UDOP);
- Associação dos Produtores de Álcool e Açúcar do Estado do Paraná/SIALPAR/SIAPAR;
- Cooperativa dos Plantadores de Cana do Estado de São Paulo (CANAOESTE);
- Sindicato da Fabricação do Álcool no Estado de Minas Gerais (SIAMIG);
- Cooperativa dos Produtores de Açúcar e Álcool do Estado de São Paulo (COPERSUCAR);
- Sindicato da Indústria de Fabricação do Álcool no Estado de Goiás (SIFAEG);
- Organização de Plantadores de Cana do Estado de São Paulo (ORPLANA);
- Sindicato da Indústria do Açúcar e do Álcool no Estado de Pernambuco (SINDACUCAR);

União da Indústria de Cana-de-açúcar (UNICA)

A UNICA foi criada em 1997, em substituição a duas outras entidades do Estado de São Paulo[21], após a desregulamentação do setor no país. Atualmente é a maior organização representativa do setor de açúcar e bioetanol do Brasil. Em outubro de 2011, a UNICA contava com 146 companhias associadas, responsáveis por mais de 50% do etanol e 60% do açúcar produzidos no país (UNICA, 2011).

A missão da UNICA é liderar o processo de transformação do tradicional setor de cana-de-açúcar em uma moderna agroindústria capaz de competir de modo sustentável no Brasil e ao redor do mundo nas áreas de etanol, açúcar e bioeletricidade. Destacam-se entre suas estratégias: fornecer suporte às melhores práticas do agronegócio de cana-de-açúcar em um ambiente competitivo de livre mercado; promover a expansão global da produção e consumo de etanol, além de seu comércio sem barreiras pelos mercados internacionais e encorajar pesquisas de novas tecnologias de etanol (UNICA, 2011).

Cooperativa de Produtores de Cana-de-Açúcar, Açúcar e Álcool do Estado de São Paulo (COPERSUCAR)

Foi criada em 1959 e inicialmente ficou conhecida como Cooperativa Central. Na época detinha apenas dez unidades produtoras paulistas e duas entidades cooperativas regionais, a Coopira e a Coopereste. Atualmente é formada por 48 unidades produtoras sócias, tendo o número de unidades associadas crescido significativamente nos últimos anos.

Ao longo de sua trajetória, marcada pelo pioneirismo, modernidade e inovação, a cooperativa teve participação fundamental no processo de modernização da agroindústria da cana-de-açúcar. Compartilhou a liderança e o patrocínio de notáveis avanços na reorganização do setor, na abertura de novos mercados e,

[21] A Única foi criada em substituição à Associação das Indústrias de Açúcar e Álcool (AIAA) e à Sociedade dos Produtores de Açúcar e Álcool (Sopral).

fundamentalmente, no desenvolvimento de tecnologias que elevaram o Brasil à posição de vanguarda na competitividade mundial em açúcar e etanol.

COPERSUCAR S.A.

Trata-se da maior empresa nacional comercializadora[22] de açúcar e etanol que atua de forma integrada à produção, tendo iniciado suas operações em 2008. Atualmente detêm 18% de participação no mercado brasileiro e é também uma das maiores do mundo no segmento. A empresa realiza a gestão de todos os elos da cadeia de açúcar e etanol, acompanhando desde a safra no campo até os mercados finais, incluindo as etapas de armazenamento, transporte e comercialização (COPERSUCAR, 2011).

A empresa possui exclusividade na comercialização dos volumes de açúcar e etanol produzidos por 48 unidades produtoras sócias, localizadas nos Estados de São Paulo, Paraná, Minas Gerais e Goiás, pertencentes a 26 grupos econômicos. Adicionalmente, comercializa em regime não exclusivo a produção de açúcar e etanol de cerca de 50 unidades produtoras não sócias.

Como parte de sua estratégia, a empresa consolida a oferta e ganha escala por meio da expansão da produção das unidades sócias e não sócias, da atração de novas unidades produtoras e do aumento da comercialização de açúcar e etanol adquiridos de todas essas unidades. A venda de produtos originados de unidades produtoras não sócias é a modalidade de negócios que tem apresentado crescimento significativo nos últimos anos (COPERSUCAR, 2011).

A empresa tem realizado importantes investimentos em logística, tendo se associado a outros grandes grupos empresariais por meio da Logum Logística S.A. para a criação de um sistema integrado de distribuição de etanol através de polidutos. Além disso, em janeiro de 2011, criou em conjunto com o Grupo Jamal Al-Ghurair, controlador da maior refinaria de açúcar do mundo (Al Khaleej Sugar ou AKS), a

[22] A Copersucar, que anteriormente era uma cooperativa de produtores de cana do Estado de São Paulo, passou a ser uma S.A e a partir da criação da holding Produpar transformou-se na maior empresa comercializadora de etanol do Brasil.

Copa Shipping Company Limited (Copa Shipping), para contratar e gerenciar o transporte marítimo de açúcar e etanol (COPERSUCAR, 2011).

No ano safra 2010/11, a empresa exportou 4,6 milhões de toneladas de açúcar e 640 milhões de litros de etanol (34% do volume exportado em 2010). No mercado interno, comercializou 2,91 bilhões de litros de etanol (COPERSUCAR, 2011).

Conselho dos Produtores de Cana-de-Açúcar, Açúcar e Álcool do Estado de São Paulo - CONSECANA-SP

O CONSECANA-SP criado em 1999, é uma associação formada por representantes das indústrias de açúcar e etanol e dos plantadores de cana-de-açúcar, e tem como principal responsabilidade zelar pelo relacionamento da cadeia produtiva da agroindústria canavieira do Estado de São Paulo (CONSECANA, 2006).

O conselho criou um sistema de pagamento da cana-de-açúcar baseado no teor de sacarose, que contém critérios técnicos para avaliar a qualidade da cana entregue pelos plantadores às indústrias e para determinar o preço a ser pago ao produtor rural. O modelo, de adoção voluntária, começou a operar na safra 1998/99, com 85% dos produtos da cana-de-açúcar sendo comercializados com preços de mercado. Por este sistema, o valor da cana-de-açúcar se baseia no chamado Açúcar Total Recuperável (ATR), que corresponde à quantidade de açúcar disponível na matéria-prima subtraída das perdas no processo industrial, e nos preços do açúcar e etanol vendidos pelas usinas nos mercados interno e externo (UNICA, 2011).

Companhia Nacional de Abastecimento - CONAB

A atuação da CONAB compreende o acompanhamento sistemático do comportamento das safras agrícolas da cana-de-açúcar no Brasil, coleta e organização de um grande acervo de informações sobre seu funcionamento e também a elaboração das estimativas de produção de etanol e açúcar. Este tipo de trabalho foi interrompido em 1990 com a extinção do Instituto do Açúcar e do Álcool (IAA) e o processo de redução da intervenção do Estado no setor privado que se estabeleceu naquela época (CONAB, 2010b).

No âmbito de um acordo de cooperação com a Secretaria de Produção e Agroenergia (SPAE) do MAPA, a CONAB tem fornecido informações a respeito da organização e funcionamento do setor, com o propósito de instrumentalizar o Governo na tarefa de gerir as políticas públicas para o setor, bem como auxiliar os demais segmentos interessados no assunto.

Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior (MDIC)

A atuação deste Ministério junto ao setor se dá através de interlocução com os fabricantes de máquinas e equipamentos empregados na produção de biocombustíveis (fases agrícola e industrial), com os fabricantes de veículos automotores que utilizam biocombustíveis, com os fabricantes que produzem componentes para veículos movidos a biocombustíveis, com produtores de biocombustíveis e investidores interessados em implementar projetos nesta área, bem como com as empresas que desenvolvem projetos na área de alcoolquímica. O MDIC, em sinergia com diversos órgãos governamentais e do setor privado, participa de iniciativas bilaterais e multilaterais para estimular a produção e o uso dos biocombustíveis em outros países e desenvolver o mercado internacional destes energéticos (BRASIL, 2011d).

3.6 Organização das empresas

Após a desregulamentação do setor, as empresas adotaram estratégias distintas para atuar no novo mercado estabelecido. Algumas empresas enfrentaram com sucesso o processo de desregulamentação e a indefinição da política energética nacional para o etanol, expandindo a capacidade produtiva, investindo em novas tecnologias, reduzindo custos e aumentando a produtividade (NOGUEIRA, 2008).

Dentro deste grupo, nota-se também a presença de empresas consideradas inovadoras que, atuando de forma isolada ou através de parcerias com empresas multinacionais, destacaram-se diversificando sua base tecnológica para produção de

derivados do açúcar e abriram novas perspectivas para agregar valor à cana-de-açúcar (NOGUEIRA, 2008).

As estratégias adotadas pelas empresas também envolveram melhoria da gestão agrícola, aprofundamento da especialização na produção de açúcar e etanol, assim como formação de grupos de comercialização de açúcar e etanol. Os resultados foram variados e, de certa forma, independente da estratégia adotada, a maioria das empresas conseguiu sobreviver ao processo de transformação do mercado (BELIK; VIAN, 2002).

As perspectivas de aumento do uso do etanol despertaram o interesse de investidores nacionais e internacionais no Brasil e com isso o setor sucroenergético vem passando por intenso processo de consolidação (COIMBRA, 2010).

3.7 Evolução do setor sucroenergético

Estudo a respeito da evolução do setor no Brasil apontou que a economia de escala e o interesse de capital são importantes atributos objetivos no processo de consolidação em andamento. Os fatores gestão familiar e complexidade de gestão, embora tenham obtido destaque menor, também devem ser considerados, visto que são fontes geradoras de riscos e podem levar ao enfraquecimento do negócio, motivando ou criando oportunidades para a atuação dos agentes consolidadores. Tal estudo, realizado em 2008, indica que nos próximos dez anos a indústria alcooleira deverá estar menos fragmentada (POGETTI, 2008).

A economia de escala objetivada deverá esbarrar em limites ligados a área agrícola, uma vez que existe uma distância máxima (estimada em torno de 30 km) entre a localização da matéria-prima e a unidade produtora, para que a produção seja economicamente viável. Com relação ao interesse de capital por grupo de empresas da indústria, é apontado que empresas de energia, bem como grupos já estabelecidos na indústria que possuem poder de concentração de capital e fundos de investimentos, deverão catalisar o processo de consolidação, buscando valor

através da eliminação de ineficiências de unidades de produção que atuem abaixo do limite ótimo de escala permitida pela área agrícola (POGETTI, 2008).

As mudanças que vêm ocorrendo no mercado de etanol, levando ao crescimento acelerado do seu uso e demanda, nos mercados interno e externo, acentuam a complexidade de gestão do negócio, dificultando a competitividade de empresas de pequeno e até mesmo de médio porte. Em relação a gestão familiar, muitas vezes conduzida por um grande número de participantes, formados na linha hereditária, com grau de profissionalização aquém do necessário para a nova dinâmica de mercado, pode causar enfraquecimento do posicionamento competitivo da empresa e comprometer sua capacidade de gerar lucro (POGETTI, 2008).

As empresas estrangeiras diante da fragilizada posição das empresas nacionais abaladas pela crise de preços do açúcar e etanol no final da década de 90, da facilidade de crédito e de suas moedas valorizadas, empreenderam vários tipos de associações com as empresas nacionais, entre elas, operações de fusões e aquisições para expandir seus mercados, bases tecnológicas e geográficas (IEL; SEBRAE, 2005).

Dada a heterogeneidade apontada anteriormente, os investimentos destinados ao setor, além de abranger novas unidades produtivas, também devem incluir a modernização das usinas e destilarias existentes, visando diminuir diferenças dentro da própria cadeia produtiva (IEL; SEBRAE, 2005).

Até a década de 90, o capital investido no setor sucroalcooleiro era quase que integralmente oriundo de famílias tradicionais, donas de grandes extensões de terras, com capacidade de exercer poder sobre o Estado (MUNDO NETO, 2010). Na região Centro-Sul destacava-se a atuação de imigrantes italianos e seus descendentes, enquanto que no Nordeste predominavam as famílias da região (NOGUEIRA, 2008).

Assim, o setor sucroalcooleiro se desenvolveu dominado por empresas com estrutura de controle familiar, sendo a maioria companhias limitadas ou sociedades anônimas de capital fechado (SOARES; PAULILLO, 2008). Na época do Proálcool

foi comum também, as empresas contarem com investimentos oriundos de programas públicos, com taxas de juros altamente subsidiadas.

Durante a expansão inicial do setor a maior parte das empresas familiares controlava apenas uma usina. O crescimento mais recente, acompanhado pelo processo de consolidação, tem levado a formação de grupos maiores reunindo várias usinas. Este movimento demonstra que o setor está se reestruturando para aumentar sua competitividade e garantir o abastecimento do mercado interno. Além desta mudança, observa-se também a formação de algumas entidades coletivas como é o caso da empresa comercializadora Copersucar[23], para atender a necessidade de uma organização com atuação mais ampla para a conquista de novos mercados (SILVEIRA NETO, 2010).

No processo de modernização da indústria canavieira, além da saída do Estado do papel de interventor na atividade, ocorreu o deslocamento do centro de poder, que migrou do Nordeste para a região Centro-Sul, principalmente para o Estado de São Paulo, que se mantém como maior produtor nacional (MUNDO NETO, 2010).

O Gráfico 9 mostra a evolução do número de novas unidades produtoras na região Centro-Sul desde a safra 2005/06. No período entraram em operação 117 novas usinas, sendo significativo o nível de investimento destinado à ampliação da produção nas safras de 2005/06 à 2008/09. A partir de então passou a ser marcante a reestruturação financeira e societária que envolveu cerca de um terço do setor (JANK, 2011).

[23] A Copersucar, que anteriormente era uma cooperativa de produtores de cana do Estado de São Paulo, passou a ser uma S.A e a partir da criação da holding Produpar transformou-se na maior comercializadora de etanol do Brasil.

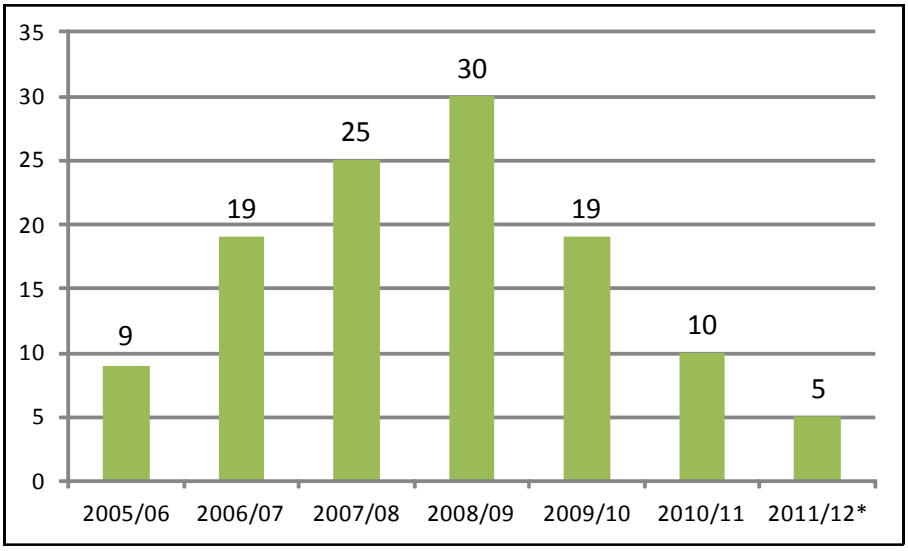


Gráfico 9: Evolução do número de novas unidades produtoras na região Centro-Sul

Fonte: JANK, 2011

* número estimado

3.8 Participação do capital estrangeiro

O panorama da produção mudou na passagem do século XX para o século XXI, com a entrada no setor de alguns grupos estrangeiros de grande porte como ADM, Bunge, Cargill, Dreyfuss, entre outros. O interesse de players do agronegócio internacional, com a entrada de empresas com larga experiência em commodities agrícolas, deixa evidente a atratividade do setor sucroenergético nacional (BIAGI FILHO, 2010).

Embora, até alguns anos atrás, a grande maioria das usinas fosse de capital nacional, é importante mencionar que o capital estrangeiro já esteve presente na indústria sucroalcooleira nacional. A Sucrerie Française e a Detec tiveram usinas em São Paulo e no Rio de Janeiro. No entanto, em função do monopólio das exportações exercido pelo Instituto do Açúcar e do Álcool, estes investidores se desfizeram de seus ativos no Brasil. Após a desregulamentação, estabilização da economia nacional e, mais recentemente o crescente interesse internacional na produção do etanol, verifica-se novo interesse do capital internacional (VIEIRA, 2010).

Nesta nova fase, o grupo francês Louis Dreyfuss foi o primeiro a chegar ao Brasil em 2000, seguido pela Tereos, também de origem francesa. Desde então, outros grupos, americanos e de diferentes países europeus e asiáticos, passaram a investir no setor.

A expansão da produção sucroalcooleira tem ocorrido com significativa diversificação da composição e origem do capital investido. Uma estratégia adotada por algumas empresas, como Cosan, Guarani e São Martinho, foi a busca no mercado financeiro, de novos aportes para seus projetos de investimento e expansão para atender a demanda crescente do mercado (CAIXE; BACCARIN, 2009).

Estas mudanças levaram a formação de alguns grupos de maior peso, alguns constituídos por empresas de capital majoritariamente nacional, e outros de capitais estrangeiros (SILVEIRA NETO, 2010). Também é observada a entrada de investidores estratégicos nacionais e estrangeiros (NOGUEIRA, 2008).

Entre os investidores nacionais encontram-se Votorantim, Vale, Camargo Correa e Odebrecht. Com relação aos estrangeiros, podem ser mencionados os franceses (Tereos, Sucden, Louis Dreyfus), alemãs (Sudzucker), americanos (Bunge, Comanche Clean Energy, Cargill, Amyris), espanhóis (Abengoa), guatemaltecos (Ingenio Pantaleón), britânicos (British Petroleum), japoneses (Mitsui, Mitsubishi Corporation) e de Hong Kong (Trading Noble Group) (NOGUEIRA, 2008; BENETTI, 2011).

Outra inovação do setor é a presença de investidores financeiros (nacionais ou estrangeiros), que atuam de forma isolada ou em consórcio. Como exemplos de consórcios, podem-se citar os fundos formados visando implementar plataformas de produção e comercialização de etanol de cana, como a Brenco (Empresa Brasileira de Energia Renovável), que foi incorporada pela ETH, e a Clean Energy Brazil (NOGUEIRA, 2008).

Segundo dados da Datagro, em 2008, 12,4% da cana-de-açúcar processada para fins industriais era controlada por empresas de capital estrangeiro. Em 2009, este

número evoluiu para 18,4%. Em 2010 (até fevereiro), devido a associação entre Shell e Cosan, a participação saltou para 22,9% (NASTARI, 2010).

Importante salientar que os recursos exigidos para manter a expansão do setor cresceram de forma significativa. Como uma parte das usinas já estava com praticamente todo seu patrimônio comprometido com as operações existentes, a presença de novos investidores é vista de forma positiva, uma vez que contribui para as transformações necessárias na indústria canavieira. A diversificação do capital investido é uma sinalização de confiança dos investidores e de que o país respeita contratos e possui potencial. Além disso, pode ser viabilizado o desenvolvimento de novas tecnologias, incorporando novos conceitos de gestão e governança, que se traduzirão em melhorias contínuas de performance, eficiência e inovação para o setor (MUNDO NETO, 2010; CARVALHO, 2010).

Diferentes elementos justificam os investimentos realizados no setor e a entrada de capital externo, tais como (NASTARI, 2010; POZAS, 2010):

- Aumento da demanda por combustíveis renováveis e perspectiva de ampliação dos mercados de exportação para etanol e açúcar;
- O ambiente institucional brasileiro que tem gerado maior confiança dos investidores do que no passado;
- Produtividade e custo de produção do etanol no Brasil;
- Valorização das propriedades rurais no Brasil;
- A existência de um mercado interno dinâmico, cria uma importante base de demanda local e confere suporte ao progresso e sustentação da indústria de bens de capital e serviços do setor;
- A indústria brasileira, embora seja considerada competitiva, ainda pode ser otimizada, tendo em vista a redução de custos a ser obtida através do aproveitamento econômico do bagaço e palha da cana;
- O processo de diversificação, iniciado com a produção intensiva de etanol, ainda pode evoluir bastante, tanto com a cogeração ou a produção de etanol de celulose e;
- Associação da imagem da empresa à produção de combustíveis renováveis.

Neste contexto, a Datagro aponta que há inúmeros motivos para que a entrada de capital estrangeiro no setor ocorra cada vez mais rapidamente. Fato que confirma esta tendência, é que em 2010 dentre os cinco maiores grupos produtores no Brasil, quatro já eram de capital estrangeiro ou contavam com sua participação (NASTARI, 2010).

A presença de players com experiência internacional em comercialização em várias partes do mundo pode auxiliar o desenvolvimento de novos mercados para o etanol brasileiro, colaborando para o processo de consolidação do biocombustível. Além disso, é facilitado o acesso à logística de transporte, que é um dos principais desafios do setor. Outro aspecto relevante associado ao fluxo de novos capitais é a intensa profissionalização pela qual o setor vem passando (STEPHANES, 2010).

No que diz respeito as operações de fusões e aquisições, merece destaque o volume deste tipo de operação a partir da década de 2000 (MUNDO NETO, 2010), que também é considerado um bom parâmetro para avaliar a movimentação e atratividade do setor. Entre 2001 e 2006, o número de transações entre usinas variou entre 5 e 10 ao ano. Em 2007, as fusões e aquisições atingiram um recorde de 25 negócios. Em 2008, a crise financeira desacelerou o movimento de consolidação, reduzindo para 14 o total de fusões e, em 2009 foram realizadas 12 transações entre usinas (COIMBRA, 2010).

É crescente também a participação de empresas internacionais no total de fusões e aquisições, tendo a participação passado de aproximadamente 40% entre 2003 e 2006 para 76% em 2007. Em 2008 e 2009, a participação foi 57% e 75%, respectivamente. Segundo dados da Pricewaterhouse Coopers, entre 2004 e 2010, metade das 112 fusões e aquisições de empresas contou com empresas multinacionais como compradoras. Salienta-se que a disponibilidade de caixa dos investidores estrangeiros representa uma vantagem sobre os grupos nacionais (COIMBRA, 2010). Alguns projetos desta natureza foram a compra da Santaelisa Vale pelo grupo Dreyfus (tradicional *trader* de commodities), compra do controle da Moema pela Bunge (grande exportador mundial de açúcar) e associação entre o Grupo Cabrera e a ADM, uma das maiores produtoras mundiais de etanol à base de milho (BEER, 2010).

A Figura 3 mostra de forma simplificada as empresas envolvidas nas principais operações de fusões e aquisições em 2009 e 2010.

Figura 3: Principais operações de fusões e aquisições - 2009 e 2010

Fonte: JANK, 2011

Observa-se também que algumas empresas nacionais passaram a atuar como agentes de consolidação, realizando aquisições e desenvolvendo novos projetos. Nota-se que algumas destas empresas já têm ou terão participação estrangeira em seu capital, como é o caso da Cosan SA, que é controlada pela Cosan Ltd. e, apesar de possuir controle de brasileiros, também possui ações negociadas no mercado norte-americano (BEER, 2010).

A composição do capital das sete maiores empresas sucroalcooleiras brasileiras é mostrada na Tabela 16.

Tabela 16: Participação nacional ou estrangeira na composição do capital das sete maiores empresas sucroalcooleiras.

Empresa	Capacidade Instalada (bilhões de litros)	Participação estrangeira
Cosan	2,967	Inglês, francês e holandês. Cerca de 70% de seus ativos vão constituir duas empresas com a anglo-holandesa Shell. A joint-venture foi anunciada em 2010.
LDC e Santaelisa Vale	1,422	Francês e americano. A LDC assumiu a Santaelisa Vale em 2009. A empresa tem 61% do capital da LDC e Goldman Sachs.
Tereos (Guarani)	1,018	Francês. Em 2009, a Tereos aumentou para 69,3%, a participação na Açúcar Guarani.
São Martinho	0,910	Sem participação estrangeira, mas negocia com a americana Amyris.
Bunge (mais Moema)	0,881	Americano: 100% da Bunge, após incorporar o Grupo Moema, da família Biaggi.
Santa Terezinha	0,722	Sem participação estrangeira.
ETH Bioenergia	0,672	Japonês: a Brenco foi incorporada pela ETH, que terá 65% da empresa resultante da fusão (ETH Bioenergia). A ETH é 33% da japonesa Sojtz e 67% da Odebrecht.

Fonte: SIQUEIRA; CASTRO JUNIOR, 2010

A atuação conjunta de empresas nacionais e estrangeiras poderá colaborar para a “comoditização” do etanol mais rapidamente, consolidando o mercado internacional. As empresas estrangeiras ao ingressarem na produção de bioenergia no Brasil, através do etanol, participam do crescente mercado interno de etanol e das exportações para o mercado externo. Desta forma, a entrada de investimentos estrangeiros nas usinas nacionais, passa a ter significativa importância ao contribuindo para a “comoditização” do etanol (DORNELLES, 2010).

Entre os principais benefícios almejados pelas empresas envolvidas em tais processos estão: economia de escala, redução de custos através da integração de estruturas administrativas, consolidação do setor, profissionalização da administração das usinas, capitalização, obtenção de financiamento para investimentos em expansão e modernização. Para os agentes internacionais, destacam-se: maior controle do destino das exportações, participação no elo de produção do sistema agroindustrial canavieiro e perspectivas de crescimento do setor (PASIN; NEVES, 2001).

4 Histórico da indústria nacional do petróleo e evolução dos aspectos regulatórios

4.1 1ª fase: 1864 à 1953 – Primeiras iniciativas

A prospecção de reservas de combustíveis fósseis no Brasil teve início em meados do século XIX. As primeiras iniciativas visavam a fabricação de óleo ou gás de iluminação para substituir os óleos de origem vegetal e animal, bem como a produção de lubrificantes, xisto e carvão para uso na indústria e no transporte (DIAS; QUAGLIANO, 1993).

Entre o fim do império e o início da República poucas concessões citavam o petróleo no objeto da pesquisa. A maior parte era destinada a pesquisa de carvão e outros minerais, incluindo os betuminosos (MELO, 2010). A primeira referência a exploração de petróleo data de 1864, com o Decreto n° 3.352-A, que concedeu a Thomas Denny Sargent, a permissão para extrair turfa, petróleo e outros minerais em Camamu e Ilhéus, na Bahia, pelo prazo de 90 anos. Neste período não foi registrado interesse específico pela exploração de petróleo (DIAS; QUAGLIANO, 1993).

A primeira iniciativa real para exploração de petróleo no país ocorreu durante a República velha por Eugênio Ferreira de Camargo que, entre 1892 e 1897, perfurou o primeiro poço de petróleo e encontrou alguns vestígios de óleo em Bofete, Estado de São Paulo. Os resultados foram considerados insatisfatórios e as atividades foram abandonadas. Apesar do insucesso, esta iniciativa destaca-se por seu caráter inteiramente privado, em que os custos técnicos, logísticos e de investigação geológica foram totalmente assumidos pelo explorador (DIAS; QUAGLIANO, 1993).

A partir da criação do Serviço Geológico e Mineralógico do Brasil (SGMB) em 1907, as pesquisas também passaram a ser realizadas por órgãos públicos cuja prioridade era localizar jazidas de carvão para reduzir a dependência de importações do produto. Como o consumo de derivados no Brasil ainda era pouco representativo, o

petróleo não era item prioritário na pauta do órgão. As pesquisas oficiais para identificação das reservas de petróleo no subsolo brasileiro começaram em 1918, coordenadas por Euzébio de Oliveira, quando também foi realizado o primeiro investimento de uma companhia nacional – Empresa Paulista de Petróleo (MELO, 2010).

Até 1920, não foi registrado interesse de empresas estrangeiras em realizar investimentos na exploração de petróleo no Brasil, o que pode ser atribuído a dois fatores: falta de comprovação da existência de qualquer depósito no subsolo e as multinacionais do ramo que destinavam seus investimentos para mercados mais seguros e promissores (MELO, 2010). Entre 1864 e 1918, as pesquisas realizadas pela iniciativa privada foram consideradas amadorísticas e desorganizadas, e as maiores dificuldades foram carência tecnológica e a dimensão continental do território brasileiro (MENEZELLO, 2000).

Em 1921, um novo ato do governo - Decreto Legislativo n° 4265 - Lei Simões Lopes reduziu os poderes dos proprietários do solo sobre o subsolo e criou o Conselho Superior de Minas, com a tarefa de estudar as questões técnicas, econômicas e de direito privado referentes a mineração (MELO, 2010).

Na década de 20, a pesquisa e exploração de petróleo ocorreram quase que exclusivamente por iniciativa do governo federal que sofreu com falta de capital, pessoal treinado e incentivos legislativos, sendo o esforço considerado esporádico e irregular (SMITH, 1978). Nos primeiros dez anos de atuação do SGMB não foi realizada nenhuma descoberta uma vez que o serviço operou em condições adversas, com verbas e equipamentos inadequados, dificuldade para liberação de recursos e concorrendo com outras prioridades nacionais. A iniciativa privada (nacional e estrangeira) não estava disposta a realizar investimentos na atividade. No entanto, este período foi caracterizado pelo acúmulo de conhecimentos sobre a geologia do país (MELO, 2010; DIAS; QUAGLIANO, 1993).

Em 1933, o SGMB foi incorporado pelo Departamento Nacional de Produção Mineral (DNPM), mas a reorganização não foi acompanhada de aumento orçamentário, visto que o governo continuou a apropriar poucas verbas para a exploração de petróleo

(SMITH, 1978). Em 1934, o Código de Minas nacionalizou as minas não manifestadas[24] e centralizou no Governo Federal a outorga e fiscalização das concessões exploratórias. A nova Constituição de 1934 declarou distintas as propriedades do solo e do subsolo, e condicionou a exploração das jazidas à concessão federal exigindo que as empresas fossem constituídas sobre as leis brasileiras.

Nas primeiras décadas do século XX já era observado no restante do mundo considerável esforço exploratório empreendido pelas empresas internacionais de petróleo interessadas em ampliar a escala de produção desta fonte de energia e de seus derivados, em especial os combustíveis. O fornecimento destes produtos se configurava como essencial para sustentar o desenvolvimento industrial que os países estavam experimentando. No Brasil, mais especialmente a partir dos anos 30, a economia também passou por transformações decorrentes da aceleração do crescimento industrial e, com isso também passou a ser relevante para o país o fornecimento de petróleo e derivados.

A Constituição de 1937 determinou a regulação da nacionalização progressiva das jazidas minerais e neste ano, o DNPM iniciou sondagens próximas a Lobato na Bahia. Em abril de 1938, foram editados dois Decretos-Leis de caráter nacionalista tendo o Decreto n° 366 declarado propriedade da União todos os campos petrolíferos ainda a serem descobertos no território nacional, e o Decreto n° 395 incorporado ao patrimônio da União todas as jazidas existentes no território nacional, **declarado de utilidade pública o abastecimento nacional de petróleo** e criado o Conselho Nacional do Petróleo (CNP). **Este Decreto é considerado a primeira regulamentação da indústria do petróleo**, disciplinando todas as etapas existentes à época no Brasil (MELO, 2010; MENEZELLO, 2000).

Nesta época toda atividade passa, por lei, a ser exercida por brasileiros, marcando uma nova fase na história do petróleo no Brasil. Além disso, as atividades de transporte, distribuição, importação e exportação, comércio e refino passaram a ter regulação específica (CARDOSO, 2005).

[24] A expressão "minas manifestadas" refere-se as minas para as quais já havia sido informado interesse na pesquisa de petróleo.

O CNP foi o primeiro órgão da administração pública voltado exclusivamente para o petróleo e considerado o primeiro passo para o controle total do Estado (SMITH, 1978). A partir de junho de 1939, o CNP absorveu as atribuições do DNPM relacionadas a pesquisa e lavra de petróleo, sondagens do subsolo e equipamentos. A pesquisa em Lobato na Bahia, iniciada em 1937, prosseguiu e em 21 de janeiro de 1939 foi descoberto petróleo mas, após 4 anos de trabalho, a descoberta foi considerada subcomercial (DIAS; QUAGLIANO, 1993). No entanto, esta descoberta incentivou o CNP a prosseguir com as pesquisas na região do Recôncavo baiano e em maio de 1941, foi anunciada a descoberta do primeiro campo comercial do Brasil – Candeias (CARDOSO, 2005).

Novas descobertas ocorreram no Recôncavo: D. João (1947), Pedras (1950) e Pojuca (1953). Entre 1938 e 1950 foi pequeno o número de empresas interessadas na exploração de petróleo. A maior parte das concessões referia-se a iniciativas de particulares, que demonstravam desconhecer a geologia e o montante de recursos necessários (SMITH, 1978). Ainda persistiam as restrições de recursos financeiros e humanos presente nos tempos iniciais, e que somente o Estado parecia ser capaz de solucionar (DIAS; QUAGLIANO, 1993).

Em 1940, o novo Código de Minas reforçou que somente o governo federal poderia autorizar a pesquisa, determinando que as empresas envolvidas fossem nacionais, com diretores e acionistas brasileiros. O CNP permanecia com a responsabilidade de conceder as autorizações para pesquisa e lavra, tendo jurisdição sobre toda a atividade petrolífera no Brasil. Nesta fase houve algum interesse de empresas estrangeiras na exploração de petróleo no país e, em 1945, o Conselho reconheceu que o capital necessário não poderia ser encontrado no país, recomendando a captação de capital estrangeiro. Assim, a Constituição de 1946, ampliou a forma de participação na indústria nacional do petróleo: a atividade ficaria a cargo de brasileiros ou de “companhias organizadas no país”, sem interferência na nacionalidade dos acionistas (SMITH, 1978).

Importante salientar que, apesar do CNP possuir mais recursos que o seu antecessor (DNPM), suas responsabilidades compreendiam uma ampla gama de

funções, que iam desde a produção de petróleo até a fiscalização do mercado de combustíveis, e que se mostraram incompatíveis com o modelo organizacional do órgão e orçamento disponível. Neste período ficou evidente que a atuação do Estado na exploração do petróleo necessitava uma reformulação (DIAS; QUAGLIANO, 1993).

Ao longo dos anos 40 e início dos anos 50, já havia algumas refinarias em operação: Mataripe (Bahia) iniciou operação em setembro de 1950, Capuava (São Paulo) em novembro de 1954, e Manguinhos (Rio de Janeiro) em dezembro de 1954, e o país atravessa um período em que a necessidade de derivados era crescente, em especial os combustíveis (óleo diesel e gasolina). Diante de um cenário formado pela crescente demanda de petróleo e derivados, o caráter estratégico deste recurso para o desenvolvimento industrial e o peso das importações dos derivados na Balança Comercial, surgiram conflitos de interesses quanto à melhor política a ser adotada para regular a exploração das reservas nacionais. Passou a ser evidente a necessidade de uma solução mais robusta para o setor, que se dividia entre os grupos que defendiam a liberdade da iniciativa privada e aqueles que eram favoráveis ao monopólio estatal (CARDOSO, 2005; TOMALSQUIM; PINTO JUNIOR, 2011).

Cabe observar que não havia interesse significativo de empresas estrangeiras, que associado a debilidade dos investimentos privados nacionais, preocupações estratégicas dos militares e de parte da indústria nacional quanto ao abastecimento de derivados, levaram ao fortalecimento da corrente favorável a estatização do setor de petróleo (TOMALSQUIM; PINTO JUNIOR, 2011).

4.2 2ª fase: 1953 à 1973 – Criação da Petrobrás e primeira crise do petróleo

Nesse contexto, houve várias discussões a respeito das alternativas e da melhor forma para atuação do Estado no setor petróleo. Assim, em 3 de outubro de 1953 foi sancionada a Lei n° 2004, que reafirmou o monopólio da União sobre as atividades do setor, criando a Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobrás, como sociedade de economia mista e delegando-a o exercício exclusivo do monopólio da União nas

atividades de pesquisa e lavra de petróleo e gás natural, refino e transporte marítimo ou por dutos de petróleo e seus derivados (TOMALSQUIM; PINTO JUNIOR, 2011). Esta lei também criou fontes de renda a serem utilizadas especificamente para investimento no setor, mudando o cenário vigente até o momento, em que as atividades eram financiadas por verbas governamentais muitas vezes consideradas insuficientes. Outra mudança significativa foi a atuação do CNP que passou a ser órgão de orientação e fiscalização (BRASIL, 2004; SMITH, 1978).

A produção nacional, quando a Petrobrás foi criada, era equivalente a 2% do petróleo processado no país, enquanto a capacidade de refino representava apenas 5% da demanda interna de derivados. Na primeira década de atuação da estatal foi marcante a necessidade de implantação do parque de refino no país visando atender a demanda interna de derivados (TOMALSQUIM; PINTO JUNIOR, 2011).

Apesar dos desafios geológicos iniciais a serem superados, a Petrobrás avançou nas atividades de exploração *onshore.* Nos anos 50 e 60, a produção nacional de petróleo foi proveniente de descobertas em terra, destacando-se algumas bacias sedimentares do Nordeste. Entre 1956 e 1963, foram perfurados quase 700 poços em terra e também foram iniciados os estudos exploratórios no mar em águas rasas, começando a modificar a estratégia exploratória adotada até então no país. Em 1968, foi descoberto o primeiro campo de petróleo no mar - Guaricema, localizado no litoral de Sergipe (TOMALSQUIM; PINTO JUNIOR, 2011).

Esta fase pode ser vista como o período em que foi permitida a construção e consolidação da indústria moderna do petróleo no Brasil. A Petrobrás foi constituída conforme o padrão internacional de organização da indústria do petróleo do final do século XIX e início do século XX: uma empresa com grande escala e integração vertical (TOMALSQUIM; PINTO JUNIOR, 2011).

4.3 3ª fase: 1973 à 1988 – Ênfase na exploração *offshore*

Na década de 70, a produção nacional de petróleo se manteve praticamente constante e concentrada em áreas terrestres. O cenário de baixos preços do

petróleo no mercado internacional, vigente até o segundo choque em 1979, não era suficiente para estimular investimentos em atividades de exploração e produção em áreas de custos mais elevados. Assim, a Petrobrás investiu nas atividades de abastecimento: refino, transporte marítimo, terminais e dutos, visando aumentar a oferta interna de derivados. O país já possuía refinarias em operação, mas ainda era necessário importar grandes quantidades de petróleo, destacando-se que em 1979, o volume de petróleo importado chegou a representar 85% da demanda nacional (TOMALSQUIM; PINTO JUNIOR, 2011).

A partir de 1975, em uma tentativa de ampliar a produção nacional de petróleo, o governo federal aprovou a implantação dos chamados contratos de risco[25], que foram adotados entre 1975 e 1988, mas não proporcionaram resultados significativos. Somente o consórcio Pecten-Marathon-Shell obteve êxito com a descoberta do campo de Merluza em 1979. Destaca-se também nesta época, o lançamento do Proálcool, com os objetivos de atender as necessidades de consumo de combustíveis do ciclo Otto e reduzir as importações de gasolina (TOMALSQUIM; PINTO JUNIOR, 2011).

Em seguida, nos anos 80 com a elevação dos preços internacionais do petróleo a partir do segundo choque em 1979, o governo voltou a privilegiar os investimentos em exploração e produção em detrimento das atividades de abastecimento, visando diminuir a dependência energética externa, que já impactava de forma significativa os desembolsos do país com a importação deste energético. Assim, a Petrobrás concentrou esforços na exploração *offshore*, e logo a produção marítima superou a produção em terra, destacando-se as descobertas realizadas na Bacia de Campos[26] (TOMALSQUIM; PINTO JUNIOR, 2011).

Embora o país tenha obtido bons resultados, uma vez que na década de 80 a produção cresceu a uma taxa média de 14% a.a., a dependência energética externa ainda se manteve elevada. O país importava, em média, 59% do petróleo consumido. Nota-se que a ampliação do Proálcool também colaborou para reduzir a

[25] Através dos contratos de risco, as empresas petrolíferas internacionais exerceriam, por sua conta e risco, atividades de E&P e, em caso de sucesso, obteriam participação nos resultados.

[26] Em 1985, a produção da Bacia de Campos passou a representar 77% da produção em mar e 53% do total produzido no país.

dependência externa, mantendo o percentual neste patamar (TOMALSQUIM; PINTO JUNIOR, 2011).

Nesta época a empresa foi capaz de ampliar a fronteira exploratória no mar, atuando progressivamente em águas profundas e avançando na descoberta de novas reservas, o que transformou as perspectivas da produção de petróleo no país. Foram realizadas significativas descobertas no mar, como Albacora (1984) e Marlim (1985). Adicionalmente, o cenário vigente no período contribuiu para a atuação internacional da empresa. Observa-se que a ampliação das atividades de pesquisa, exploração e produção de petróleo no território nacional e no exterior, e os desafios tecnológicos enfrentados levaram a uma cultura de forte inovação tecnológica e alta capacitação dos recursos humanos na estatal nacional do setor (TOMALSQUIM; PINTO JUNIOR, 2011).

4.4 4ª fase: 1988 à 1995 – Em busca da auto-suficiência e flexibilização do monopólio

Em 1988, a nova Constituição Federal reafirmou o monopólio da União para a pesquisa e lavra das jazidas de petróleo e gás natural, e para as demais atividades previstas no art. 177, incisos II a IV. No entanto, com a conjuntura vigente nos anos 80 e 90[27], passou a correr um questionamento sociopolítico a respeito da manutenção do exclusivo monopólio estatal. Havia entendimentos que a Petrobrás já poderia competir em condições de igualdade com outras empresas petrolíferas. Argumentava-se também que a atração de capitais estrangeiros colaboraria para atingir a auto-suficiência nacional e que uma estrutura mais competitiva poderia beneficiar o desenvolvimento da Petrobrás, visto que poderiam ser estabelecidas parcerias e a empresa teria maior autonomia empresarial (TOMALSQUIM; PINTO JUNIOR, 2011). Assim, a pressão dos grandes capitais estrangeiros que, baseados nos princípios do livre comércio de uma economia cada vez mais globalizada, levou a abertura do mercado nacional de exploração do petróleo. Nesse contexto, a

[27] Queda dos preços internacionais do petróleo (contrachoque), acompanhado de significativas descobertas pela Petrobrás (Albacora, Marlin, Barracuda e Roncador), estagnação econômica nacional e crise financeira do Estado brasileiro.

Emenda Constitucional n° 9/95, flexibilizou o monopólio da indústria do petróleo no Brasil (CARDOSO, 2005).

Inicia-se então o processo de abertura do mercado, uma vez que foi possibilitada à iniciativa privada participar na exploração do petróleo, por sua conta e risco, sem a utilização de recursos públicos, bem como em outras atividades em que a União exercia seu monopólio por meio da Petrobrás. O Estado passou a desempenhar a função de incentivar o fomento das atividades econômicas através da competição de outros agentes (MENEZELLO, 2000).

A propriedade dos recursos minerais continuou sendo exclusivamente da União e, o monopólio em relação ao petróleo e às atividades relacionadas a ele, continuou existindo. Contudo, houve permissão para a União contratar empresas estatais ou privadas, colocando fim a exclusividade da Petrobrás.

4.5 5ª fase: 1995 à 1999 – Período pós-monopólio e criação da ANP

A modificação do regime regulador foi consolidada com a publicação da Lei n° 9.478/97, conhecida como Lei do Petróleo, que regulamentou a Emenda Constitucional n° 9/95 e dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo e instituiu o órgão de formulação de políticas na área de energia – Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e o órgão regulador – Agência Nacional do Petróleo e Gás Natural (ANP). Começa então o período pós-monopólio da Petrobrás e uma nova fase da indústria do petróleo no Brasil, em que as atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural passam a ser exercidas mediante contratos de concessão precedidos de licitação, na forma estabelecida na Lei.

As mudanças decorrentes da Lei n° 9.478/97 foram positivas para o país, destacando-se a criação da agência reguladora, que substituiu a Petrobras como órgão responsável pela execução do gerenciamento do petróleo no país, bem como permitiu a formação de parcerias com empresas interessadas em participar do

processo de abertura do setor, representando uma tentativa de trazer novos investimentos para o país (AMORIM, 2006).

A Lei n° 9.478/97 demonstra que a indústria do petróleo no Brasil atingiu maturidade e estava sendo aberta para permitir uma interação equilibrada entre o Estado e a iniciativa privada e possibilitar novos investimentos. A flexibilização do monopólio aumentou a competitividade do Brasil no mercado internacional. Embora essa indústria seja altamente globalizada, importante salientar que a Lei n° 9.478/97 exigiu que as empresas que exercem as atividades previstas na Lei, sejam constituídas em território brasileiro, independente de quem seja sua controladora ou afiliada (MENEZELLO, 2000).

De acordo com a ANP o objetivo governamental com a regulação da indústria brasileira do petróleo é introduzir pressões competitivas nesta indústria, estimulando o ingresso de agentes privados e a formação de parcerias entre a estatal nacional do setor e agentes locais e/ou estrangeiros, presentes e/ou potenciais entrantes na estrutura do mercado doméstico. Outro objetivo pretendido é o aumento substancial do fluxo de receitas fiscais, decorrente do alargamento da base de arrecadação com a entrada de novos operadores e o aumento da produção nacional (KRAUSE, SCHECHTMAN, 2000).

Entre as atribuições da agência reguladora, podem ser citadas: (i) implementar a política energética nacional de petróleo, gás natural e biocombustíveis, contida na política energética nacional, (ii) promover estudos visando à delimitação de blocos para concessão às atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural e (iii) elaborar os editais e promover as licitações para a concessão dos direitos de exercício das atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural, celebrando os contratos de concessão e fiscalizando a sua execução. As licitações realizadas pela ANP para concessão das atividades de E&P[28] passaram a ser conhecidas no mercado como Rodadas de Licitações (BRASIL, 1997).

[28] Exploração e Produção.

A ANP tem como finalidade promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo e gás natural, ficando as questões políticas de planejamento a cargo do CNPE e dos Ministérios. A Agência apenas realiza os estudos e pesquisas que possibilitarão uma decisão política (MENEZELLO, 2000).

A Lei n° 9.478/97 em seu artigo 31° estabeleceu que a Petrobrás deveria apresentar à agência reguladora, no prazo de três meses a partir data de sua publicação, para cada bloco onde tenham sido definidos prospectos, o programa de exploração, desenvolvimento e produção, contendo diversas informações que fornecessem o conhecimento das atividades de produção de cada campo[29], das atividades de exploração e desenvolvimento, acompanhadas dos custos incorridos, investimentos realizados e o cronograma de investimentos a ser realizado pela estatal.

A agência reguladora do setor foi implantada em 1998 e atualmente, ela é denominada Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, devido a Lei n° 11.097, de 13 de janeiro de 2005, que introduziu o biodiesel na Matriz Energética Brasileira (BRASIL, 2005).

As duas seções a seguir tratam das regras de transição estabelecidas para as atividades de E&P que encontravam-se em curso no país quando da edição da Lei nº 9.478/1997 e, como passou a se dar o acesso às atividades de exploração e produção deste recurso natural após a flexibilização do monopólio e o meio legal a ser utilizado pelas empresas. Considerando que, até aquele momento, somente a empresa estatal podia atuar como concessionária exercendo tais atividades, a transição ficou conhecida como Rodada Zero de Licitações e, representou a última etapa para a efetiva flexibilização do setor. A partir de então, a ANP realizou periodicamente licitações até o ano de 2008, quando em função das descobertas do Pré-Sal estas licitações foram interrompidas até que fossem concluídas as discussões a respeito das alterações necessárias na regulamentação.

[29] Os campos poderiam incluir uma área de segurança técnica, conforme previsto na Lei n.º 9.478/1997.

4.6 6ª fase: 1999 à 2008 – As Rodadas de Licitações para concessão das atividades de E&P

Em 1998 a ANP realizou a denominada Rodada Zero de Licitações para as atividades que já se encontravam em curso pela Petrobrás e, a partir de 1999 as bacias sedimentares brasileiras passaram a ser objeto de licitação. As Rodadas de Licitações realizadas pela Agência tem como objetivos: concessão de novas áreas, incremento do nível de atividade de exploração e produção no país, recomposição e aumento dos níveis de reserva, bem como diminuição da dependência energética externa.

Após estudos realizados pela ANP nas áreas que estavam em poder da Petrobrás, a Agência Reguladora concluiu que a estatal deveria firmar os respectivos contratos de concessão. A etapa conhecida como Rodada Zero é uma dispensa legal do procedimento licitatório à Petrobrás e, conforme o prazo previsto em Lei, em 06 de agosto de 1998, foram assinados 397 contratos de concessão entre a ANP e a estatal, como mostrado na Tabela 17. Cumprida esta etapa, a Petrobrás participou das próximas licitações da ANP em condições de igualdade com as demais empresas nacionais e estrangeiras, e passou a atuar no mercado como uma empresa concessionária da ANP (MENEZELLO, 2000).

Tabela 17: Contratos de Concessão da Rodada Zero de Licitações

Contratos de concessão assinados em 06/08/1998	
Blocos em exploração	115
Campos em desenvolvimento	51
Campos em Produção	231
Total	397

Fonte: ANP, 2011c

No decorrer do prazo exploratório de três anos, previsto no art. 33 da Lei do Petróleo, a Petrobrás devolveu à ANP 29 blocos exploratórios. Desta forma, em 6 de agosto de 2001 encontravam-se ainda em vigência 86 contratos de concessão,

referentes a blocos na fase de exploração. Destes contratos, somente 28 tiveram a fase de exploração prorrogada, mediante autorização da ANP, tendo em vista a notificação de descobertas reportadas à Agência. Assim, do total de blocos exploratórios inicialmente concedidos para a Petrobrás, somente 24% deste universo permaneceram sob concessão (ANP, 2011c).

O artigo 35 da Lei estabeleceu que os blocos não contemplados pelos contratos de concessão assinados com a estatal, bem como aqueles nos quais a Petrobrás não tenha obtido sucesso na fase exploratória, ou que não tenham sido ajustados com a ANP dentro dos prazos estipulados, seriam licitados pela Agência nas futuras Rodadas de Licitações visando a outorga de novos contratos de concessão, sob as normas gerais previstas na Lei n° 9.478/97.

Para as demais Rodadas de Licitação todas as condições para participação no leilão foram estabelecidas nos respectivos editais de licitação elaborados pela Agência Reguladora.

4.6.1 Concessão das atividades de exploração e produção

O Brasil tem grande potencial para exploração de petróleo e gás natural, sendo 29 bacias sedimentares com interesse para pesquisa de hidrocarbonetos, que equivalem a 7,5 milhões de km², dos quais 5,0 milhões de km² localizados *onshore* e 2,5 milhões de km² localizados *offshore*. Até maio de 2011, cerca de 311 mil km² estavam sob concessão (4,15% da área das bacias brasileiras) (ANP, 2011a).

A partir da flexibilização do monopólio do petróleo no Brasil, a realização das atividades exploratórias de forma contínua mostrou-se essencial e necessária para a manutenção das reservas e garantia da produção futura de petróleo e derivados, colaborando para o país reduzir a dependência energética externa.

As Rodadas de Licitações passaram a ser o meio de acesso para as empresas que desejam exercer atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural no país e, em caso de sucesso produzir esta fonte de energia estratégica, que a partir

do refino produz importantes derivados, destacando-se a gasolina e o óleo diesel. As licitações de âmbito internacional, realizadas pela ANP, têm como objetivo outorgar, às empresas vencedoras, as concessões para as atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural no território nacional (ANP, 2011b). Além disso, objetivam a participação crescente de grandes, médias e pequenas empresas, para que se ampliem a atividade exploratória e o número de agentes econômicos no país (MENEZELLO,2000).

Desde a sua implantação em 1998, a ANP realizou dez Rodadas de Licitações, em que foram leiloados blocos com risco exploratório e duas rodadas de áreas inativas contendo acumulações marginais. Neste trabalho não são apresentados os dados das duas Rodadas de Licitações de Áreas Inativas contendo Acumulações Marginais.

Em 1999, quando foi realizada a primeira rodada de licitações para concessão de blocos com risco exploratório, somente cerca de 458.000 km² encontravam-se concedidos, ou seja, somente cerca de 6,1% do total da área das bacias sedimentares existentes estava sendo explorada ou já se encontrava na fase de desenvolvimento e produção. Desta forma, nota-se que a realização periódica das rodadas de licitações permitiria conhecer melhor o potencial do país para obtenção destes recursos naturais, que inseridos na cadeia produtiva do setor podem garantir, entre outros benefícios, a auto-suficiência energética do país (ANP, 2011c).

O modelo de realização periódica das Rodadas de Licitações proporciona resultados positivos para o setor no Brasil, tais como o incremento da participação da indústria do petróleo no Produto Interno Bruto brasileiro, arrecadação expressiva das participações governamentais, atração de elevados investimentos, desenvolvimento da indústria nacional de bens e serviços, geração de empregos diretos e indiretos, aumento do conhecimento geológico e geofísico das bacias sedimentares brasileiras, entrada de novas empresas nacionais e estrangeiras no setor, criação de um nicho de pequenos e médios produtores nacionais, entre outros (AMORELLI; SILVA; CAMPOS, 2008).

4.6.2 Participação nas Rodadas de Licitações

Esta seção apresenta de forma resumida como se dá o processo de habilitação das empresas para participar nas Rodadas de Licitações promovidas pelo órgão regulador, bem como descreve, para o modelo de licitação desenvolvido pela Agência, a classificação adotada para as categorias de empresa operadora e o respectivo tipo de ambiente em que é permitida sua atuação, além de apresentar os modelos exploratórios das bacias sedimentares brasileiras e os objetivos pretendidos com a oferta de áreas em cada tipo de bacia.

Além da obrigatoriedade de cumprir os requisitos de natureza técnica, jurídica e financeira, as empresas interessadas em participar das licitações também devem atender todas as exigências estabelecidas no edital elaborado pela Agência, que compreendem o pagamento da Taxa de Participação e a Manifestação de Interesse.

Através da Manifestação de Interesse as empresas informam à ANP a intenção de participar da Rodada. Em relação a Taxa de Participação, o valor varia de acordo com a bacia onde estão localizados os blocos a serem licitados. Cumpridas estas etapas, as empresas obtêm acesso aos dados e informações geológicas disponíveis sobre os blocos que compõem a licitação e, após avaliação desse conteúdo, as empresas decidem se desejam prosseguir no processo da Rodada apresentando a oferta na sessão do leilão. Cabe lembrar que é permitido às empresas apresentar ofertas somente para os blocos para os quais tenham sido pagas as Taxas de Participação.

Assim, a empresa interessada em tornar-se concessionária da ANP, é considerada habilitada uma vez que tenha cumprido todos os requisitos, estabelecidos no edital, para a apresentação de ofertas, quais sejam: (i) manifestar interesse em participar da Rodada, (ii) atender os requisitos técnicos, jurídicos e financeiros para qualificação na modalidade desejada, conforme a área de interesse da empresa, (iii) pagar a Taxa de Participação e (iv) apresentar a garantia da oferta. Cumpridas estas etapas a empresa passa a ser denominada habilitada a participar da licitação da Agência.

Outro aspecto importante estabelecido pela Agência Reguladora refere-se aos critérios técnicos para qualificação de empresas que pretendem adquirir concessão de blocos com risco exploratório. As empresas podem ser classificadas como: Operadora A (a empresa está qualificada para operar em blocos localizados em águas profundas, águas rasas ou terra); Operadora B (a empresa está qualificada para operar blocos em água rasa ou em terra); Operadora C (a empresa está qualificada para operar somente blocos terrestres) e Não-Operadora (destinada às empresas que não são do segmento de exploração e produção de petróleo e gás natural, mas desejam participar da licitação). A empresa que deseja apresentar oferta na licitação deve, obrigatoriamente, ser qualificada como operadora de acordo com a categoria definida para a área objeto de interesse.

A empresa qualificada como Não-Operadora somente poderá participar da licitação, apresentando oferta, através de um consórcio, no qual a empresa líder tenha obtido a qualificação requerida para operar o bloco em questão. A Lei determinou que a operadora seja a empresa líder do consórcio, no entanto não anulou as disposições legais de que a responsabilidade entre as empresas consorciadas é solidária (MENEZELLO,2000).

Além disso, em relação as características das bacias sedimentares, a Agência estabeleceu três modelos exploratórios. Com base no modelo exploratório da bacia e no tipo de ambiente onde está localizado o bloco (terra, água rasa ou águas profundas), é definida a qualificação requerida para a empresa operar o bloco (ANP, 2011c).

- Áreas exploratórias em bacias maduras (denominadas áreas em bacias maduras): este modelo é orientado para oferecer oportunidades à pequenas e médias empresas e para a continuidade das atividades de exploração e produção em áreas bastante conhecidas, localizadas em bacias densamente exploradas, possibilitando a continuidade da exploração e produção de petróleo e gás natural em regiões onde essas atividades exercem importante papel socioeconômico. Nesta classificação são incluídas as bacias maduras

terrestres, visto que já se encontram em adiantado estado de exploração e produção;

• Áreas em bacias de fronteira tecnológica e do conhecimento (denominadas áreas de novas fronteiras): este modelo objetiva atrair investimentos para regiões ainda pouco conhecidas geologicamente ou com barreiras tecnológicas a serem vencidas, de forma a elevar o conhecimento geológico disponível, o que possibilita o surgimento de novas bacias produtoras;

• Áreas de elevado potencial (com grande potencial de descoberta): são orientadas a atrair os médios e grandes investidores nacionais e internacionais, com o objetivo de recompor as reservas nacionais de hidrocarbonetos e atender a crescente demanda interna de gás natural.

5 Reservas e produção de petróleo e gás natural

A evolução dos níveis de reserva e produção de petróleo e gás natural decorrentes das atividades de E&P realizadas no país é apresentada a seguir. Os números refletem o resultado do trabalho empreendido durante a fase de monopólio, bem como dos trabalhos e esforços desenvolvidos pelas novas empresas que passaram a integrar o grupo de concessionárias que atuam no território nacional. No final da seção também é apresentada a evolução dos volumes de petróleo importado e exportado pelo Brasil, obtidos a partir das informações divulgadas pela agência reguladora do setor em seus Anuários Estatísticos (ANP, 2011b, 2009).

5.1 Reservas de petróleo e gás natural

As atividades de exploração e produção realizadas no país, desde a abertura do mercado em 1997, possibilitaram que as reservas provadas de petróleo atingissem o patamar de 14,25 bilhões de barris no final de 2010. Em 1997, as reservas provadas foram contabilizadas em 7,1 bilhões de barris de petróleo, representando um crescimento da ordem de 100% neste período. Comparado com o ano de 2009, as reservas provadas cresceram 10,65% em 2010.

Em relação ao gás natural, as reservas provadas passaram de 227,6 bilhões de m^3 em 1997 para 423 bilhões de m^3 em 2010, correspondendo a um crescimento de 86%.

Além das reservas provadas, também é costume determinar o volume de reservas totais. As reservas provadas referem-se aquelas que se estimam recuperar comercialmente de reservatórios descobertos e avaliados, com elevado grau de certeza, e cuja estimativa realizada com base na análise dos dados geológicos e de engenharia considera as condições econômicas vigentes, os métodos operacionais usualmente viáveis e os regulamentos instituídos pelas legislações petrolíferas e

tributárias brasileiras. As reservas totais representam a soma das reservas provadas, prováveis[30] e possíveis[31].

As reservas totais de petróleo do país atingiram o patamar de 28,5 bilhões de barris em 2010. O crescimento em relação a 2009 é de 34,7%. Este aumento deve-se em parte a inclusão de reservas relativas a algumas áreas do pré-sal, que foram concedidas ainda no regime de concessão. Quando o monopólio da União foi flexibilizado, as reservas totais representavam 14,2 bilhões de barris no final de 1997.

Em relação ao gás natural, nesse mesmo período, as reservas totais cresceram 89%, passando de 435,4 bilhões de m^3 em 1997 para 824,7 bilhões de m^3 em 2010.

Das reservas provadas de petróleo, 93,6% localizam-se no mar. Merece destaque o Estado do Rio de Janeiro, que detém 82,2% destas reservas. O Estado do Espírito Santo aparece em segundo lugar contribuindo com 9,42%.

Com relação ao gás natural, no final de 2010, a maior parte das reservas provadas também se encontrava *offshore* (83,7%). O Estado do Rio de Janeiro possui a maior parcela destas reservas, com 52,1% do volume nacional. O Amazonas é o segundo Estado em participação nas reservas provadas de gás natural, com 13,2%. Em seguida, aparecem São Paulo (11,7%) e Espírito Santo (10,5%).

As descobertas realizadas no território nacional no período avaliado elevaram a posição do Brasil no *ranking* mundial dos países com as maiores reservas provadas de petróleo, que passou a ocupar a 15ª posição em 2010.

O Gráfico 10 apresenta a evolução das reservas provadas de petróleo no período 1997 – 2010.

---

[30] Reservas de petróleo e gás natural cuja análise dos dados geológicos e de engenharia indica uma maior incerteza na sua recuperação quando comparada com a estimativa das reservas provadas.

[31] Reservas de petróleo e gás natural cuja análise dos dados geológicos e de engenharia indica uma maior incerteza na sua recuperação quando comparada com a estimativa das reservas prováveis.

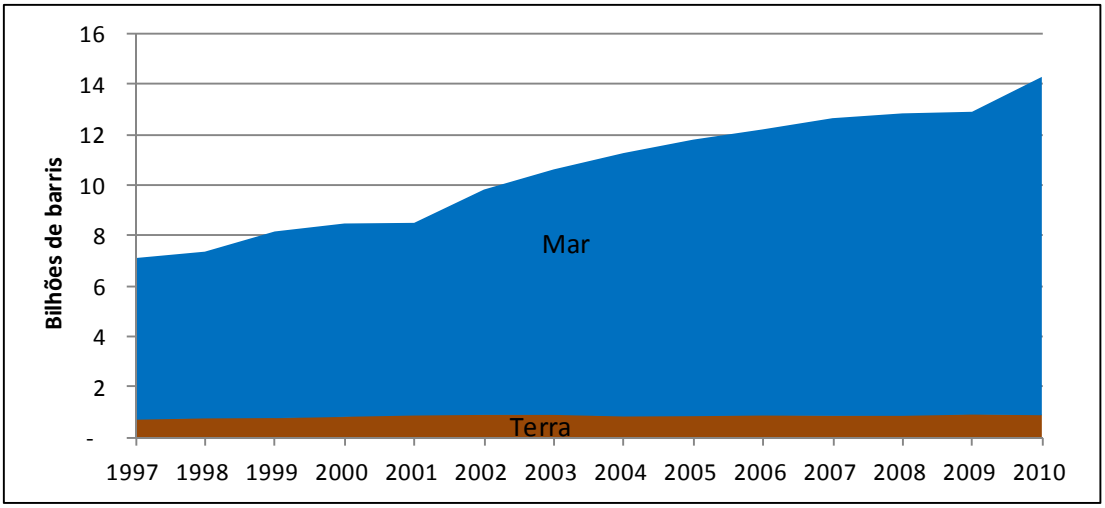


Gráfico 10: Reservas provadas de petróleo no período 1997- 2010.

Fonte: ANP; 2011b, 2009

5.2 Produção e Consumo

A produção nacional de petróleo[32] em 2010 foi de 750 milhões de barris, o que permite ao Brasil ocupar a 12ª posição no *ranking* mundial de produtores de petróleo. Em 1997, a produção de petróleo foi de 307,1 milhões de barris. O crescimento médio anual da produção brasileira foi de 5,3% nos últimos dez anos.

A maior parte da produção é extraída de campos marítimos - 684 bilhões de barris de óleo. O Estado do Rio de Janeiro, que tem sua produção toda localizada em mar, foi responsável por 79,3% do total. O Estado do Espírito Santo foi o segundo maior produtor do país com participação de 10,7%. Destaca-se também a produção *offshore* de São Paulo que cresceu 1.483% em relação a 2009. Na produção terrestre, a maior contribuição é do Estado do Rio Grande do Norte com 17,9 milhões de barris.

A produção nacional de gás natural[33] chegou a 22,9 bilhões de m³ em 2010. Em 1997, foram produzidos 9,8 bilhões de m³. Nos últimos dez anos, o crescimento médio anual foi de 5,6%. A maior parte da produção também é localizada em

[32] Inclui óleo cru e condensado, e exclui líquido de gás natural (LGN) e óleo de xisto.
[33] Inclui gás reinjetado, queimado, perdido e consumido nas áreas de produção, refino, processamento e movimentação de gás natural e o volume condensado na forma de LGN.

campos marítimos (73,7%). O Estado do Rio de Janeiro é o maior produtor, concentrando 44,2% da produção nacional, seguido pelo Amazonas, onde toda produção é extraída de campos terrestres e corresponde a 16,8% da produção nacional. No ranking mundial dos produtores de gás natural, em 2010 o país alcançou a 35ª posição.

A evolução da produção nacional diária de petróleo no período 1997-2010 é mostrada no Gráfico 11.

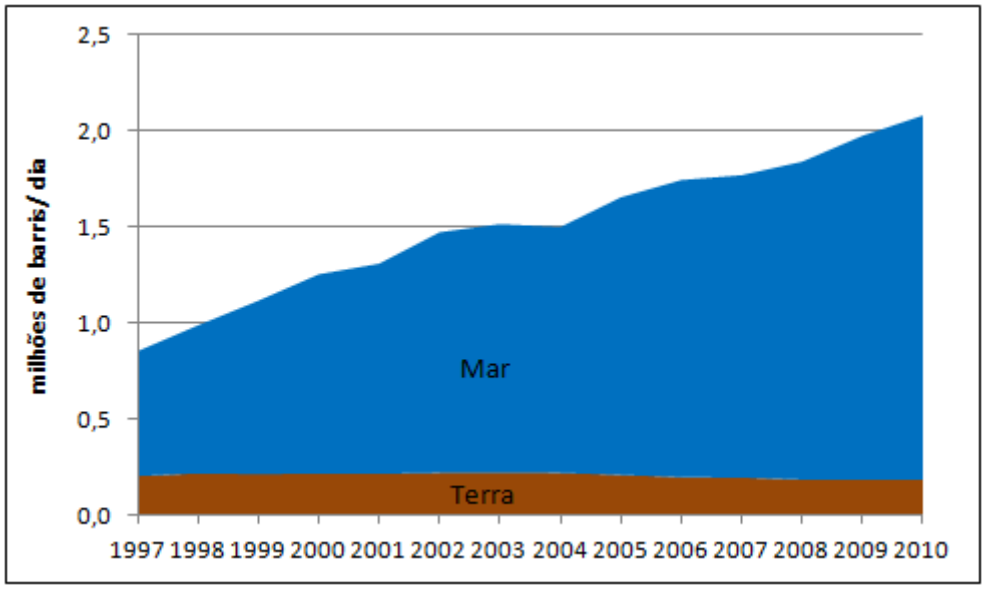


Gráfico 11: Produção nacional de petróleo no período 1997- 2010.

Fonte: ANP; 2011b, 2009

Em 2010, o Brasil ocupou a sétima posição no *ranking* de maiores consumidores de petróleo no mundo e o consumo nacional atingiu 2,08 milhões de barris/ dia. A evolução do consumo nacional de petróleo no período 1997-2010 é apresentada no Gráfico 12.

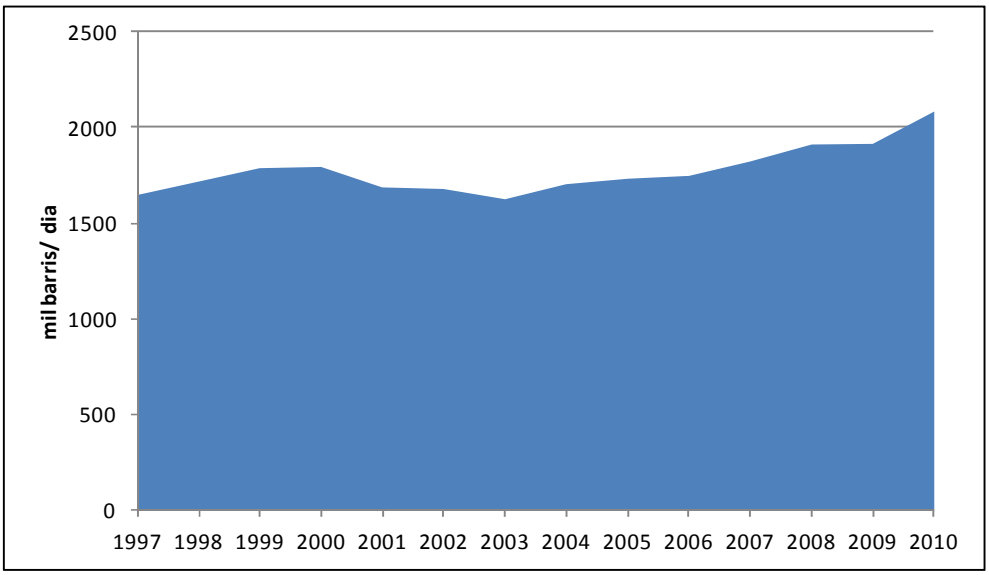


Gráfico 12: Consumo aparente nacional de petróleo no período 1997- 2010.

Fonte: ANP; 2011b, 2009

Desde a abertura do mercado o volume de petróleo importado pelo Brasil vem passando por reduções contínuas. Em 1997 o volume importado atingiu o patamar de 200 milhões de barris, enquanto em 2010 foram importados 123,6 milhões de barris. As principais regiões fornecedoras do Brasil neste ano foram África (65,2%) e Oriente Médio (27,9%), tendo sido também importado algum volume dos Estados Unidos, Reino Unido e ex-União Soviética.

Nota-se que o país passou a exportar algum volume de petróleo a partir do ano 2000 e, desde então os volumes destinados ao exterior têm sido crescentes. Em 2010, o volume exportado atingiu 230,5 milhões de barris, sendo o aumento anual do volume exportado de cerca de 20% nos últimos dois anos. Os principais destinos destas exportações foram: China (25,5%) e Índia (7,5%). A maior parte dos países europeus também adquiriu petróleo brasileiro, assim como Chile, Santa Lúcia, Peru e Ilhas Cayman.

A evolução da importação e exportação de petróleo entre 1997 e 2010 é mostrada no Gráfico 13:

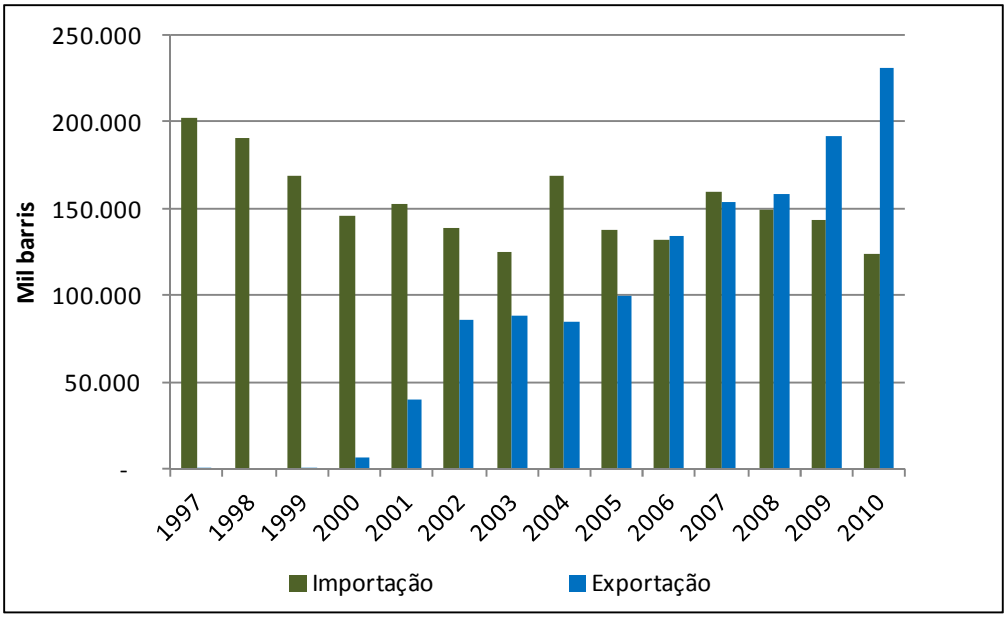


Gráfico 13: Importação e exportação de petróleo no período 1997- 2010.

Fonte: ANP; 2011b, 2009

5.3 Produção de gasolina

Tendo em vista o papel complementar do etanol em relação à gasolina no mercado de combustíveis veiculares para motores do ciclo Otto, este item da dissertação apresenta um panorama da produção nacional de gasolina, obtida a partir do refino do petróleo. No entanto, na dissertação é dada ênfase na disponibilidade de petróleo uma vez que este é matéria-prima para a produção de gasolina. Em relação a complementaridade dos dois combustíveis é importante destacar que o etanol hidratado pode ser utilizado em substituição à gasolina nos veículos equipados com motores *flex fuel*, e também encontra parcela adicional de utilização através da mistura obrigatória do etanol anidro na gasolina comercializada no país.

O refino do petróleo é realizado com a finalidade de obter vários tipos de derivados, entre eles os combustíveis automotivos e, compreende várias etapas abrangendo diversos processos físico-químicos. Normalmente as refinarias utilizam uma mistura de vários tipos de petróleo e a partir do conhecimento das características do óleo a ser refinado é possível ajustar as condições de processo para obter, com o menor custo possível, os derivados que se desejam produzir, bem como prever a

quantidade e a qualidade de cada fração, como a gasolina, que representa importante combustível para o abastecimento dos autoveículos leves. (VALLE, 2007) Tendo como base o ano de 2010, aproximadamente 19% do petróleo refinado no país corresponde ao volume de gasolina produzida.

De acordo com a ANP, através da Resolução ANP n.° 57, de 20/10/2011, são estabelecidas as seguintes especificações para as gasolinas de uso automotivo (ANP, 2011a):

- gasolina A - combustível produzido por processo de refino de petróleo ou formulado por meio da mistura de correntes provenientes do refino de petróleo e processamento de gás natural, destinado aos veículos automotivos dotados de motores ciclo Otto, isento de componentes oxigenados;

- gasolina C - combustível obtido da mistura de gasolina A e etanol anidro combustível, nas proporções definidas pela legislação em vigor.

As gasolinas A e C podem ser do tipo comum ou *Premium*. A gasolina tipo A-*Premium* apresenta uma formulação especial que fornece ao produto maior octanagem e é, também, isenta de etanol. A gasolina tipo C-comum, é a única que pode ser comercializada no mercado nacional para abastecimento de veículos, e é preparada pelas distribuidoras de combustíveis que têm a incumbência de adicionar o etanol anidro à gasolina tipo A-comum. O percentual de etanol anidro é estabelecido em legislação específica e varia entre 18-25%. Da mesma forma, a gasolina tipo C-*Premium* é elaborada pela adição de etanol anidro à gasolina do tipo A-*Premium*. (VALLE, 2007)

Em 2010, a gasolina automotiva tipo A representou 25,2% dos combustíveis consumidos no setor de transportes, enquanto o etanol representou 17,3%. Comparando com o ano de lançamento do Proálcool (1975), a gasolina e o etanol representaram 50,4% e 0,4%, respectivamente, do consumo de combustíveis no setor.

O Gráfico 14 apresenta o panorama do mercado de gasolina automotiva no país, retratando os volumes de produção, importação e exportação no período de 1997 à 2010.

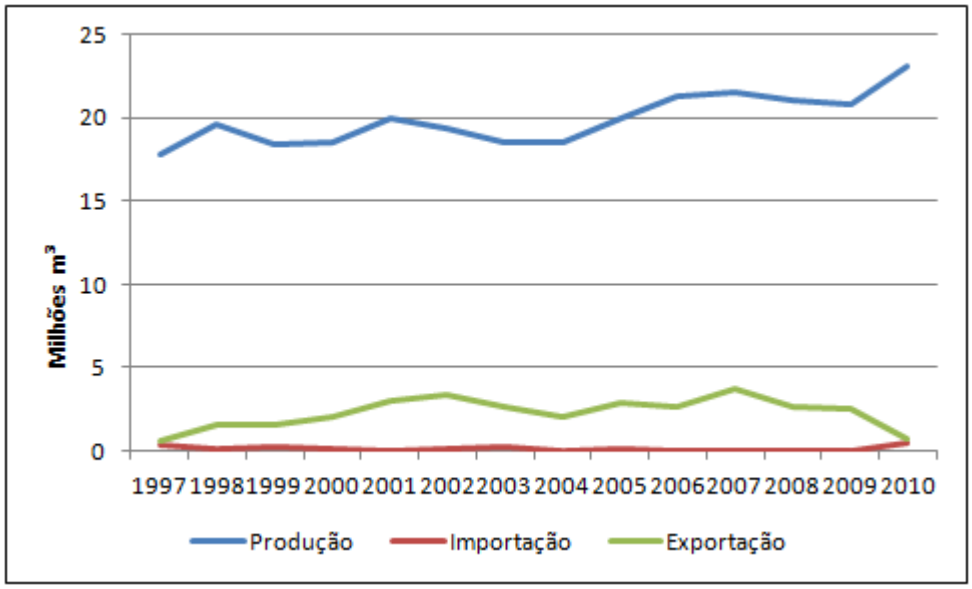


Gráfico 14: Evolução da produção, importação e exportação de gasolina A
Fonte: ANP, 2007; 2011b

Dois fatores colaboraram para a auto-suficiência nacional na produção de gasolina: (i) o próprio aumento da produção nacional de petróleo e (ii) a implantação do Proálcool em 1975 com a mistura obrigatória de etanol anidro na gasolina em percentuais que variam entre 18-25%, conforme determinação legal, e a ampliação do uso de etanol hidratado como combustível veicular, que levou a redução da participação do combustível fóssil na matriz de combustíveis veiculares.

5.4 Evolução da exploração e produção de petróleo: Rodadas de Licitações

Esta seção contém uma breve descrição de algumas diretrizes estabelecidas pela União para a seleção de áreas a serem licitadas e para a realização das licitações para concessão das atividades nas áreas com risco exploratório, que passaram a ser o único meio legal de acesso a exploração e produção de petróleo e gás natural.

As Rodadas de Licitações são descritas, destacando suas principais características e os resultados obtidos, do ponto de vista da oferta de blocos e valores arrecadados. As informações utilizadas foram obtidas no sítio oficial das Rodadas de Licitações da ANP (ANP, 2011c). Os dados são apresentados separadamente em dois grupos: Primeira à Quarta Rodadas e Quinta à Décima Rodadas, devido as características comuns de cada grupo. Os números apresentados refletem as orientações da política energética adotada nos períodos em questão, no que se refere a oferta de blocos e ao ritmo objetivado para as atividades de exploração e produção no país. Ao final da seção os principais indicadores são agrupados e apresentados em forma gráfica. Também é ilustrado o perfil das áreas licitadas, e os índices de aproveitamento de cada licitação, fornecendo uma visão a respeito do desempenho destas licitações.

Os dados e informações que subsidiaram a elaboração deste trabalho foram obtidos no sítio eletrônico da ANP, no sítio oficial das Rodadas de Licitações, bem como em artigos a respeito do tema. A partir de uma análise das informações disponíveis é possível apresentar os resultados a seguir.

A Primeira Rodada de Licitações representou um marco na história da exploração de petróleo e gás natural no Brasil, tendo em vista que nesta licitação ocorreu, de fato, a flexibilização do monopólio da União sobre as atividades de exploração e produção, possibilitadas pelo novo regime regulador (ANP, 2011c). Para as licitações realizadas entre os anos de 1999 e 2002 - Primeira a Quarta Rodadas, a Agência Reguladora foi responsável por executar todas as fases da licitação.

Em 2003, a Resolução n° 8 do CNPE, de 21 de julho, estabeleceu a política de produção de petróleo e gás natural e definiu as diretrizes para a realização das licitações de blocos com risco exploratório ou de áreas com descobertas já caracterizadas, nos termos da Lei nº 9.478/97. O artigo 1° da Resolução n° 8 do CNPE, estabeleceu como política nacional a expansão da produção de petróleo e gás natural como forma para atingir e manter a auto-suficiência do país e a intensificação da atividade exploratória, objetivando incrementar os volumes de reservas do País (BRASIL, 2003).

As diretrizes a serem observadas pela ANP na implementação da política nacional para a realização das futuras Rodadas de Licitações, foram determinadas no artigo 2° da Resolução n° 8 do CNPE. Destacam-se as diretrizes previstas nos incisos I e III (BRASIL, 2003):

> I - fixar percentual mínimo de conteúdo nacional para o fornecimento de bens e serviços utilizados na exploração e produção de petróleo e gás natural, ajustando-os permanentemente a evolução da capacidade de produção da indústria nacional e aos seus limites tecnológicos;
>
> III - incluir blocos, setores ou áreas produtoras em bacias maduras, estabelecendo condições para a promoção da participação de pequenas empresas e a continuidade das atividades de exploração e produção nestas áreas, onde a atividade exerce importante papel sócio-econômico regional;

Entre as diretrizes estabelecidas pelo CNPE é reforçada a importância do papel exercido pelas pequenas empresas no desenvolvimento regional das áreas onde são realizadas as atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural. Observa-se que entre os objetivos das futuras licitações está presente o aumento da participação de pequenas e médias empresas no setor, bem como o desenvolvimento da indústria nacional de bens e serviços.

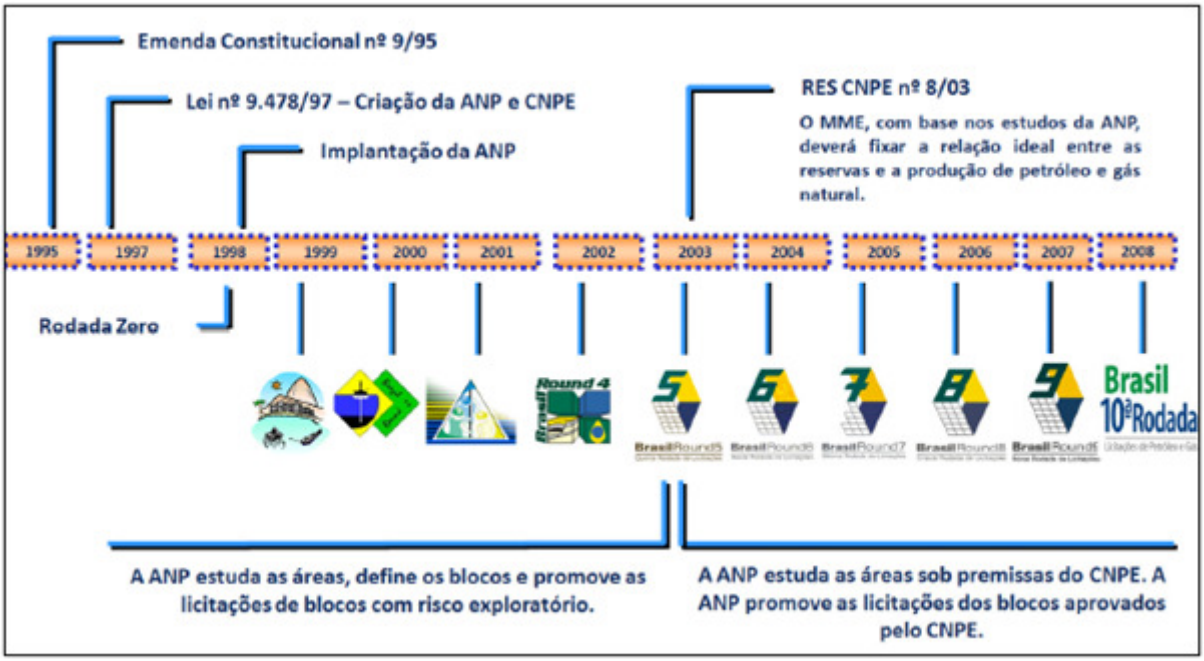
Além disso, o artigo 3 da Resolução n° 8 do CNPE, estabeleceu que o Ministério de Minas e Energia (MME), com base em estudos realizados pela ANP, fixará a relação ideal entre as reservas e a produção de petróleo e gás natural, dimensionando e priorizando a oferta de blocos exploratórios que permita a produção de petróleo e gás natural necessários à auto-suficiência e manutenção de um volume de reservas adequado para o Brasil. A Resolução n° 8 do CNPE também referendou a realização da Quinta Rodada de Licitações, já em curso na data de sua publicação e ratificou os blocos selecionados pela ANP, tendo em vista estarem em conformidade com os objetivos da política nacional para o setor.

Assim, a partir da Sexta Rodada de Licitações, o CNPE autoriza a ANP a realizar os estudos de áreas passíveis de serem submetidas ao procedimento licitatório, de

acordo com as premissas estabelecidas. O resultado dos estudos das bacias sedimentares, propondo os blocos a serem licitados, é apresentado pela Agência ao MME, que, por sua vez, encaminha ao CNPE. Após aprovação do CNPE, a Rodada de Licitação é autorizada, podendo a Agência dar prosseguimento aos procedimentos necessários para realização do certame.

A Figura 4 mostra um resumo da evolução ocorrida nas Rodadas de Licitações de blocos com risco exploratório, desde a flexibilização do monopólio a partir da Emenda Constitucional n° 9/95, que permitiu a contratação das atividades de pesquisa e lavra das jazidas de petróleo e gás natural até a realização da Décima Rodada de Licitações.

Figura 4: Evolução das Rodadas de Licitações



Fonte: AMORELLI; SILVA; CAMPOS, 2008

Estas licitações são normalmente divididas em dois grupos, conforme segue abaixo:

- Primeira à Quarta Rodadas de Licitações – realizadas entre 1999 e 2002. Os critérios de julgamento das ofertas incluíam apenas o valor do Bônus de Assinatura e o percentual de Conteúdo Local. Os editais destas licitações estabeleciam para o Programa Exploratório Mínimo (PEM) um valor mínimo

pré-definido, mas exigiam que fosse ofertado um valor relativo ao programa a ser desenvolvido pela concessionária. Outra característica importante refere-se ao tamanho dos blocos licitados, que apresentavam áreas extensas.

- Quinta à Décima Rodadas de Licitações – realizadas entre 2003 e 2008. O PEM foi incorporado aos critérios já utilizados para o julgamento das ofertas. As empresas deveriam ofertar os valores referentes ao Bônus de Assinatura, PEM[34] e o percentual de Conteúdo Local. Nestas Rodadas, os blocos licitados possuem em média áreas menores, quando comparados aos blocos do primeiro grupo de Rodadas e sua delimitação segue o novo modelo adotado pela Agência.

5.4.1 Primeira a Quarta Rodadas de Licitações

A Primeira Rodada de Licitações foi realizada em junho de 1999, tendo os seguintes objetivos: (i) incrementar os esforços exploratórios no Brasil, (ii) facilitar a transferência de tecnologia e o uso das melhores práticas da indústria do petróleo, (iii) possibilitar a entrada do setor privado, nacional e internacional, nas atividades da indústria do petróleo no país, (iv) promover a livre concorrência e (v) aumentar a competitividade do País no mercado internacional (ANP, 2011c).

Os blocos selecionados pertenciam a 8 bacias sedimentares, oferecendo uma grande variedade de oportunidades. Foram ofertados 27 blocos com risco exploratório, localizados em regiões *onshore* e *offshore*. Dos blocos localizados *offshore*, 12 pertenciam as Bacias de Santos e Campos, apresentando diferentes tamanhos e tipos de oportunidades, abrangendo ambientes desde águas profundas em fronteiras exploratórias ou em bacias maduras, até prospectos de gás em águas rasas. Com relação aos blocos terrestres, foram ofertados alguns situados em bacias onde recentemente haviam sido descobertas acumulações comerciais de gás

[34] Da Quinta à Décima Rodadas de Licitações, o PEM passou a ser expresso em Unidades de Trabalho (UT), devendo ser cumprido integralmente durante o Primeiro Período de Exploração do contrato. A UT representa uma unidade de conversão, definida para os diferentes trabalhos exploratórios que podem ser realizados pelo concessionário e permite avaliar a melhor oferta para a União, uma vez que permite ter uma previsão dos investimentos mínimos a serem realizados na área concedida, e é utilizada para fins de aferição da execução do PEM durante a vigência do contrato de concessão.

natural. Nesta Rodada foram arrematados e concedidos 12 blocos exploratórios, arrecadando R$ 321,6 milhões em bônus de assinatura. Os blocos licitados apresentavam extensa área (média de 4.500 km²). A área total concedida foi de 54,6 mil km² (ANP, 2011c).

A Segunda Rodada de Licitações, realizada em junho de 2000, marcou a consolidação do processo de abertura e entrada de novos agentes no mercado nacional de E&P. Além dos objetivos da Primeira Rodada, a Segunda Rodada também objetivou (i) fixar as bases para o desenvolvimento de um setor petrolífero competitivo, eficiente e dinâmico, (ii) atrair tanto as grandes como as pequenas empresas e também as empresas nacionais, bem como dar continuidade ao processo de concessão de áreas exploratórias iniciado na Rodada anterior (ANP, 2011c).

Nesta Rodada foram oferecidos 23 blocos exploratórios, localizados em 9 bacias sedimentares. A área média dos blocos foi de 2.500 km². Os blocos selecionados apresentavam uma variedade de ambientes geológicos, bem como possibilidades para ocorrência de óleo e gás e um espectro de oportunidades com prospectos variados abrangendo desde águas rasas a ultra-profundas, além de blocos em bacias terrestres maduras ou de novas fronteiras. A oferta de blocos *onshore* de tamanho mais reduzido permitiu a reformulação de alguns critérios de qualificação, o que possibilitou a participação de empresas de pequeno porte ou iniciantes. Foram concedidos 21 blocos exploratórios, correspondendo a 48 mil km² e arrecadação de R$ 468,2 milhões em bônus de assinatura (ANP, 2011c).

Dando continuidade ao processo de abertura do mercado, praticando a livre concorrência com regras claras e não discriminatórias, a Agência realizou em junho de 2001 a Terceira Rodada de Licitações. Esta Rodada manteve a tendência de redução no tamanho dos blocos, cuja área média foi de 1.695 km² e também ofereceu várias oportunidades para empresas de todos os portes e perfis.

Na Terceira Rodada observa-se o objetivo da ANP otimizar o potencial exploratório ofertando blocos que interessassem um universo plural de companhias, englobando pequenas e grandes empresas independentes, *majors* e companhias de energia.

Foram licitados 53 blocos exploratórios localizados em uma variedade de áreas, com ambientes em terra, águas rasas e águas profundas. Os blocos *offshore* ofertados correspondiam a áreas de novas fronteiras exploratórias. No entanto, a maior parte das oportunidades *onshore* encontrava-se em bacias maduras (8 blocos) e o restante em bacias de novas fronteiras. Com este perfil de blocos terrestres, a Terceira Rodada de Licitações também apresentou várias oportunidades para atrair novas empresas para o mercado brasileiro. Foram concedidos 34 blocos, equivalente a 48,6 mil km² de área e arrecadados R$ 594,9 milhões de bônus de assinatura (ANP, 2011c).

A Quarta Rodada de Licitações foi realizada em junho de 2002, em uma conjuntura econômica desfavorável. No entanto, esta Rodada manteve os compromissos, até então praticados pela Agência, de manutenção da transparência e cooperação com a indústria, conforme o padrão das licitações realizadas anteriormente, bem como manutenção das regras e procedimentos já conhecidos pelo mercado (ANP, 2011c).

Esta Rodada também apresentou objetivos relacionados a oferta de oportunidades para empresas de perfis variados, manutenção da continuidade das atividades exploratórias já consolidadas nas bacias maduras, de grande importância para o desenvolvimento regional, bem como o estímulo à entrada de empresas em áreas com menor grau de conhecimento e maior risco - as áreas denominadas como novas fronteiras exploratórias. Nesta Rodada foram ofertados 54 blocos exploratórios localizados em 18 bacias sedimentares, contendo oportunidades *onshore* e *offshore*. A área total licitada foi de 144 mil km², sendo a maior área licitada desde a Primeira Rodada de Licitações. O tamanho médio dos blocos licitados foi de 2.669 km² (ANP, 2011c).

Entre as características da Quarta Rodada, podem ser citadas: (i) exclusão de áreas ambientalmente sensíveis e área indígenas já conhecidas, (ii) oferta de blocos adequados a uma diversidade de empresas, representando boas oportunidades de investimento, (iii) maior diversidade de oportunidades, uma vez que foram ofertados blocos que compreendiam áreas abrangendo desde bacias maduras a novas fronteiras e águas rasas a águas profundas. Além disso, nesta época já havia interesse por reservas de gás, visto o desenvolvimento da infraestrutura de

distribuição de gás e o mercado de termoeletricidade que se encontrava em expansão. Na Quarta Rodada foram concedidos 21 blocos exploratórios, correspondente a uma área de 25,3 mil km². O bônus de assinatura arrecadado foi de R$ 92,3 milhões. Nota-se que apesar da Quarta Rodada de Licitações ter ofertado a maior área, entre as quatro licitações realizadas até este momento, esta rodada foi a que obteve os menores índices de área concedida e arrecadação de bônus de assinatura (ANP, 2011c).

A Tabela 18 apresenta os resultados, em relação aos blocos com risco exploratório, das quatro primeiras Rodadas de Licitações.

Tabela 18: Resultados da Primeira a Quarta Rodadas de Licitação por blocos ofertados

Rodada de Licitação	Rodada 1	Rodada 2	Rodada 3	Rodada 4
	1999	2000	2001	2002
Bacias Sedimentares	8	9	12	18
Blocos Licitados	27	23	53	54
Blocos Arrematados[35]	12	21	34	21
- Blocos *Onshore* Arrematados	0	9	7	10
- Blocos *Offshore* Arrematados	12	12	27	11
Blocos Concedidos	12	21	34	21

Fonte: ANP, 2011c

A Quarta Rodada foi a mais abrangente, ofertando blocos localizados no maior número de bacias sedimentares. Apesar da diversidade de áreas ofertadas, esta Rodada apresentou o menor índice de aproveitamento com relação aos blocos concedidos – 39%.

[35] A expressão bloco arrematado refere-se ao bloco para o qual foi apresentada oferta julgada vencedora na licitação. Após a assinatura do contrato de concessão o bloco passa a ser considerado concedido.

No primeiro grupo de Rodadas de Licitações houve cem por cento de sucesso para os blocos arrematados, uma vez que todos os contratos de concessão foram assinados.

O Gráfico 15 apresenta a distribuição, quanto a localização (mar ou terra) dos blocos arrematados. Observa-se que a Primeira Rodada foi caracterizada por todos os blocos arrematados estarem localizados *offshore*.

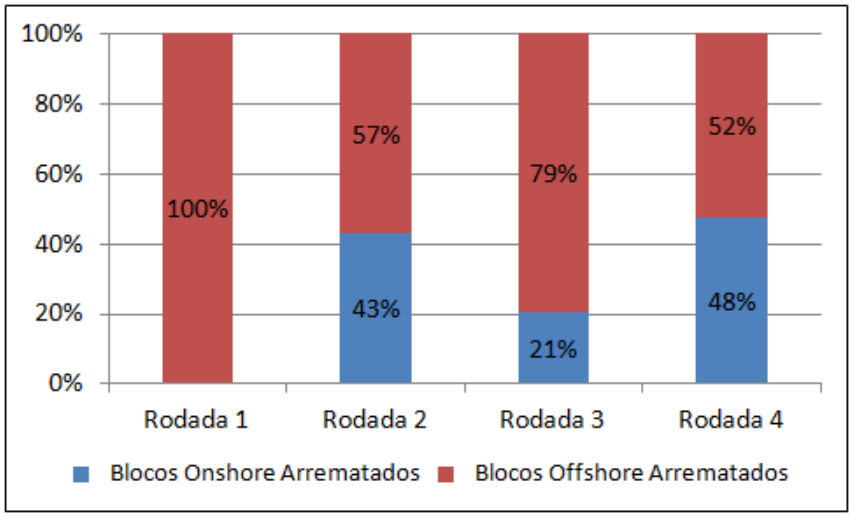


Gráfico 15: Distribuição dos blocos arrematados por localização
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP, 2011c

O Gráfico 16 mostra o percentual de blocos concedidos em relação ao total licitado. A Segunda Rodada obteve o melhor resultado, tendo sido concedidos 91% dos blocos licitados. Por outro lado, neste grupo de licitações, a Quarta Rodada obteve o menor índice de aproveitamento, conforme mencionado anteriormente.

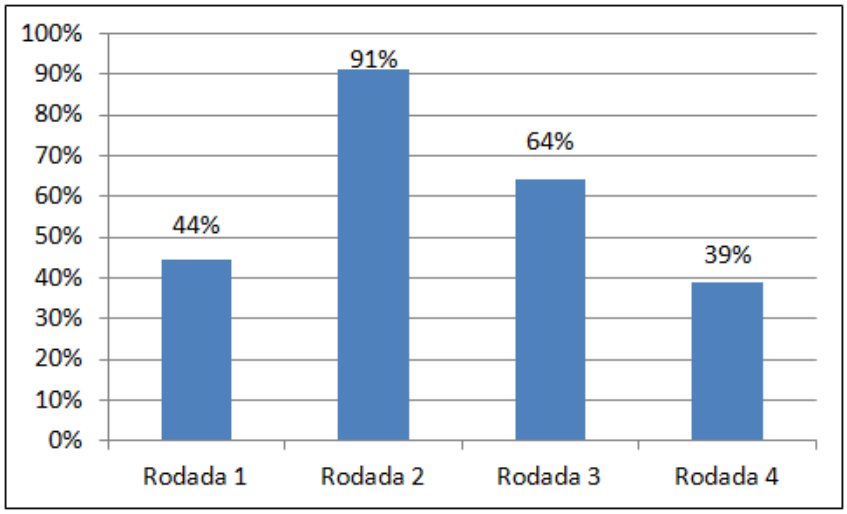


Gráfico 16: Distribuição dos blocos concedidos/ blocos licitados

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP, 2011c

A Tabela 19 apresenta os resultados das Rodadas em relação a área licitada (km²).

Tabela 19: Resultados das Rodadas de Licitação (área)

Rodada de Licitação	Rodada 1	Rodada 2	Rodada 3	Rodada 4
	1999	2000	2001	2002
Área Licitada (km²)	132.178	59.271	89.823	144.106
Tamanho Médio dos Blocos (km²)	4.895	2.577	1.695	2.669
Área Arrematada (km²)	54.660	48.074	48.629	25.289
Área Concedida (km²)	54.660	48.074	48.629	25.289
Área *Onshore* Concedida	0	10.227	2.363	10.620
Área *Offshore* Concedida	54.660	37.847	46.266	14.669

Fonte: ANP, 2011c

O índice de aproveitamento relativo à área concedida é apresentado no Gráfico 17 e mostra o resultado insatisfatório obtido na Quarta Rodada e o resultado positivo da Segunda Rodada.

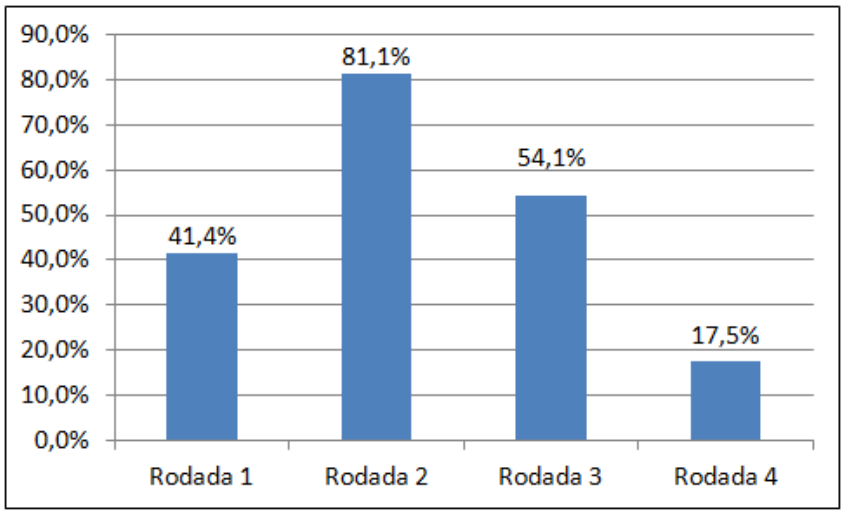


Gráfico 17: Índice de aproveitamento em relação a área concedida/ área licitada
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP, 2011c

5.4.2 Quinta à Décima Rodadas de Licitações

Em agosto de 2003, foi realizada a Quinta Rodada de Licitações na qual a ANP implantou a nova metodologia de desenho e licitação dos blocos exploratórios. Passou a ser adotado o modelo de "células", já utilizado em outras regiões, como o Golfo do México e o Mar do Norte. Neste modelo, as bacias são divididas em reticulados de aproximadamente 30 km² (células), que são agrupados de acordo com o grau de maturidade da bacia para determinar o tamanho dos blocos a serem licitados (TRIGO, 2010). Com este desenho, o tamanho médio dos blocos licitados foi de 179 km², ou seja, uma área significativamente inferior quando comparada às rodadas anteriores. Foram licitados 908 blocos exploratórios, localizados em 9 bacias sedimentares.

O novo modelo adotado pela Agência objetivou maior flexibilização na negociação dos blocos exploratórios, uma vez que as empresas podem definir seus objetivos a partir das unidades básicas de cada bacia. Esperava-se também incentivar a presença de novas empresas no segmento de exploração e produção de petróleo e gás natural, em especial as de médio e pequeno porte, bem como aumentar o dinamismo e a competição no mercado brasileiro de E&P, além de aumentar a atratividade das áreas licitadas (ANP, 2011c).

A Quinta Rodada foi concluída com a concessão de 101 blocos, equivalentes a uma área de 21,9 mil km², arrecadando R$ 27,4 milhões em bônus de assinatura, além de investimentos mínimos previstos para o PEM da ordem de R$ 363,5 milhões. Este resultado pode ser interpretado como reflexo da atratividade das áreas oferecidas e da cautela dos investidores em face das recentes mudanças no modelo da licitação (AMORELLI; SILVA; CAMPOS, 2008).

A Sexta Rodada de Licitações foi realizada em 2004, com a oferta de 913 blocos exploratórios com área média de 222 km², localizados em 12 bacias sedimentares. O edital desta Rodada definiu os modelos exploratórios para classificação das bacias sedimentares, atualmente adotados pela Agência: bacias maduras, bacias de novas fronteiras tecnológicas e bacias de elevado potencial. As áreas ofertadas apresentavam bom potencial com oportunidades diversificadas, tendo sido licitados blocos em águas profundas localizados em bacias de elevado potencial e de fronteira tecnológica, blocos em águas rasas localizados em bacias de fronteira tecnológica e blocos em terra localizados em bacias maduras.

O resultado da Rodada foi a concessão de 154 blocos, equivalentes a uma área aproximada de 39,6 mil km², destacando-se a arrecadação de R$ 665,2 milhões de bônus de assinatura e os investimentos mínimos para a fase de exploração relativas ao PEM estimados em R$ 2,05 bilhões.

Em dezembro de 2004, o CNPE editou a Resolução n° 2 aprovando a Sétima Rodada de Licitações de blocos para a exploração e produção de petróleo e gás natural, a ser realizada pela ANP no ano seguinte. Em seu artigo 3° a Resolução do CNPE definiu o objeto desta licitação: áreas em bacias maduras; áreas em bacias de novas fronteiras tecnológicas; áreas em bacias de elevado potencial de descobertas para gás natural e petróleo, com ênfase especial no potencial para a produção de gás natural, visando recompor as reservas nacionais e o atendimento da crescente demanda interna e, campos marginais de petróleo e gás natural, visando a reativação da produção de campos com reservas conhecidas, que não atraem o interesse econômico das grandes empresas. Em conjunto com a Sétima Rodada de Licitações dos blocos com risco exploratório, também foi realizada a Primeira Rodada de Campos com Acumulações Marginais. No entanto, este trabalho irá

abordar somente as informações relativas as rodadas de licitações de blocos com risco exploratório.

Desta forma, a Sétima Rodada de Licitações foi realizada em outubro de 2005 oferecendo 1.134 blocos com risco exploratório e área total de 397,6 mil km², abrangendo 14 bacias sedimentares. Os blocos apresentavam área média de 351 km². Foram ofertados 509 blocos *onshore* e 625 *offshore*. Dos 509 blocos terrestres, 438 estavam situados em bacias maduras e 71 em áreas consideradas de novas fronteiras. Dos 625 blocos marítimos, 87 estavam situados em áreas de elevado potencial e os 538 blocos restantes estavam situados em áreas de novas fronteiras. Nesta Rodada merece destaque o grande interesse das empresas participantes nos blocos localizados nas bacias de Campos, Santos e Espírito Santo, tendo em vista tratar-se de áreas com grande potencial para ocorrência de gás natural.

Foram arrematados 251 blocos exploratórios. No entanto, devido a algumas desistências, somente 240 blocos foram concedidos, correspondendo a uma área de 171 mil km². O total arrecadado com bônus de assinatura foi de R$ 1,08 bilhões e os investimentos mínimos na fase exploratória relativos ao PEM estimados em aproximadamente R$ 1,7 bilhões.

A Oitava Rodada de Licitações prevista para novembro de 2006 foi suspensa em seu primeiro dia por força de duas medidas liminares. No edital da Rodada estava prevista uma regra que restringia o número de ofertas vitoriosas, que tinha como objetivo estimular o processo concorrencial, garantir quantitativos eficientes de operação para os padrões da indústria e evitar eventuais descompassos entre o total de blocos arrematados e os efetivamente explorados. Foram ofertados 284 blocos distribuídos em sete bacias sedimentares, totalizando uma área de aproximadamente 101 mil km². Em relação aos modelos exploratórios ofertados 1,4% da área correspondia à bacia madura, 15,7% à de elevado potencial e 82,9% à áreas de nova fronteira, sendo a maior parte dos blocos *offshore* (90,2%).

Até o momento de suspensão da Rodada apenas dois setores foram arrematados: águas profundas na bacia de Santos, contendo oportunidades de elevado potencial e nova fronteira, e terrestre na bacia Tucano Sul. Foram arrematados 38 blocos,

totalizando aproximadamente 12 mil km² (4,95 km² em Tucano e 6,95 km² em Santos). Estes blocos apresentaram um expressivo valor de arrecadação de bônus de assinatura de R$ 587 milhões, ultrapassando os resultados de outras Rodadas, e mostrando que se a Rodada fosse concluída poderia ter sido estabelecido um novo recorde neste parâmetro.

Em 2007, através da Resolução n.° 2, o CNPE autorizou a realização da Nona Rodada de Licitações na qual seriam inicialmente licitados 312 blocos com risco exploratório. No entanto, devido aos resultados obtidos pela Petrobrás, apontando a existência de uma nova e significativa província petrolífera contendo estimativa de grandes volumes recuperáveis de óleo e gás na área do Pré-Sal (mega-campo de Tupi), o CNPE determinou, através da Resolução n° 6/2007, a exclusão de 41 blocos das Bacias de Santos, Campos e Espírito Santo, situados nesta área.

Sendo assim, a Nona Rodada de Licitações ofereceu 271 blocos localizados em 9 bacias sedimentares, totalizando 73 mil km² de área. Os blocos estavam distribuídos da seguinte forma: (i) 180 blocos *offshore*, sendo 111 em áreas marítimas de elevado potencial, com ênfase especial no potencial para produção de gás natural e 69 blocos em áreas de novas fronteiras marítimas, visando permitir o surgimento de novas bacias produtoras e (ii) 91 blocos *onshore*, sendo 29 blocos em áreas de novas fronteiras terrestres, visando atrair investimentos para regiões ainda pouco conhecidas geologicamente e 62 blocos em bacias terrestres maduras com o objetivo de oferecer oportunidades a pequenas e médias empresas.

Foram arrematados 117 blocos, totalizando uma área de 45,6 mil km². No entanto, apenas 108 blocos foram concedidos. Esta Rodada apresentou resultado recorde de arrecadação de bônus de assinatura no valor de R$ 2,1 bilhões, dos quais aproximadamente 90% correspondem a lances ofertados para blocos localizados nas bacias de Santos e Campos. O total previsto de investimento para o PEM foi de cerca de R$ 1,3 bilhões.

Em 3 de setembro de 2008, o CNPE editou a Resolução n° 10/2008, autorizando a ANP a realizar a Décima Rodada de Licitações. Assim, em dezembro de 2008, foi realizada a Décima Rodada, na qual foram oferecidas somente áreas terrestres

localizadas em bacias maduras e bacias de novas fronteiras tecnológicas, em conformidade com o estabelecido pelo CNPE. Foram oferecidos 130 blocos localizados em 7 bacias sedimentares, com área total de 70,3 mil km². A licitação destes blocos em área fora do Pré-Sal objetivou proporcionar oportunidades exploratórias para pequenas, médias e grandes empresas petrolíferas, bem como para a indústria nacional de bens e serviços.

A Décima Rodada foi concluída com 54 blocos arrematados, equivalentes a uma área total de 48 mil km², mas houve várias desistências e somente 40 blocos foram concedidos, representando cerca de 45 mil km², ou seja, apenas 63,9% da área licitada foi concedida. Esta Rodada arrecadou R$ 80,2 milhões em bônus de assinatura e R$ 553,9 milhões em comprometimento de investimentos mínimos na fase de exploração, relativo aos valores efetivos do PEM após a assinatura dos contratos de concessão.

A Tabela 20 apresenta os resultados, relativos aos blocos com risco exploratório, do segundo grupo de Rodadas de Licitações. Como a Oitava Rodada de Licitações foi suspensa durante sua realização, impedindo sua conclusão, os resultados parciais disponíveis não foram incluídos nesta seção.

Tabela 20: Resultados da Quinta a Décima Rodada de Licitação por blocos licitados

Rodada de Licitação	Rodada 5	Rodada 6	Rodada 7	Rodada 9	Rodada 10
	2003	2004	2005	2007	2008
Bacias Sedimentares	9	12	14	9	7
Blocos Licitados	908	913	1.134	271	130
Blocos Arrematados	101	154	251	117	54
Blocos Concedidos	101	154	240	108	40
- Blocos *Onshore* Arrematados	20	89	210	65	54
- Blocos *Offshore* Arrematados	81	65	41	52	-

Fonte : ANP, 2011c

Observa-se que da Quinta a Décima Rodadas foi oferecida uma quantidade de blocos com risco exploratório por licitação significativamente maior que no primeiro grupo de Rodadas. Destaca-se a Sétima Rodada que agregou o maior número de oportunidades em uma única licitação.

O Gráfico 18 apresenta a distribuição, quanto a localização (mar ou terra) dos blocos arrematados.

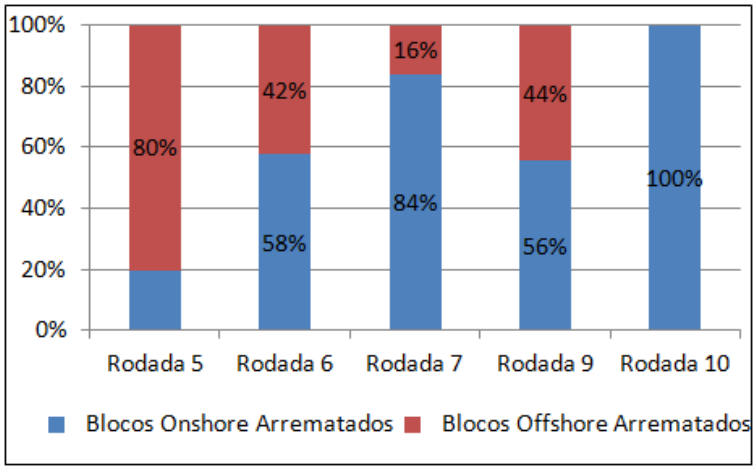


Gráfico 18: Distribuição dos blocos arrematados por localização

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP, 2011c

Ao contrário do que ocorreu no primeiro grupo de Rodadas, somente na Quinta e Sexta Rodadas todos os blocos arrematados foram concedidos. O Gráfico 19 mostra o percentual de blocos concedidos em relação ao total licitado.

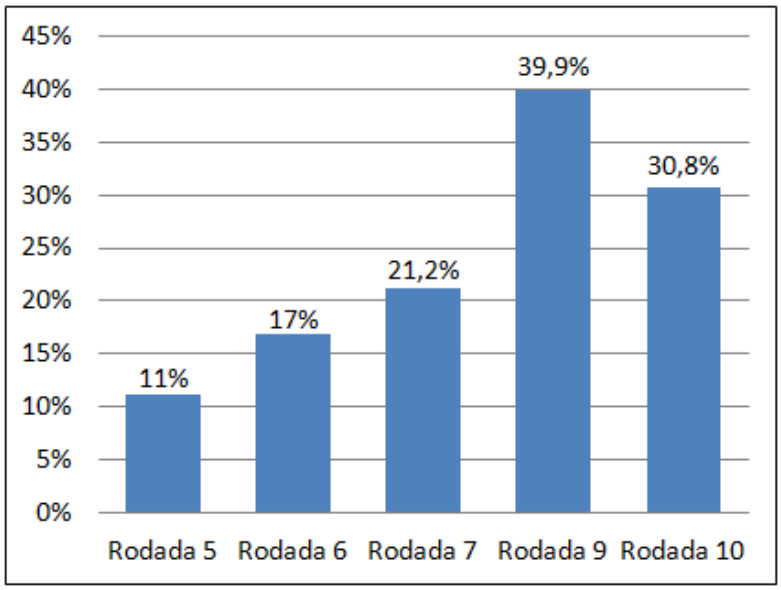


Gráfico 19: Distribuição dos blocos concedidos/ blocos licitados

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP, 2011c

A Nona e Décima Rodadas apresentaram os dois melhores índices de aproveitamento. A Quinta Rodada, apesar de ter inaugurado o novo modelo de desenho dos blocos licitados, bem como a modificação nos critérios de julgamento das ofertas, obteve o menor índice de aproveitamento.

Na Tabela 21 são apresentados os resultados da Quinta à Décima Rodadas em relação a área licitada.

Tabela 21: Resultados das Rodadas de Licitação por área

Rodada de Licitação	Rodada 5	Rodada 6	Rodada 7	Rodada 9	Rodada 10
	2003	2004	2005	2007	2008
Tamanho Médio dos Blocos (km²)	179	222	351	270	541
Área Licitada (km²)	162.392	202.739	397.600	73.079	70.371
Área Arrematada (km²)	21.951	39.657	194.651	45.614	48.030
- Área *Onshore* Arrematada	697	2.846	186.916	32.195	48.030
- Área *Offshore* Arrematada	21.254	36.811	7.735	13.419	-
Área Concedida (km²)	21.951	39.657	171.007	45.329	44.954
- Área *Onshore* Concedida	697	2.846	163.272	31.910	44.954
- Área *Offshore* Concedida	21.254	36.811	7.735	13.419	-

Fonte: ANP, 2011c

De acordo com as mudanças do novo modelo implementado na Quinta Rodada, observa-se que o tamanho médio dos blocos sofreu uma expressiva redução. Além disso, a partir desta licitação, o número de blocos licitados por Rodada aumentou significativamente.

No Gráfico 20 são apresentados os índices de aproveitamento em relação a área concedida. A Nona e Décima Rodadas também obtiveram os melhores resultados deste grupo de Rodadas, tendo a Décima Rodada, na qual foram licitadas somente áreas terrestres, apresentado o melhor aproveitamento.

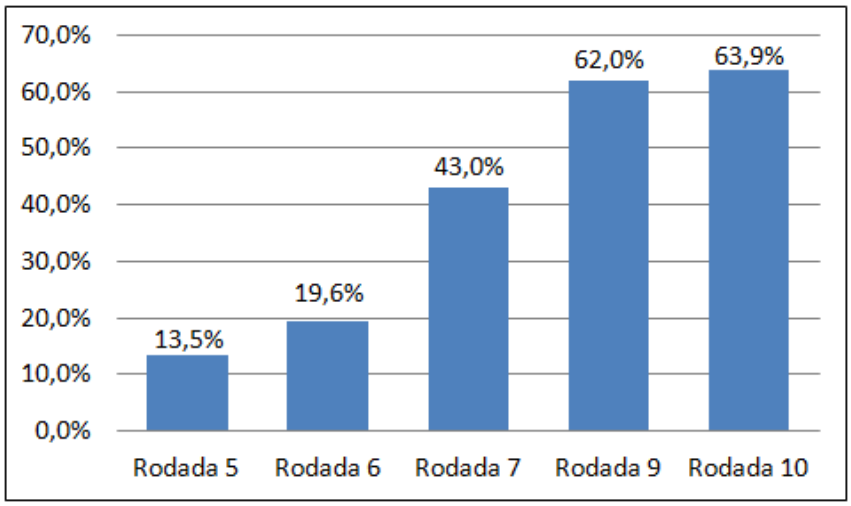


Gráfico 20: Índice de aproveitamento: área concedida/ área licitada

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP, 2011c

5.4.3 Resultados - Primeira à Décima Rodadas de Licitações

No que diz respeito a diversidade de áreas licitadas, a Quarta Rodada foi a mais abrangente, visto que ofertou blocos localizados em maior número de bacias sedimentares. Foram licitados blocos *onshore* pertencentes às bacias do Amazonas, Espírito Santo, Parnaíba, Potiguar, Recôncavo, São Francisco, São Luis e Solimões. Os blocos *offshore* pertencem as bacias de Barreirinhas, Campos, Cumuruxatiba, Espírito Santo, Foz do Amazonas, Jequitinhonha, Pará-Maranhão, Pelotas, Pernambuco-Parnaíba, Potiguar, Santos e Sergipe-Alagoas. A informação a respeito da bacia sedimentar onde estão localizados os blocos licitados fornece um indicativo de atratividade da Rodada para o mercado.

Os principais resultados, em matéria de oferta de blocos, são apresentados na Tabela 22.

Tabela 22: Resultados da Primeira à Décima Rodadas de Licitações

Rodada de Licitação	Rodada 1	Rodada 2	Rodada 3	Rodada 4	Rodada 5	Rodada 6	Rodada 7	Rodada 9	Rodada 10
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2008
Bacias Sedimentares	8	9	12	18	9	12	14	9	7
Blocos Licitados	27	23	53	54	908	913	1.134	271	130
Blocos Arrematados	12	21	34	21	101	154	251	117	54
- Blocos *Onshore* Arrematados	-	9	7	10	20	89	210	65	54
- Blocos *Offshore* Arrematados	12	12	27	11	81	65	41	52	-
Blocos Concedidos	12	21	34	21	101	154	240	108	40

Fonte: ANP, 2011c

Outro aspecto que diferencia os dois grupos de Rodadas é a quantidade de blocos licitados. Da Primeira a Quarta Rodadas foram oferecidos apenas 157 blocos, correspondendo a cerca de 5% do total ofertado da Quinta à Décima Rodadas, em que foram licitados 3.356 blocos. No que diz respeito a área, o primeiro grupo de licitações correspondeu a 425.378 km², equivalente a cerca de 50% da área licitada da Quinta a Décima Rodadas (906.181 km²).

O Gráfico 21 mostra o percentual de blocos concedidos por Rodada de Licitação. A diferença entre a quantidade de blocos arrematados e concedidos, ocorrida nas três últimas Rodadas, deve-se a desistência de algumas licitantes de assinar os contratos de concessão dos blocos arrematados.

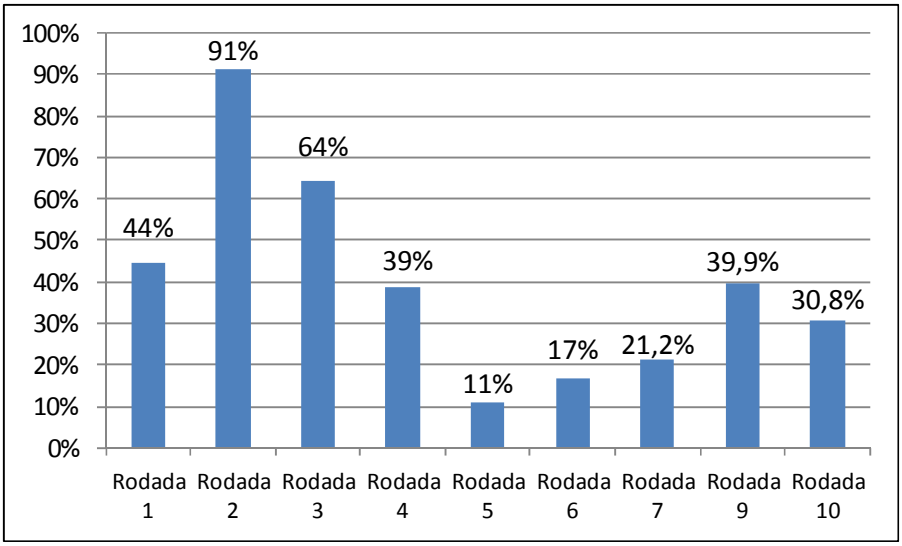


Gráfico 21: Distribuição de blocos concedidos/ licitados

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP, 2011c

O Gráfico 22 apresenta por Rodada de Licitação, a distribuição percentual de área concedida por tipo de ambiente. Até a Sexta Rodada foi predominante a concessão de áreas *offshore*.

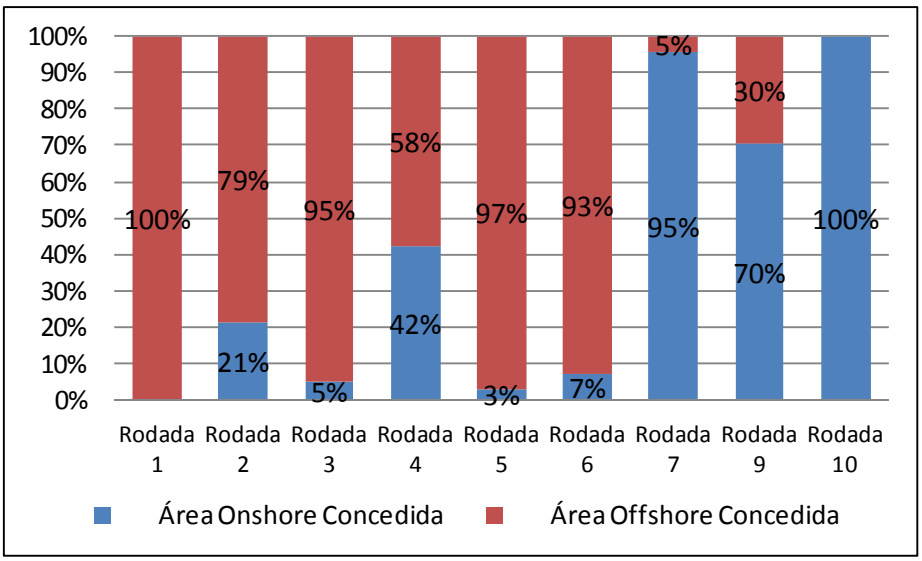


Gráfico 22: Distribuição da área concedida por tipo de ambiente

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP, 2011c

A Tabela 23 apresenta o perfil dos blocos oferecidos da Primeira à Décima Rodadas e o número de blocos concedidos por tipo de ambiente: terra, águas rasas e águas profundas. Além disso, são mostrados os índices de aproveitamento, destacando-se

a Segunda Rodada com 91%. Apesar de não considerar a influência de outros fatores, estes índices já permitem realizar uma avaliação do resultado das Rodadas.

Tabela 23: Perfil dos blocos e Índice de Aproveitamento da Primeira à Décima Rodadas de Licitação

Rodada de Licitação	Rodada1	Rodada2	Rodada3	Rodada4	Rodada5	Rodada6	Rodada7	Rodada9	Rodada10
Blocos Licitados	**27**	**23**	**53**	**54**	**908**	**913**	**1134**	**271**	**130**
Terra	4	10	10	15	262	294	509	91	130
Água Rasa	--	6	12	21	575	454	469	161	0
Água Profunda	23	7	31	18	71	165	156	19	0

Rodada de Licitação	Rodada1	Rodada2	Rodada3	Rodada4	Rodada5	Rodada6	Rodada7	Rodada9	Rodada10
Blocos Concedidos	**12**	**21**	**34**	**21**	**101**	**154**	**242**	**108**	**40**
Terra	0	9	7	10	20	89	201	56	40
Água Rasa	--	5	11	7	69	10	18	43	0
Água Profunda	12	7	16	4	12	55	23	9	0
Blocos sem oferta	**15**	**2**	**19**	**33**	**807**	**759**	**883**	**154**	**76**

Índice de Aproveitamento	Rodada1	Rodada2	Rodada3	Rodada4	Rodada5	Rodada6	Rodada7	Rodada9	Rodada10
Terra	0%	90,0%	70,0%	66,7%	7,6%	30,3%	39,5%	61,5%	30,8%
Água Rasa	--	83,3%	91,7%	33,3%	12,0%	2,2%	3,8%	26,7%	--
Água Profunda	52,1%	100%	51,6%	22,2%	16,9%	33,3%	14,7%	47,4%	--
Total (n.° de blocos concedidos/ licitados)	**44,4%**	**91,3%**	**64,2%**	**38,9%**	**11,1%**	**16,9%**	**21,3%**	**39,9%**	**30,8%**

Fonte: TRIGO, 2010

5.5 Empresas Participantes nas licitações para concessão das atividades de E&P

Esta seção descreve as Rodadas de Licitações do ponto de vista das empresas que participaram dos certames licitatórios, desde o início do processo na etapa de habilitação até a divulgação das empresas vencedoras. É apresentado um panorama geral das participantes, por Rodada de Licitação, destacando os principais pontos e como se deu a evolução da participação de empresas nacionais neste segmento. Os dados que subsidiaram este trabalho foram obtidos no sítio eletrônico da ANP e no sítio oficial das Rodadas de Licitações e mostram a distribuição das empresas vencedoras por país de origem. Em seguida os principais resultados são agrupados e é apresentada uma breve análise do desempenho destas licitações. A seção também contempla um panorama da evolução do mercado de exploração e produção ocorrido a partir da flexibilização do monopólio e da realização periódica das licitações para concessão destas atividades; o cenário atual das concessionárias que atuam no país e algumas perspectivas para o segmento de E&P.

5.5.1 Primeira Rodada de Licitações

A primeira licitação de blocos exploratórios realizada pela ANP tornou viável à outras empresas exercer as atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural no país, tendo 58 empresas manifestado interesse em participar da Primeira Rodada de Licitações, mas somente 38 empresas de 12 países foram habilitadas. O país que apresentou a maior participação entre as empresas habilitadas foi os Estados Unidos com 17 empresas, representando cerca de 45%, seguido do Reino Unido com 6 empresas, equivalente a 16%, e do Brasil com 3 empresas, equivalente a 8%.

Além da Petrobrás, mais duas empresas nacionais foram habilitadas: Companhia Vale do Rio Doce (CVRD) e Queiroz Galvão Perfurações. Na Primeira Rodada, foi majoritária a participação de grandes empresas, em especial, as estrangeiras interessadas em atuar no Brasil. A reduzida participação de empresas nacionais

pode ser explicada pelo incipiente desenvolvimento do mercado nacional decorrente do longo período de monopólio exercido pela empresa estatal do setor.

A CVRD participou visando a produção de gás natural para atender sua demanda de energia, tendo também participado da Nona Rodada. O grupo Queiroz, fundado em 1953, com origem no setor de construção, é formado por empresas que atuam em diversas áreas, tais como construção de rodovias, hidrelétricas, portos, empreendimentos imobiliários, agroindústria e siderurgia. Em 1980, visando diversificar suas atividades, foi fundada a Queiroz Galvão Perfurações que iniciou a atuação no setor de petróleo e gás natural, através de atividades de prestação de serviços de perfuração de poços. O grupo participou de todas as Rodadas de Licitações, com exceção da Quinta Rodada. Em função da bem sucedida atuação do grupo no setor de petróleo e gás natural e do potencial petrolífero e energético do país, a partir de setembro de 2010, as atividades de exploração e produção foram concentradas na Queiroz Galvão Exploração e Produção (QGEP, 2011).

Entre as empresas internacionais destaca-se a presença de algumas *majors*. Na Primeira Rodada participaram British Petroleum (BP), Chevron, Unocal, Phillips Petroleum, Mobil, Shell e Total. Além destas empresas internacionais, observa-se também a participação de algumas empresas que atuavam no segmento de distribuição de combustíveis, o denominado *downstream*, como a Repsol, YPF, Esso e Texaco[36].

Considerando que os blocos oferecidos apresentavam área, em média, 225 vezes maior do que as áreas ofertadas no Golfo do México, seriam necessários vultuosos investimentos na fase de exploração. Esta característica pode ter influenciado a competição pelas áreas ofertadas. Além disso, a maior parte das áreas ainda não havia sido explorada antes da criação da ANP. Neste cenário, metade dos blocos foi arrematada por empresas associadas em consórcios. A atuação de empresas através de consórcios minimiza os riscos para os participantes, no entanto pode diminuir a concorrência no processo licitatório. Além disso, havia um limite na qualidade das informações geológicas fornecidas pela Agência, tendo em vista o

[36] Em 2001, a Texaco foi comprada pela Chevron alterando sua denominação para Chevron Texaco.

conhecimento disponível na época. Desta forma, a Primeira Rodada foi adequada à participação de grandes empresas estrangeiras com atuação mundial no setor, visto que estas poderiam arcar com os riscos em questão, bem como apresentavam o porte financeiro exigido pela Agência (BRASIL ENERGIA, 1999).

Das 38 empresas habilitadas, somente 14 apresentaram ofertas. Em razão da novidade e incerteza derivada do leilão de áreas exploratórias no Brasil, foi reduzido o número de empresas que fizeram ofertas (SALGADO; MOTTA, 2008). A Petrobrás foi a única empresa nacional a concorrer de fato na Primeira Rodada, apresentando ofertas para arrematar blocos. Nesta licitação, 11 empresas de cinco países foram declaradas vencedoras, entre elas a Petrobrás, das quais cinco começaram a atuar no Brasil como operadoras e as restantes tornaram-se concessionárias na condição de não-operadoras.

Os novos *players* que passaram a integrar o mercado nacional, junto com a Petrobras, foram: Amerada Hess, Esso, Kerr-McGee, Texaco e Unocal (Estados Unidos), British Borneo e Eni (Grupo Agip - Itália), BP e Shell (Reino Unido) e YPF (Espanha). A Petrobrás apresentou uma participação expressiva arrematando blocos em consórcio com empresas estrangeiras.

A distribuição das empresas vencedoras por país de origem segue ilustrada no Gráfico 23.

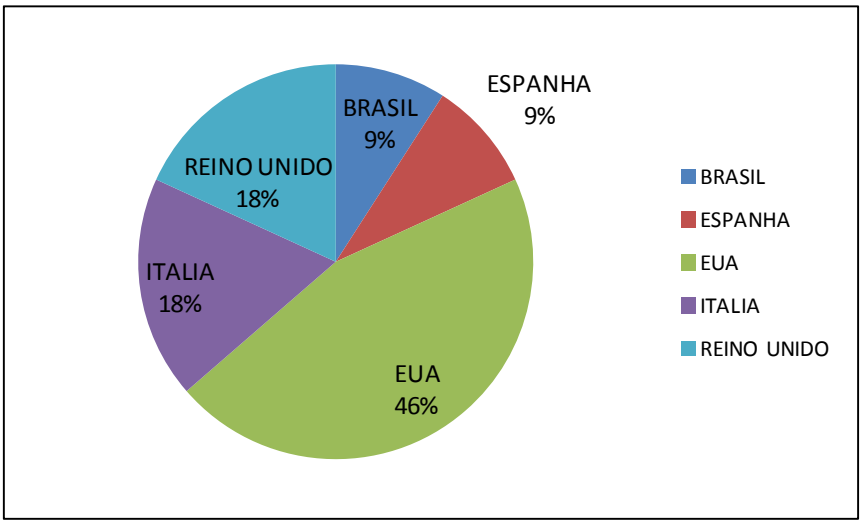


Gráfico 23: Distribuição das empresas vencedoras por país de origem na Primeira Rodada de Licitações
Fonte: ANP, 2011c

5.5.2 Segunda Rodada de Licitações

Na Segunda Rodada de Licitações o número de empresas que manifestou interesse foi inferior ao da Primeira Rodada, mas uma quantidade maior de empresas foi habilitada a participar do leilão, num total de 44 empresas, sendo 4 de origem nacional e 40 estrangeiras, correspondendo a um aumento de aproximadamente 15% em relação ao total de empresas habilitadas na Primeira Rodada. O perfil das áreas licitadas pode ter contribuído para despertar o interesse de um número maior de empresas pois foi mais equilibrada a variedade de áreas oferecidas por tipo de ambiente. Foram licitados blocos localizados em terra, águas rasas e águas profundas, enquanto que na Primeira Rodada a maior parte dos blocos oferecidos encontrava-se em águas profundas (85%) (TN PETRÓLEO, 1999).

Entre as 44 empresas habilitadas, os Estados Unidos foi o país com a maior participação – 16 empresas, equivalente a 36% seguido do Brasil com 5 empresas (11%), Canadá com 4 empresas (9%) e Reino Unido com 3 empresas (7%).

Também participaram empresas da Itália e Argentina (cada país representado por duas empresas), assim como da Alemanha, Austrália, Coréia, China, Dinamarca, Espanha, França, Japão, Nova Zelândia, Panamá, Peru e Portugal, sendo uma empresa de cada país, na fase de habilitação.

As novas empresas nacionais que participaram da licitação foram a Companhia Brasileira de Petróleo Ipiranga e a Construtora Norberto Odebrecht. A Ipiranga já atuava no Brasil no segmento de *downstream* e a Odebrecht, além da construção civil, também atua em diversos setores, como química, petroquímica, energia, etanol e óleo & gás. A Odebrecht foi a primeira empresa privada brasileira a atuar como prestadora de serviços na perfuração de poços *offshore* para a Petrobrás e adquiriu experiência através de parcerias estabelecidas com a estatal na década de 50. Atualmente, além da prestação de serviços, a Odebrecht também atua em E&P, tanto no país como no exterior e, em outubro de 2010, a empresa foi capitalizada com o ingresso da acionista Temasek Holdings, empresa de investimentos de Cingapura. As duas empresas também participaram da Terceira Rodada e o grupo Odebrecht participou da Nona e Décima Rodadas. (ODEBRECHT, 2011).

Entre as áreas oferecidas na Segunda Rodada, encontravam-se blocos localizados em bacias que não foram incluídas na primeira licitação - Sergipe/Alagoas, Recôncavo, Pará/ Maranhão e Amazonas. Além disso, das áreas licitadas, 12 blocos faziam parte de um grupo que havia sido devolvido pela Petrobrás em junho, dos quais cinco blocos pertenciam a Bacia de Santos, onde a estatal havia descoberto recentemente um super campo de óleo de 700 milhões de barris de reserva. Estas informações foram vistas de forma positiva pelo mercado (SIQUEIRA, 1999a).

Outros fatores favoráveis foram a redução do tamanho dos blocos (área média de 2,5 mil km^2) e o aumento do preço do óleo. A variação na cotação do petróleo, acompanhada pelo fim dos processos de fusão de algumas companhias que haviam concentrado a atenção dos investidores na época da Primeira Rodada, permitiu às empresas maior capacidade de investimento (SIQUEIRA, 1999a).

Para incentivar a participação da indústria nacional e de empresas estrangeiras de menor porte, a Agência implementou algumas mudanças na Segunda Rodada

como, por exemplo, redução no Patrimônio Líquido Mínimo exigido de US$ 10 milhões para US$ 3 milhões, para uma parte dos blocos localizados em terra. Outra mudança foi a não obrigatoriedade, em todos os blocos, de perfurar poços na primeira etapa do programa mínimo exploratório, mas apenas adquirir dados sísmicos 2D[37]. Somente na segunda e terceira fases do programa é que o concessionário teria a obrigação de perfurar poços exploratórios (SIQUEIRA, 1999b).

Outra medida adotada para incrementar a atividade exploratória em algumas regiões foi flexibilizar a apresentação da garantia do Programa Exploratório Mínimo (PEM). As empresas que obtivessem concessão de blocos localizados nas bacias terrestres maduras de Sergipe/Alagoas, Potiguar e Recôncavo, teriam carência de um ano, após a assinatura do contrato, para análise dos dados e decisão sobre a continuidade da atividade exploratória. Somente em caso de prosseguimento, seria obrigatória a apresentação das garantias relativas ao PEM (BRASIL ENERGIA, 2000).

Nesta Rodada, 27 empresas apresentaram ofertas - 4 empresas nacionais e 23 estrangeiras, representando um aumento de praticamente 100% na quantidade de empresas ofertantes em relação à Rodada anterior. Este número e os índices de aproveitamento já apresentados (Tabela 23) refletem o resultado positivo da Segunda Rodada de Licitações. A Petrobrás arrematou alguns blocos em consórcios com parceiros já conhecidos, como Chevron, Shell, YPF e Amerada Hess, e também se associou a novos parceiros, como Petrogal e BG International.

As outras empresas nacionais: Queiroz Galvão, Odebrecht e Ipiranga, marcaram boa presença, arrematando áreas em consórcios com outras empresas. Grandes empresas internacionais, como Texaco, Esso e Unocal, optaram por não apresentar lances nesta licitação. Entre as novas empresas estrangeiras que se tornaram concessionárias, estavam: Petrogal, PanCanadian, SK Corporation, Santa Fé, Union Pacific e a Rainier Engineering (ZAIDER, 2000).

[37] A sísmica 2D é um tipo de trabalho exploratório previsto no Programa Exploratório Mínimo, oferecido pela participante da Rodada, e é utilizado para adquirir dados geológicos da área sob concessão.

Na Segunda Rodada, 16 empresas de 8 países foram declaradas vencedoras, mostrando maior diversificação das concorrentes. Além disso, estiveram presentes companhias internacionais de médio porte e novas participantes nacionais, diferentemente da primeira licitação (COUTINHO et al, 2000). Da Segunda Rodada em diante foi verificada uma razoável presença de empresas de porte médio (SALGADO; MOTTA, 2008).

A distribuição das empresas vencedoras por país de origem segue ilustrada no Gráfico 24.

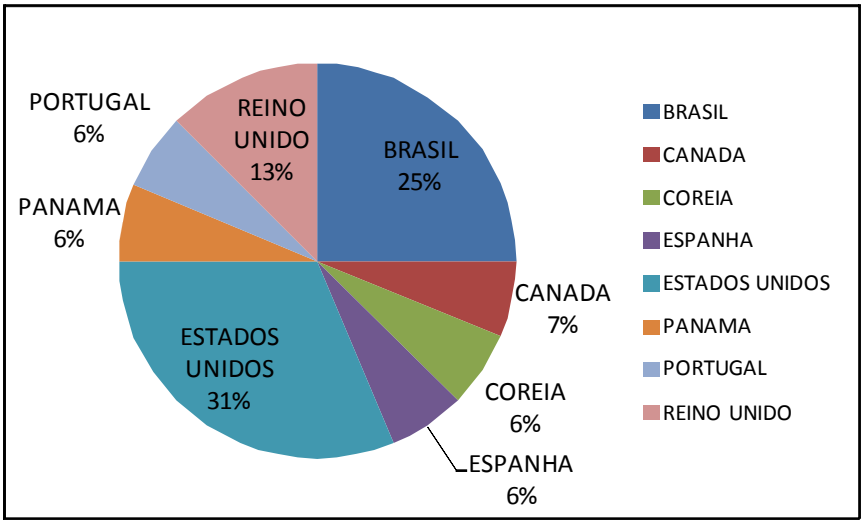


Gráfico 24: Distribuição das empresas vencedoras por país de origem na Segunda Rodada de Licitações

Fonte: ANP, 2011c

5.5.3 Terceira Rodada de Licitações

Na Terceira Rodada de Licitações 46 empresas manifestaram interesse e 42 empresas de 18 países foram habilitadas a participar do leilão. Este número foi semelhante ao obtido na Rodada anterior. O grupo de empresas habilitadas era composto por 5 nacionais e 37 estrangeiras. Da mesma forma que nas licitações anteriores, os Estados Unidos foi o país com a maior participação, tendo 15 empresas habilitadas (36%), seguido pelo Brasil, com 5 empresas (12%), Reino

Unido, com 4 empresas (10%) e Argentina com 3 empresas (7%). Também estiveram presentes empresas da Alemanha, Austrália, Canadá, Coréia, Dinamarca, Espanha, França, Ilhas Cayman, Itália, Japão, Noruega, Panamá, Peru e Portugal.

Entre as empresas nacionais habilitadas estavam presentes Ipiranga, Odebrecht, Queiroz Galvão e Petroserv, que participou pela primeira vez na Terceira Rodada. A Petroserv atua como prestadora de serviços, fornecendo torres de perfuração e navios para exploração e produção de petróleo *offshore*.

Da mesma forma que na Segunda Rodada, cerca de 61% das empresas habilitadas apresentaram ofertas - 26 empresas de 13 países, sendo 4 nacionais e 22 estrangeiras. Nota-se que a Odebrecht foi a única empresa nacional que não apresentou oferta.

O aumento no número de áreas oferecidas (53 blocos) e a redução no tamanho médio dos blocos foram dois fatores que favoreceram a receptividade desta Rodada pelo mercado. O maior volume de dados sísmicos disponíveis colaborou para que a ANP pudesse selecionar um número maior de áreas, além de incluir áreas indicadas pelas próprias empresas interessadas (SIQUEIRA, 2000).

Tendo em vista a quantidade de blocos oferecidos, havia expectativa que ocorresse maior disputa pelas áreas. Por outro lado, de acordo com a ANP, as operações de fusões e aquisições ocorridas entre as operadoras desde 1999 poderiam impactar o número de empresas interessadas (SIQUEIRA; 2000,2001).

Uma característica importante, que fornece alguns indícios a respeito da atratividade da Rodada, é a bacia sedimentar na qual estão localizados os blocos licitados. Na Terceira Rodada, a maior parte estava situada nas três principais regiões de exploração e produção do país – Campos, Santos e Espírito Santo, onde já haviam sido descobertos indícios de petróleo ou gás natural. Foram oferecidos 34 blocos nestas bacias, sendo, portanto, um atrativo para os investidores (CARDOSO, 2001).

Além disso, foi permitida a participação de empresas com patrimônio líquido mínimo individual de R$ 1 milhão, desde que formassem consórcios que tivessem

patrimônio líquido mínimo total de R$ 6 milhões para disputar uma parte dos blocos terrestres localizados em bacias maduras. Esta alteração objetivou diversificar o perfil de investimentos no setor. No entanto, nota-se que a maior parte dos blocos oferecidos (45 blocos) contemplava oportunidades destinadas às empresas de grande porte, tendo em vista os requisitos financeiros e técnicos estabelecidos no edital, como por exemplo, o patrimônio líquido mínimo de R$ 20 milhões.

Apesar de grandes empresas já terem adquirido algum portfólio no Brasil nas Rodadas anteriores, outras operadoras ainda não possuíam nenhuma concessão, em especial as de menor porte, o que despertou o interesse de novas empresas para participar na Terceira Rodada de Licitações.

Apesar das mudanças implementadas pela Agência, não houve aumento no número de empresas nacionais em relação a Segunda Rodada, tendo sido habilitadas 5 empresas, das quais 4 apresentaram ofertas e arremataram blocos: Ipiranga, Queiroz Galvão e Petroserv obtiveram concessões de áreas.

Entre os novos *players* estrangeiros que passaram a atuar no Brasil estavam Total Fina Elf, Samson, Den Norske (grupo Statoil), Ocean Energy (grupo Devon), Phillips, Koch Petróleo, Maersk e Wintershall. As empresas Shell e Amerada Hess continuaram expandindo seu portfólio no Brasil.

A participação das empresas nacionais diminuiu em relação a Rodada anterior (25% na Segunda Rodada e 18% na Terceira Rodada). No entanto houve diversificação do capital investido no setor, visto que na Segunda Rodada as empresas que arremataram blocos pertenciam a 8 países, enquanto na Terceira Rodada este grupo pertencia a 11 países, demonstrando o interesse do capital externo no setor brasileiro de óleo e gás.

Na Terceira Rodada de Licitações, foram declaradas vencedoras 22 empresas de 11 países. A Petrobrás manteve participação expressiva, que foi considerada normal pela ANP, tendo em vista o maior conhecimento sobre a região e o objetivo de cercar as áreas onde a empresa já atuava (CARDOSO, 2001). A distribuição das empresas vencedoras por país de origem segue ilustrada no Gráfico 25.

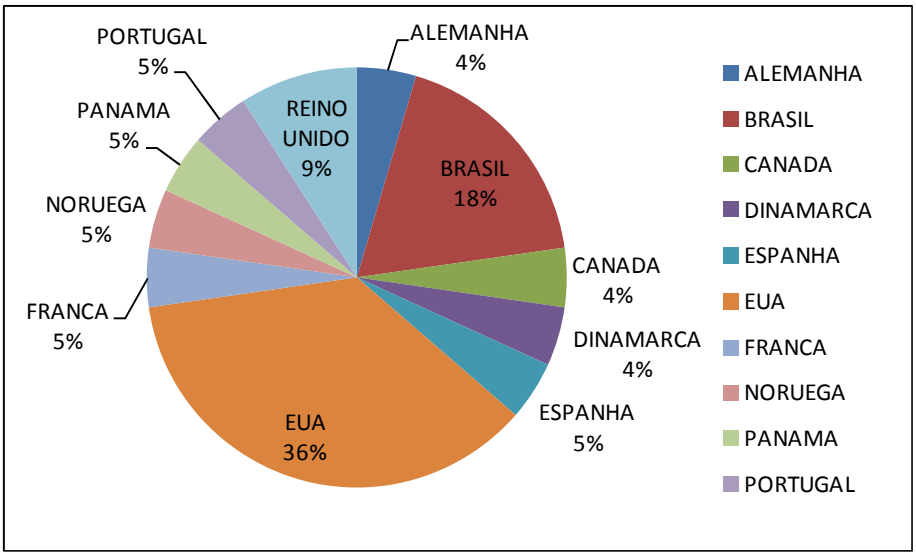


Gráfico 25: Distribuição das empresas vencedoras por país de origem na Terceira Rodada de Licitações

Fonte: ANP, 2011c

5.5.4 Quarta Rodada de Licitações

Na Quarta Rodada de Licitações 35 empresas manifestaram interesse em participar da licitação, tendo sido habilitadas 29 empresas de 15 países. As empresas nacionais habilitadas, além da Petrobrás foram: Queiroz Galvão, Starfish e PetroRecôncavo, sendo que as duas últimas participavam pela primeira vez do leilão da Agência. A presença de novas empresas nacionais mostra alguma diversificação do capital nacional no setor.

A Starfish, constituída em 1999 por ex-executivos da Petrobrás, foi a primeira companhia nacional independente de petróleo a atuar exclusivamente na área de E&P de petróleo e gás no Brasil e no exterior, tendo sido adquirida pela Sonangol da Angola em março de 2010 (STARFISH, 2011).

A PetroRecôncavo iniciou suas atividades em fev. 2000 através de prestação de serviços para a Petrobrás e, segundo dados da ANP, atualmente é a maior operadora independente de exploração e produção de petróleo e gás *onshore* do Brasil, em termos da produção diária em boe (PETRORECÔNCAVO, 2011).

Entre as empresas habilitadas, os Estados Unidos foi o país com a maior participação - 9 empresas (31%), seguido pelo Brasil (14%), Canadá com 3 empresas (10%) e a Noruega com 2 empresas (7%). Também estiveram presentes empresas da: Alemanha, Austrália, China, Dinamarca, Espanha, França, Ilhas Cayman, Panamá, Reino Unido e Rússia, todos com uma empresa habilitada. Nesta Rodada, houve uma redução significativa no número de empresas participantes de origem americana em relação às licitações anteriores.

Apesar da redução no número de empresas nacionais participantes, a presença destas empresas foi mais representativa na Quarta Rodada. Entre as empresas que obtiveram concessões, a participação de empresas nacionais se igualou a posição das empresas americanas, que até então havia sido o grupo mais representativo entre as empresas vencedoras.

As empresas nacionais obtiveram maior destaque devido a redução tanto no número de empresas americanas participantes, como na diversidade da origem das demais empresas. Observa-se que entre 1998 e 2002 ocorreram várias fusões de grandes empresas petrolíferas, como Exxon – Mobil, BP - Amoco, Total - Petrofina e Elf Aquitaine, Chevron - Texaco, Conoco – Phillips e, tais processos podem ter impactado no número de empresas participantes.

Além disso, a Quarta Rodada de Licitações foi realizada em um período pré-eleitoral conturbado, no qual o risco Brasil estava em alta, alimentado pelas desconfianças do sistema financeiro internacional, que havia sido abalado pelos escândalos ocorridos no mercado norte americano com empresas do setor de energia, como a Enron (CARDOSO, 2002). Aliado a este cenário, as grandes companhias mundiais de petróleo e gás já haviam participado das licitações anteriores e formado seus portfólios de exploração. Possivelmente por essas razões, a Quarta Rodada não tenha oferecido grandes atrativos para estas empresas (COELHO; VIGLIANO; CORDEIRO, 2002).

A ausência de grandes descobertas recentes também pode ter contribuído para o baixo número de interessados, conforme apontado por alguns analistas do mercado

(COELHO; VIGLIANO; CORDEIRO, 2002). Em contrapartida, outros analistas avaliaram que o baixo interesse do mercado poderia estar relacionado à estratégia de algumas companhias que optaram por aguardar a próxima licitação, na expectativa de ser oferecida uma parte dos blocos concedidos na Rodada Zero, previstos para serem devolvidos em agosto de 2003 (SIQUEIRA, 2002). Apesar disso, a Quarta Rodada de Licitações foi considerada vitoriosa pela Agência, uma vez que atraiu investimentos estrangeiros para o país, o que representou para a ANP um voto de confiança no setor de petróleo e gás do Brasil (CARDOSO, 2002).

Cerca de 59% das empresas habilitadas - 17 empresas de 9 países apresentaram ofertas na licitação. Foram declaradas vencedoras 14 empresas de 8 países e todas as empresas nacionais habilitadas arremataram blocos.

Entre as empresas estrangeiras que participavam pela primeira vez da licitação da Agência, podem ser citadas: LUKOIL (Rússia), Norsk Hydro e Statoil (Noruega). Das grandes empresas internacionais de E&P foram habilitadas: Shell, Total, Chevron-Texaco, Unocal e Phillips, mas somente Shell e Unocal arremataram áreas.

Apesar de ter sido uma licitação marcada pela ausência de grandes disputas, a Quarta Rodada introduziu novos *players* nas atividades de E&P no país, sendo observada a presença de empresas independentes no mapa das concessões petrolíferas brasileiras. Entre as empresas estrangeiras que entraram no mercado nacional de E&P, merecem destaque a BHP, Newfield, Dover Investments, Statoil e Partex.

Outro resultado positivo da Quarta Rodada foi a quantidade de áreas terrestres arrematadas: 67% dos 15 blocos *onshore* licitados foram arrematados, possibilitando o aumento da atividade exploratória em terra, ambiente em que as empresas nacionais obtiveram bons resultados, tornando-se operadoras das concessões.

Na Quarta Rodada, a Petrobrás foi a empresa que obteve o maior número de concessões, optando por atuar em consórcio com empresas estrangeiras (Shell, El Paso, Statoil, Unocal e Partex) nas áreas *offshore*. A distribuição das empresas vencedoras, por país de origem, segue representada no Gráfico 26.

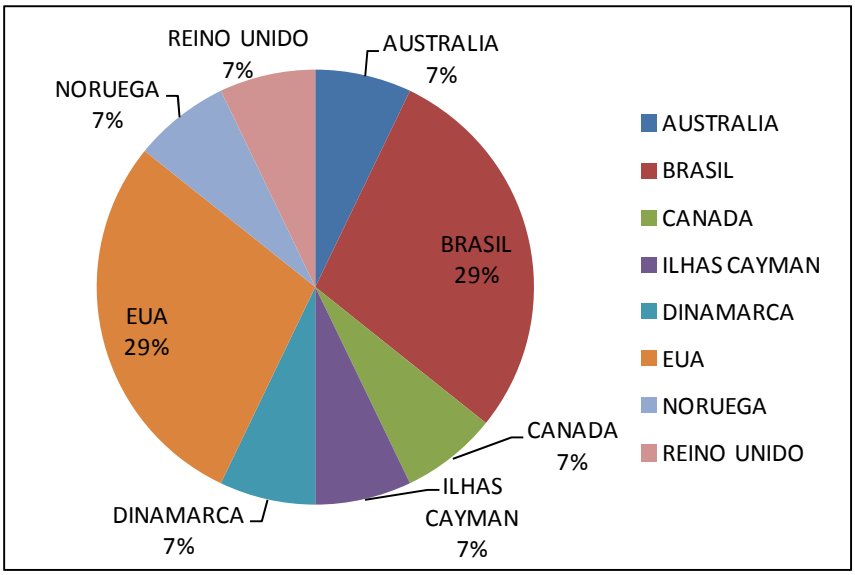


Gráfico 26: Distribuição das empresas vencedoras por país de origem na Quarta Rodada de Licitações

Fonte: ANP, 2011c

As quatro primeiras rodadas foram caracterizadas pela oferta de uma quantidade reduzida de blocos com áreas extensas, comparadas às Rodadas subsequentes. Além da extensão, na maior parte dos casos, os blocos estavam localizados em mar, com exceção da Segunda Rodada que apresentou proporção mais balanceada entre blocos *onshore* (43%) e *offshore* (57%). Estas duas características exigem elevados investimentos para o desenvolvimento das atividades de exploração e produção. Com isso, as primeiras rodadas atraíram, em sua maior parte, empresas de grande porte, em especial, as estrangeiras que visavam crescer em outros mercados e ampliar suas reservas e, por outro lado o número de participantes nacionais nestas Rodadas foi mais limitado. Nota-se que o número de empresas interessadas, bem como o porte das participantes refletiu o portfólio das áreas licitadas pela Agência.

Também foi observada a entrada no país de companhias independentes de petróleo, que operam exclusivamente no segmento de E&P, sendo sua receita oriunda da produção de petróleo. Como exemplo, pode-se citar a Anadarko, Newfield Exploration Company e Santa Fe Snyder Corporation (grupo Devon).

5.5.5 Quinta Rodada de Licitações

Na Quinta Rodada a ANP implantou o modelo de “células” para delimitação dos blocos exploratórios, conforme já adotado em outras regiões como o Golfo do México e Mar do Norte, passando a promover a licitação por setores. As bacias sedimentares brasileiras foram divididas em reticulados de aproximadamente 30 km², que seriam agrupados de acordo com o grau de maturidade da bacia para determinar o tamanho dos blocos licitados. Com a flexibilização do tamanho e desenho dos blocos, as empresas não precisariam adquirir concessão de grandes áreas onde muitas vezes estaria localizada apenas uma oportunidade que as interessasse, mas poderiam selecionar sua área de interesse (TRIGO, 2010). Desta forma, a Agência esperava diversificar o perfil dos participantes, estimulando a entrada de novas empresas no país, em especial as de pequeno e médio porte. No entanto, somente 18 empresas manifestaram interesse em participar da Rodada. Foram habilitadas 12 empresas de 8 países – 3 nacionais e 9 estrangeiras. Esta Rodada obteve o menor número de participantes comparado as demais licitações.

Entre as empresas nacionais, além da Petrobrás, foram habilitadas Starfish e Aurizônia. Também foi reduzido o número de empresas americanas habilitadas, sendo o Brasil e Estados Unidos representados por 3 empresas cada um, equivalente a 25% de participação e, participaram ainda empresas da Dinamarca, Espanha, Noruega, Panamá e Ilhas Cayman, cada um com uma empresa habilitada.

A Aurizônia - nova participante nacional - integra um grupo que atua em diversos segmentos, tais como mineração, siderurgia e portos, energia e foi criada com o objetivo de desenvolver atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural no Nordeste brasileiro, podendo também atuar na importação e exportação desses produtos (AURIZÔNIA, 2011). A empresa ingressou no setor de E&P, tornando-se operadora junto a ANP para desenvolver atividade em bacias terrestres maduras, atuando em áreas com pequeno e médio risco exploratório.

Somente metade das empresas habilitadas apresentou ofertas – 2 nacionais e 4 estrangeiras, representando o resultado mais baixo desde a realização da Primeira

Rodada. Ao contrário das licitações anteriores não estiveram presentes as grandes empresas do setor como Shell, BP, Agip, ChevronTexaco, Total Fina Elf e Phillips. Assim, a Quinta Rodada foi caracterizada pela baixa competição.

Empresas como Esso (EUA), Statoil (Noruega), Kerr McGee (EUA), Occidental e Starfish (Brasil) e Compañia Española de Petróleo obtiveram habilitação para participar, no entanto não apresentaram ofertas no leilão. Entre as empresas estrangeiras que participaram da Rodada, a dinamarquesa Maersk foi considerada a única empresa estrangeira de maior expressão a comemorar o resultado da licitação (SIQUEIRA; CORDEIRO, 2003).

Apesar da Quinta Rodada de Licitações ter apresentado o menor aproveitamento entre as demais Rodadas, a ANP manteve o novo modelo de células, tendo em vista o interesse do país em incentivar a participação de pequenas, médias e grandes empresas nas atividades de E&P (SIQUEIRA; CORDEIRO, 2003).

Além da mudança no modelo dos blocos, a ANP limitou para cada setor licitado a quantidade máxima de blocos terrestres que poderiam ser concedidos às empresas. Esta medida foi adotada para garantir a competitividade das empresas de pequeno porte perante as grandes empresas. O mercado avaliou que se não houvesse tal limitação, o número de áreas *onshore* concedidas teria sido maior e, por consequência, as empresas brasileiras de pequeno porte que arremataram blocos nestas áreas teriam adquirido um número maior de projetos de exploração, melhorando os indicadores da Rodada (SIQUEIRA; CORDEIRO, 2003). Outros fatores que também podem ter influenciado o resultado foram: o cenário geopolítico conturbado na época, com a iminência de conflitos no Oriente Médio; a recente transição governamental do país e em menor escala a expectativa do mercado pela oferta dos chamados *blue blocks*[38] originários da Rodada Zero, que foram devolvidos pela Petrobrás, mas não foram incluídos nesta licitação (TRIGO, 2010).

Por outro lado, em função das mudanças introduzidas pela Agência nos critérios de avaliação das ofertas, que passou a contemplar o índice de Conteúdo Local no

[38] Blue blocks foi a denominação utilizada para os blocos exploratórios concedidos à Petrobrás nos termos do art.. 34 da Lei n° 9.478/1997 através da Rodada Zero de Licitações.

Programa Exploratório Mínimo proposto pelas empresas, a indústria nacional fornecedora mostrou-se satisfeita com os resultados, uma vez que, desde a Primeira Rodada, foram obtidos os maiores índices de compromisso das operadoras com a aquisição de bens e serviços da indústria nacional (CORDEIRO, 2003).

As empresas vencedoras dividiram-se da seguinte forma: Aurizônia e Petrobrás (Brasil), Maersk (Dinamarca), New Field (EUA), Partex (Ilhas Cayman) e Sinergy (antiga Rainier Engineering – Panamá). A distribuição das empresas vencedoras, por país de origem, segue representada no Gráfico 27.

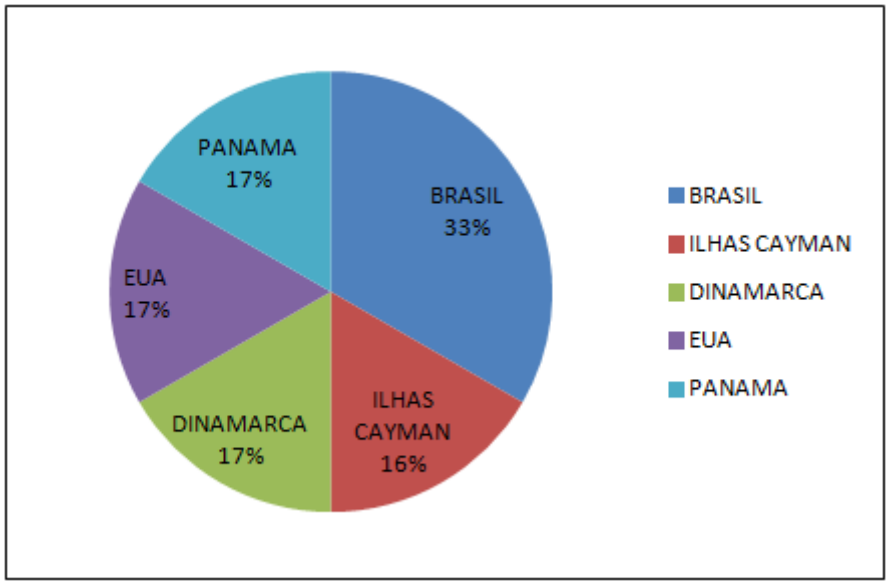


Gráfico 27: Distribuição das empresas vencedoras por país de origem na Quinta Rodada de Licitações

Fonte: ANP, 2011c

5.5.6 Sexta Rodada de Licitações

Na Sexta Rodada de Licitações 30 empresas manifestaram interesse em participar do leilão e foram habilitadas 24 empresas de 12 países, sendo 8 nacionais e 16 estrangeiras. Até a realização desta Rodada, este foi o maior número de empresas nacionais habilitadas, refletindo que as mudanças promovidas pela Agência reguladora, tanto em relação aos critérios de avaliação das ofertas quanto as áreas selecionadas, bem como o novo modelo de células dos blocos exploratórios,

promoveram a participação de novas empresas nacionais, assim como atraíram a atenção de novas empresas estrangeiras para ingressar no setor de E&P brasileiro.

Nesta Rodada foram oferecidas áreas com perfis diversificados que abrangeram bacias terrestres e marítimas, localizadas em regiões maduras, de elevado potencial e de nova fronteira. Também foi oferecida uma pequena parcela das áreas concedidas na Rodada Zero, que haviam sido devolvidas à Agência pela Petrobrás. Assim, a ANP esperava atrair empresas de pequeno, médio e grande porte e a expectativa era que ocorresse grande concorrência nas áreas de elevado potencial, correspondentes a 68 blocos (44% do total) (SIQUEIRA, 2004a).

O Brasil contou com 8 empresas habilitadas (33%), seguido pelos EUA com 5 empresas (21%) e Reino Unido com 2 empresas (8%). Também foram habilitadas empresas da Austrália, Canadá, Coréia, Espanha, França, Ilhas Cayman, Noruega, Panamá e Portugal, cada país com uma participante.

Entre as empresas nacionais habilitadas estavam presentes, além da Petrobrás, Aurizônia, PetroRecôncavo, Queiroz Galvão e Starfish, que ampliaram sua atuação nesta Rodada e, as novas participantes Arbi Petróleo, Schahin Engenharia e W. Washington Empreendimentos e Participações.

A W. Washington é oriunda do mercado de construção civil, presente no segmento de empreendimentos e participações em negócios e tem como área de atuação basicamente a prestação de serviços, concessões públicas e privatizações. Foi a primeira empresa privada nacional a atuar em atividades de E&P em campos marginais e em 2004 através da Sexta Rodada de Licitações tornou-se operadora em alguns blocos com risco exploratório (W. WASHINGTON, 2011).

A Arbi Petróleo pertence a um grupo presente no setor financeiro desde 1978, que atua buscando oportunidades de negócios, sem foco específico em um único segmento. Na época da Sexta Rodada, o grupo possuía participações em: mineração, através da Mineração Caraíba em sociedade com a Aurizônia, térmicas emergenciais a diesel, fabricação de equipamentos médico-hospitalares e um

projeto de biodiesel no Nordeste. A empresa também foi classificada como operadora e obteve algumas concessões (SIQUEIRA, 2004b).

A outra participante nacional – Schahin, faz parte de um grupo com atividades diversificadas, presente em importantes setores do país, tais como engenharia, desenvolvimento imobiliário, telecomunicações, petróleo e gás, energia e finanças. A divisão de petróleo e gás foi criada em 1982 para atuar na prestação de serviços especializados de perfuração e manutenção de poços de petróleo e gás, no entanto a empresa não obteve nenhuma concessão na Sexta Rodada. (SCHAHIN, 2011).

Uma parcela expressiva das empresas habilitadas apresentou oferta - 21 empresas de 11 países, sendo 7 nacionais e 14 estrangeiras. A Schahin foi a única empresa nacional que não apresentou oferta. Foram declaradas vencedoras 19 empresas de 11 países - 7 nacionais e 12 estrangeiras, sendo a participação das empresas nacionais entre as que obtiveram concessões de 37%, superior às Rodadas anteriores.

Nesta licitação também foi observada a ausência de grandes empresas internacionais, como Esso, Chevron-Texaco, BP e Agip. A Total e BG foram habilitadas, mas não apresentaram ofertas alegando que os blocos oferecidos estavam no limite de interesse dos seus grupos (SIQUEIRA; CORDEIRO, 2004). Por outro lado, grandes empresas como Shell e a estatal norueguesa Statoil ampliaram sua atuação no país. Importante salientar que a Statoil adotou uma estratégia mais agressiva de exploração, arrematando algumas áreas em consórcio com a Petrobrás, com quem compartilha uma visão de longo prazo e vem fazendo parcerias, através de acordos de cooperação envolvendo associação tecnológica para exploração e gerenciamento de reservatórios (SIQUEIRA, 2004c).

A ausência das *majors* pode ser explicada pelos projetos adquiridos nas Rodadas anteriores que ainda estavam em andamento na época de realização da Sexta Rodada e devido a expectativa de obter melhores resultados nestas concessões, bem como pelo aparecimento de outras oportunidades de maior porte localizadas em regiões como Rússia e Oeste da África, que podem ter atraído o interesse destas empresas (SIQUEIRA; CORDEIRO, 2004). Além disso, uma liminar do

Supremo Tribunal Federal que limitou a licitação à empresas nacionais, também pode ter comprometido a participação de empresas estrangeiras, embora esta liminar tenha sido derrubada antes do início do leilão (PIRES; CAMPOS FILHO, 2004).

Apesar desses aspectos, a Rodada foi considerada um sucesso pela Agência, uma vez que trouxe pequenas empresas nacionais, bem como petroleiras independentes, para integrar o mercado nacional de E&P. Pela primeira vez foram concedidos mais blocos *onshore* do que *offshore*: 89 e 65, respectivamente e, a cotação do barril que estava em torno de US$ 45, na época da Rodada, causou um efeito significativo nos projetos *onshore* que passaram a ser mais atrativos para as pequenas empresas. O aumento do nível de conhecimento das bacias maduras pelas empresas nacionais do setor também pode ter influenciado a participação destas empresas nas áreas terrestres (SIQUEIRA; CORDEIRO, 2004).

A partir da Sexta Rodada, observa-se que as empresas nacionais passam a ter uma presença mais expressiva nas licitações da ANP. Em relação às empresas estrangeiras, algumas ampliaram sua área de atuação obtendo novas concessões, como a Devon, Kerr McGee, Partex, Petrogal, Repsol YPF, SK Corporation e Synergy. Além disso, iniciaram atuação no país PortSea (Austrália), EnCana (Canadá) e Epic Gás (grupo americano El Paso).

Comparada com a licitação anterior, na Sexta Rodada aumentou o número de blocos arrematados mediante parcerias, o que foi visto como uma atuação do mercado mais cooperativa do que competitiva e que também pode estar associada a diluição dos riscos. A Petrobrás atuou cercando as áreas das bacias onde já haviam ocorrido indícios de descobertas ou que foram classificadas como áreas azuis[39] (PIRES; CAMPOS FILHO, 2004).

A distribuição das empresas vencedoras, por país de origem, segue representada no Gráfico 28.

[39] Tratam-se dos blocos exploratórios concedidos à Petrobrás na Rodada Zero de Licitações.

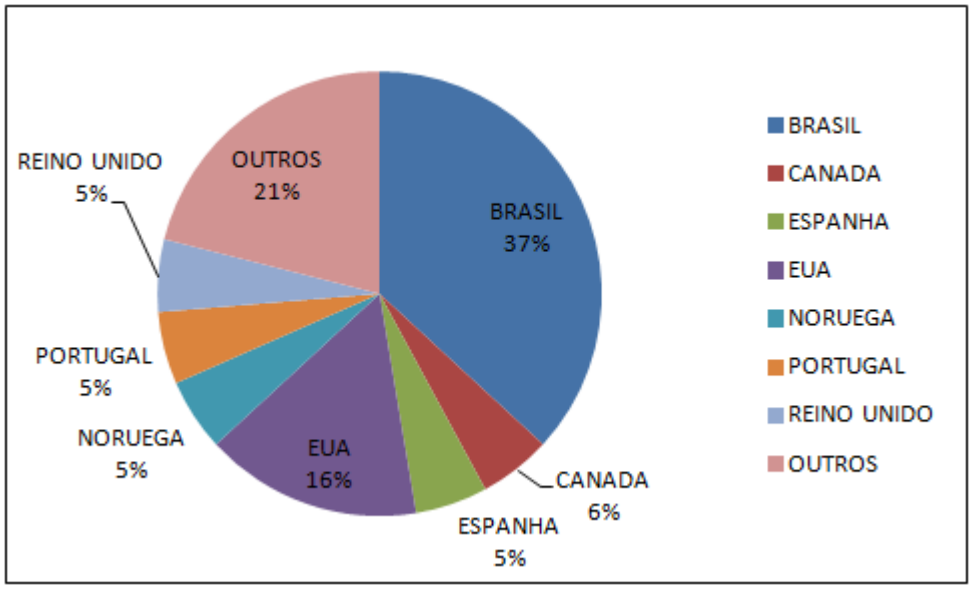


Gráfico 28: Distribuição das empresas vencedoras por país de origem na Sexta Rodada de Licitações

Fonte: ANP, 2011c

5.5.7 Sétima Rodada de Licitações

Alguns especialistas do mercado esperavam que houvesse uma concorrência maior na Sétima Rodada, tendo em vista a valorização do barril de petróleo – cotado entre US$ 60 – 70. As recentes descobertas de óleo leve no Brasil e os resultados animadores das primeiras investidas na região do pré-sal também favoreceram a realização desta licitação. A expectativa de sucesso não estava relacionada somente aos blocos com potencial para produção de petróleo, mas também às áreas com potencial para produção de gás natural, que foram incluídas entre os blocos oferecidos pela Agência com o objetivo de desenvolver o mercado nacional de gás natural (SIQUEIRA, 2005; LIMA FILHO, 2005).

A Rodada atraiu 52 empresas que manifestaram interesse em participar do leilão, tendo sido habilitadas 44 empresas de 16 países. Apesar da quantidade de empresas habilitadas ser semelhante a da Segunda e Terceira Rodadas, a distribuição quanto à origem foi diferente: na Sétima Rodada 43% das empresas habilitadas eram nacionais, indicando aumento da participação deste grupo no setor

de E&P no Brasil, contra 9% e 11% da Segunda e Terceira Rodadas, respectivamente.

Foram habilitadas 19 empresas nacionais (43%), 7 empresas dos Estados Unidos (16%), 3 da Noruega (3%) e duas do Canadá e Reino Unido, cada país (5%). Também foram habilitadas empresas da Argentina, Coréia, Dinamarca, Espanha, França, Holanda, Ilhas Cayman, Itália, Panamá, Portugal e Suécia, sendo uma empresa de cada país.

Entre as novas empresas que participavam pela primeira vez da Rodada de Licitações da Agência, foi superior o número de empresas nacionais: 17 empresas habilitaram-se pela primeira vez, sendo 12 nacionais (70%) e 5 estrangeiras.

Apresentaram ofertas na licitação 32 empresas de 13 países, sendo 14 nacionais e 18 estrangeiras e foram declaradas vencedoras 30 empresas de 12 países - 14 nacionais e 16 estrangeiras, superando a Rodada anterior, onde 37% das empresas que arremataram blocos eram nacionais. Merece destaque o número de empresas que obteve concessões, que passou a ser crescente nas Rodadas subsequentes.

Entre as empresas nacionais que obtiveram novas concessões, ampliando sua área de atuação, estavam Petrobrás, Arbi, Aurizônia, Starfish e W. Washington. As novas concessionárias nacionais foram CODEMIG, Delp, Engepet, Geobrás, Orteng, Phoenix Empreendimentos, Silver Marlin, Tarmar Terminais e Vitória Ambiental. Nota-se que as empresas de pequeno porte também arremataram blocos, atuando sozinhas ou em consórcios.

As novas participantes nacionais compreendiam empresas de variados setores como, por exemplo, empresas de engenharia, construção civil, mineração, prestadoras de serviço do setor de petróleo e também pequenas companhias do mercado de petróleo, incluindo algumas criadas especificamente para participar das licitações da Agência. Como exemplo, podem ser mencionadas a Geobrás, especializada em levantamentos geológicos na área de mineração, que participou da Rodada com apoio de investidores que asseguraram investimentos de até US$ 1 bilhão para os próximos sete anos e, a Companhia de Desenvolvimento Econômico

de Minas Gerais (CODEMIG), empresa de economia mista, com atuação na realização de projetos, obras, serviços e empreendimentos, com destaque para o setor de infraestrutura (SIQUEIRA; CORDEIRO, 2005; VIANA; ROMERO, 2008).

Além da presença de novos *players* também houve diversificação do mapa exploratório que foi deslocado do núcleo Campos-Santos-Espírito Santo intensificando a exploração em áreas terrestres. A maior parte dos blocos arrematados é *onshore*, o que também explica a maior participação de empresas de menor porte, visto que o volume de investimentos necessário para operação de blocos terrestres é inferior ao de blocos marítimos (SIQUEIRA; CORDEIRO, 2005).

Entre as empresas estrangeiras, participaram pela primeira vez e tornaram-se concessionárias Brazalta (Canadá), Logos Engenharia (Holanda), Northern Oil (Noruega) e Oil M&S (Argentina), que se destacou arrematando 43 blocos sozinha. A distribuição das empresas vencedoras, por país de origem, segue representada no Gráfico 29.

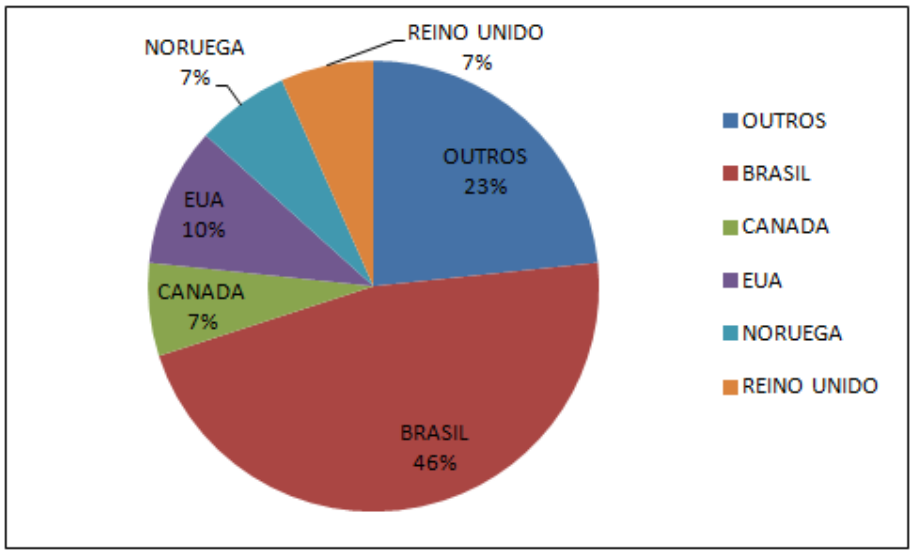


Gráfico 29: Distribuição das empresas vencedoras por país de origem na Sétima Rodada de Licitações

Fonte: ANP, 2011c

5.5.8 Oitava Rodada de Licitações

Como já mencionado na seção 5.4.2, embora a Oitava Rodada de Licitações não tenha sido concluída por força de liminar judicial que a suspendeu, será apresentada uma breve descrição a respeito das empresas que participaram da Rodada e dos resultados parciais obtidos até o momento da suspensão.

Na Oitava Rodada foram habilitadas 43 empresas para participar do leilão, sendo 27 estrangeiras e 16 nacionais. As participantes compreendiam desde novas entrantes de reduzido capital até as grandes empresas internacionais do setor, como BP, Shell, Repsol YPF, Esso, Eni.

Conforme dados da ANP, nota-se a presença de dois grupos distintos: empresas de grande porte, estrangeiras em sua maioria, com atividades internacionais, capital, tecnologia e foco de interesse em oportunidades no mar em águas profundas, e as empresas nacionais que buscam explorar áreas em terra que requerem comprometimento muito menor de capital e riscos. Além das nacionais, as áreas em terra também atraíram interesse de empresas estrangeiras de menor porte que participavam pela primeira vez na Rodada da Agência ou que já haviam sido habilitadas em outras Rodadas. Com relação à Petrobras, devido ao seu porte e papel desempenhado na produção nacional, a empresa demonstrou interesse em todos os tipos de áreas oferecidas na Rodada. Além disso, o preponderante interesse de empresas nacionais por áreas em terra pode caracterizar um novo setor nacional de empresas petrolíferas.

Entre as empresas habilitadas, constavam 19 empresas com patrimônio líquido superior a 1 bilhão de reais (2005), demonstrando a capacidade financeira das participantes para dispender elevados recursos nas atividades de exploração. Neste grupo constam duas empresas nacionais: Petrobrás e Odebrecht, e com relação às empresas de origem estrangeira, destaca-se, além das já mencionadas, a presença da Woodside, nova entrante da Austrália; Devon e Hess dos EUA; Ecopetrol e Hocol da Colômbia. Apresentaram ofertas na licitação, 27 empresas (13 nacionais e 14 estrangeiras), tendo sido declaradas vencedoras arrematando blocos, 23 empresas -

12 nacionais e 11 estrangeiras. Destaca-se que sete empresas participavam pela primeira vez da licitação da Agência, o que representa um bom indicador de atratividade da Rodada.

5.5.9 Nona Rodada de Licitações

A Nona Rodada de Licitações se destacou entre as demais licitações realizadas pela ANP, registrando número recorde de empresas interessadas – 74 empresas manifestaram interesse, tendo sido habilitadas 61 empresas de 19 países, sendo 30 nacionais e 31 estrangeiras. Os números refletem o crescente interesse das empresas em atuar no país, bem como a diversidade de investimentos possibilitada ao setor em função da flexibilização do monopólio.

Nesta Rodada, o CNPE decidiu retirar da licitação 41 blocos localizados na área do pré-sal em função da recente descoberta do megacampo de Tupi pela Petrobrás, o que representou excluir áreas de relevante interesse comercial localizadas nas bacias de Campos e Espírito Santo. No entanto, a Rodada foi considerada atrativa pelo mercado e obteve bons resultados.

Entre as empresas habilitadas, as nacionais apresentaram a maior participação com 30 empresas (49%), em seguida o Reino Unido (10%), Estados Unidos, (8%) e Austrália, Canadá, Índia e Noruega (3% cada país). Além destes países, também participaram empresas de Angola, Argentina, Cingapura, Colômbia, Dinamarca, Espanha, Itália, Japão, Panamá, Portugal, Turquia e Vietnã (uma empresa por país).

Foram habilitadas 30 novos *players* para participar da Rodada da ANP - 13 novas empresas estrangeiras e 17 novas empresas nacionais. Este número superou a Sétima Rodada, a partir da qual percebe-se uma mudança no número/perfil de empresas participantes. De acordo com a avaliação de alguns especialistas, o potencial das áreas licitadas na Nona Rodada era pequeno, sendo mais adequado à empresas de pequeno e médio portes. Esta característica resultou em diversificação do porte das empresas participantes (SIQUEIRA, 2008a).

Entre as empresas estrangeiras, participavam da licitação da Agência pela primeira vez, a PVEP - PetroVietnam Exploration Production Corporation Ltd., Perenco (Reino Unido), Türkiye Petrolleri, Woodside Energia (Austrália) e Petro Latina (Cingapura).

Apresentaram oferta na Rodada 42 empresas de 15 países - 25 nacionais e 17 estrangeiras. Foram declaradas vencedoras, obtendo concessão de áreas, 36 empresas de 14 países, sendo 20 nacionais e 16 estrangeiras. Observa-se que o número de empresas nacionais que arrematou blocos superou as empresas estrangeiras.

Com relação as grandes empresas estrangeiras foram habilitadas Chevron, BP, Shell, Devon, Repsol e Esso. No entanto, somente a Devon obteve novas concessões, iniciando sua atuação na exploração *onshore*. Outras empresas estrangeiras que já possuíam portfólio de Rodadas anteriores e arremataram blocos na Nona Rodada foram Anadarko, Brazalta, Maersk, Norse Energy, Petrogal, Statoil e Synergy. Os novos *players* de origem estrangeira da Rodada foram Ecopetrol, Karoon, ONGC Videsh, Perenco, Petro Latina, Rich Minerals, Somoil e STR.

Entre as empresas nacionais destacaram-se OGX, Construtora Pioneira e a Companhia Vale do Rio Doce. A forte participação da OGX foi responsável por cerca de 70% da arrecadação total da Rodada, garantindo à empresa uma excelente posição no mapa exploratório brasileiro (SIQUEIRA, 2008a). A Companhia Vale do Rio Doce arrematou algumas áreas localizadas próximas ao complexo mineral de Carajás e de instalações logísticas que atendem a empresa, visando priorizar a exploração de gás natural para atender sua demanda de energia (VIANA, 2007a).

As empresas nacionais que participavam em sua primeira Rodada e tornaram-se concessionárias foram: OGX, Brasoil, Comp. E&P, Construtora Cowan, Eaglestar, EMPA Serviços de Engenharia, Lábrea Petróleo e Ral Engenharia. Além destas, também arremataram blocos: Vitória Ambiental, W. Washington, Delp Engenharia, Orteng, PetroRecôncavo, Queiroz Galvão, Silver Marlin, Tarmar e Starfish, que já haviam obtido concessões em licitações anteriores.

Desde a abertura do setor, a Petrobrás atuou nas licitações da ANP visando recompor suas reservas para compensar o volume produzido anualmente, na época, equivalente a um potencial de 1 a 1,5 bilhão de barris de óleo equivalente (boe). No entanto, em função da forte concorrência, a empresa não conseguiu atingir esta meta na Nona Rodada (SIQUEIRA, 2008b).

A distribuição das empresas vencedoras, por país de origem, segue representada no Gráfico 30.

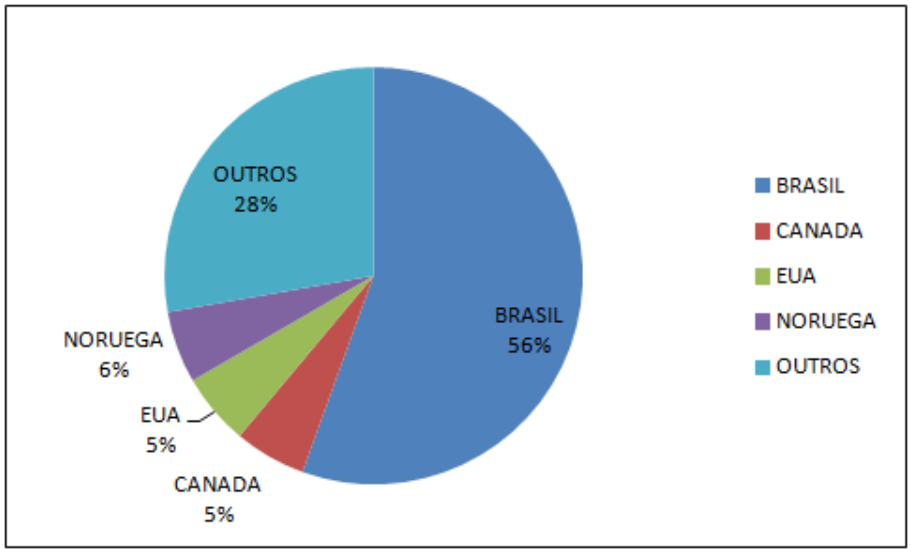


Gráfico 30: Distribuição das empresas vencedoras por país de origem na Nona Rodada de Licitações

Fonte: ANP, 2011c

5.5.10 Décima Rodada de Licitações

Na Décima Rodada de Licitações 52 empresas manifestaram interesse em participar da licitação, tendo sido habilitadas 40 empresas de 9 países - 24 nacionais e 16 estrangeiras. Apesar da redução no número de empresas nacionais habilitadas, em comparação à Nona Rodada, elas representaram 60% do total habilitado. Em seguida aparece os Estados Unidos (13%), Reino Unido (8%), Canadá (5%), Colômbia (5%) e Angola, Ilhas Cayman, Panamá, Portugal (3% cada país).

Esta Rodada contou com a presença de novas participantes nacionais: Agemo, Bimetal, Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG), Genesis 2000, Nord Oil and Gas, Primus Incorporação e Construção, Sipet Agropastoril e Vipetro Petróleo.

A participação da estatal CEMIG, importante concessionária de energia elétrica do Brasil, marcou a estréia de uma empresa do setor elétrico no segmento de petróleo (SIQUEIRA, 2009b). Esta Rodada também contou com a presença de empresas de outros setores ou que foram criadas com o propósito de atuar no segmento de E&P, como a Sipet Agropastoril da área de pecuária e a Nord Oil and Gas, formada por profissionais e executivos com significativa experiência na área de E&P de petróleo e gás natural no Brasil e no exterior (GÁVEA OIL & GAS, 2011; SIPET, 2011).

Das grandes empresas estrangeiras foram habilitadas Esso, Shell, BP e Devon. As novas participantes estrangeiras foram Laço Management, Paramount Operating, Integral de Serviços Técnicos e Sonangol.

Nesta Rodada foram oferecidos somente blocos terrestres localizados em bacias maduras e de nova fronteira, objetivando estimular a interiorização da atividade exploratória no país até que fossem definidas as questões legais a respeito das atividades nas áreas do pré-sal, que ficaram temporariamente fora das licitações da Agência. Com este perfil de blocos as grandes empresas internacionais não se interessaram em participar e aquelas que chegaram a ser habilitadas não apresentaram ofertas. Além disso, a falta de crédito decorrente da crise financeira internacional de 2008 pode ter afetado a participação destas empresas, levando-as a atuar de forma mais conservadora. No entanto, os resultados mostraram a mesma tendência da Nona Rodada: prevaleceram as empresas nacionais entre aquelas que obtiveram concessões.

Apresentaram oferta 23 empresas de 6 países – 18 nacionais e 5 estrangeiras, e foram declaradas vencedoras 12 empresas nacionais e 5 estrangeiras.

A Shell foi a única grande produtora estrangeira a arrematar blocos na Décima Rodada, marcando sua entrada na exploração *onshore* na Bacia do São Francisco. A atuação da empresa pode ter sido focada na busca de oportunidades para

produção de gás natural, tendo em vista o histórico da bacia cujo primeiro registro de hidrocarbonetos foi a presença de gás em um poço para água na década de 70 (VIANA, 2008). A nova participante estrangeira Integral de Serviços Técnicos possui longa experiência na prestação de serviços especializados para a indústria petrolífera, de energia e infraestrutura (INTEGRAL, 2011). As estrangeiras Partex e Petrogal mantiveram sua atuação arrematando blocos em parceria com a Petrobrás.

A Sonangol, petroleira estatal da Angola, que participava em sua primeira Rodada no Brasil, optou por não apresentar ofertas pois considerou que os blocos oferecidos eram muito maduros ou apresentavam grande risco para o porte da empresa. No entanto, não descartou a possibilidade de ingressar no mercado brasileiro através de *farm-in*[40] nos blocos licitados. A OGX, apesar da expressiva atuação na Rodada anterior, optou por não apresentar ofertas nesta Rodada pois considerou que as áreas oferecidas não eram condizentes com o portfólio e estratégia da empresa (SIQUEIRA, 2009a).

Nesta Rodada a Petrobrás priorizou sua participação sozinha. Arremataram blocos as seguintes empresas nacionais: Petrobrás, Silver Marlin, CODEMIG, Comp, Orteng, além das novas participantes Agemo, Alvorada, CEMIG, Nord Oil and Gas, Severo Villares e Sipet Agropastoril, tendo sido marcante a atuação através de parcerias.

Conforme avaliação da ANP, a Décima Rodada de Licitações assegurou a entrada no mercado de novos *players* de pequeno porte, além de garantir a retomada da atividade exploratória no interior do país (SIQUEIRA, 2009b). A distribuição das empresas vencedoras, por país de origem, segue representada no Gráfico 31.

[40] As operações de farm-in e farm-out são conhecidas no Brasil como cessão de direitos e obrigações e permitem que a empresa detentora da concessão para exploração e produção de petróleo e gás natural, outorgada pela ANP, através de processo licitatório, ceda total ou parcialmente seus direitos para outra empresa.

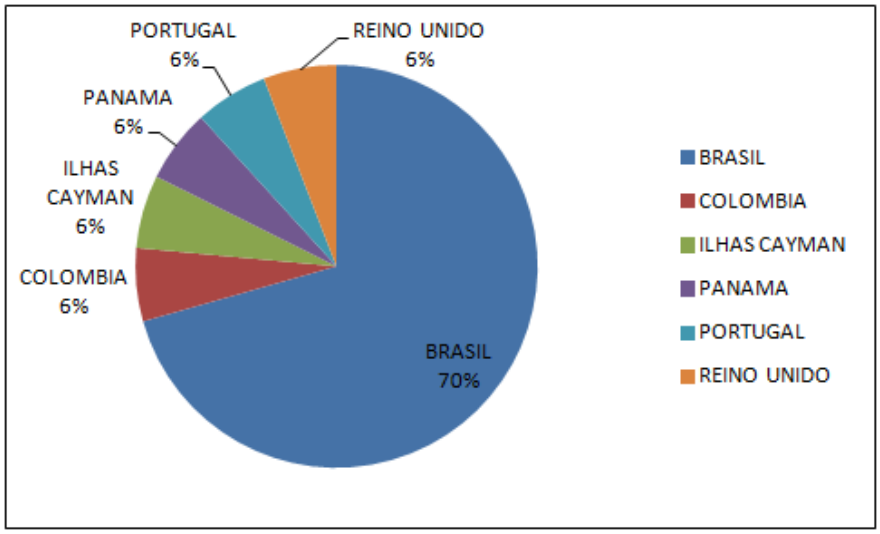


Gráfico 31: Distribuição das empresas vencedoras por país de origem na Décima Rodada de Licitações

Fonte: ANP, 2011c

5.6 Resultados Consolidados

Nesta seção são apresentados de forma consolidada os resultados discutidos na seção anterior.

Da Primeira à Quarta Rodada foi marcante a participação de empresas estrangeiras. O baixo resultado da Quinta Rodada, em relação ao total de participantes, pode ser explicado pela situação vigente na época, como já mencionado na seção 5.5.5, que afetou o resultado da licitação. A partir da Sexta Rodada de Licitações, passou a ser mais expressiva a participação de empresas nacionais na obtenção das concessões para as atividades de E&P. Essa tendência foi consolidada nas Rodadas seguintes, em especial na Sétima e Nona Rodadas, que apresentaram relação mais equilibrada entre o número de empresas nacionais e estrangeiras habilitadas. A Tabela 24 apresenta a origem das empresas habilitadas por Rodada de Licitação.

Tabela 24: Empresas habilitadas por Rodada de Licitações

Rodada de Licitação	Rodada 1	Rodada 2	Rodada 3	Rodada 4	Rodada 5	Rodada 6	Rodada 7	Rodada 9	Rodada 10
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2008
Manifestaram Interesse	58	49	46	35	18	30	52	74	52
Pagaram a Taxa de Participação	42	48	44	33	14	27	45	66	43
Habilitadas	38	44	42	29	12	24	44	61	40
Nacionais	3	4	5	4	3	8	19	30	24
Estrangeiras	35	40	37	25	9	16	25	31	16

Fonte: ANP, 2011c

Na Décima Rodada, apesar da redução no número de participantes em relação as licitações anteriores, também foi marcante a atuação das empresas nacionais. As participantes nacionais superaram as estrangeiras, o que pode ser explicado pelo perfil de blocos licitados. Como esta Rodada ofereceu somente blocos terrestres, as oportunidades possuíam pouca atratividade para as grandes empresas internacionais do setor, mas mostraram-se adequados às pequenas empresas, em especial às nacionais que marcaram significativa presença nesta licitação.

Esse comportamento também pode ser constatado entre as empresas que apresentaram ofertas, bem como para aquelas que arremataram blocos nas licitações da Agência. A Tabela 25 contém o resultado das licitações em relação a origem das empresas que apresentaram ofertas.

Tabela 25: Empresas ofertantes por Rodada de Licitações.

Rodada de Licitação	Rodada 1	Rodada 2	Rodada 3	Rodada 4	Rodada 5	Rodada 6	Rodada 7	Rodada 9	Rodada 10
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2008
Ofertantes	14	27	26	17	6	21	32	42	23
Nacionais	1	4	4	4	2	7	14	25	18
Estrangeiras	13	23	22	13	4	14	18	17	5

Fonte: ANP, 2011c

Em relação as empresas que efetivamente participaram da disputa pelas áreas a serem exploradas, apresentando ofertas na licitação, somente na Nona e Décima

Rodadas as empresas nacionais superaram as estrangeiras. A Tabela 26 apresenta a origem das empresas que arremataram blocos, bem como a evolução do número de novos operadores que passaram a atuar no setor de E&P de petróleo e gás natural no Brasil.

Tabela 26: Empresas que arremataram áreas e novos operadores por Rodada de Licitações.

Rodada de Licitação	Rodada 1	Rodada 2	Rodada 3	Rodada 4	Rodada 5	Rodada 6	Rodada 7	Rodada 9	Rodada 10
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2008
Vencedoras	11	16	22	14	6	19	30	36	17
Nacionais	1	4	4	4	2	7	14	20	12
Estrangeiras	10	12	18	10	4	12	16	16	5
Novos Operadores	6	6	8	5	1	1	6	11	2

Fonte: ANP, 2011c

Entre as empresas que tornaram-se concessionárias para exercer as atividades de E&P no país, prevaleceram, de forma mais significativa, as empresas estrangeiras até a Quinta Rodada, sendo este grupo predominantemente formado por empresas com atuação internacional. A partir da Sexta Rodada de Licitações foi crescente o número de empresas nacionais que passaram a ser concessionárias do setor, observando-se também aumento no número total de empresas que obtiveram concessões, em especial na Sétima e Nona Rodadas de Licitações, que registraram número recorde de empresas vencedoras.

A abertura do setor em 1997 permitiu a realização de investimentos privados nas atividades de E&P tendo os blocos exploratórios sido adquiridos por diversas companhias estrangeiras e nacionais, incluindo a Petrobrás. É também marcante a diversificação do capital investido no setor, sendo observado significativo interesse de empresas oriundas de um número variado de países – na Primeira Rodada, empresas de cinco países distintos obtiveram concessões, o que foi crescente nas licitações subsequentes chegando a empresas oriundas de quatorze países na Nona Rodada de Licitações.

Também é expressiva a atuação da Petrobrás, que apresentou participação média, considerando todas as Rodadas de Licitações, de aproximadamente 48% nos blocos arrematados. Nota-se que o sucesso e predominância da empresa são esperados e relacionam-se ao conhecimento geológico, sistêmico e empresarial, bem como ao desenvolvimento tecnológico adquirido durante o longo período de atividade monopolista (CAMPOS, 2005; VIANA, 2007b). Além do resultado positivo da Petrobrás, a participação de empresas nacionais entre as que obtiveram concessões aumentou de forma gradativa desde a Primeira Rodada, quando a estatal foi a única empresa nacional a arrematar áreas, até as Rodadas mais recentes, destacando-se a Sétima, Nona e Décima Rodadas, quando mais de dez empresas nacionais obtiveram concessões de áreas exploratórias (COUTINHO et al, 2000).

A Tabela 27 mostra a participação da Petrobrás e de outras empresas nacionais por Rodada de Licitação (número de blocos arrematados sozinha ou em consórcio/ número total de blocos arrematados na Rodada).

Tabela 27: Participação das Empresas Nacionais nos blocos arrematados por Rodada de Licitações

Rodada de Licitação	Participação nos blocos arrematados (%)	
	Petrobrás	Outras empresas nacionais (excluindo Petrobrás)
1°	42	-
2°	38	5
3°	44	3
4°	38	24
5°	87	6
6°	69,5	21
7°	38	24
9°	23	46
10°	50	26

Fonte: Elaboração própria, a partir de dados da ANP, 2011c

A existência de um *player*, como a Petrobras, com notória vantagem informacional sobre os outros participantes, visto tratar-se de uma empresa que realizou pesquisas exploratórias no país durante mais de 40 anos, favorece o sucesso da empresa em arrematar uma quantidade significativa de blocos nas licitações da Agência (SALGADO; MOTTA, 2008). A evidente proeminência da estatal nas Rodadas da ANP também está relacionada, além dos aspectos já mencionados, ao predomínio das atividades *offshore*, competência técnica adquirida ao longo de décadas e o tempo relativamente curto de abertura do mercado (COSTA; PASTORIZA; PRATES, 2005).

Cumpre salientar que há uma tendência mundial de concentração das reservas de hidrocarbonetos nas mãos de empresas estatais (*National Oil Companies* – NOCs). À medida que as reservas de hidrocarbonetos foram ganhando importância na geopolítica mundial, os países detentores de grandes acumulações privilegiaram o fortalecimento de empresas estatais. Neste contexto, atualmente 61% das reservas provadas no mundo encontram-se sob o controle total ou predominante estatal (ALÉM; GIAMBIAGI, 2010).

Destaca-se também a participação de empresas nacionais no que diz respeito ao percentual de blocos arrematados somente por empresas nacionais, excluída a participação da Petrobrás, conforme mostrado na Tabela 27.

Inicialmente os investimentos realizados no setor foram conduzidos predominantemente pela estatal, uma vez que os novos investidores optaram por agir com cautela para entrar no mercado nacional, preferindo atuar em parceria com a empresa estatal em função da grande experiência e do conhecimento técnico, adquiridos durante o período de monopólio (COSTA; PASTORIZA; PRATES, 2005). No caso brasileiro, a atuação das licitantes através de parcerias representa um aspecto importante, uma vez que aproximadamente 34% dos blocos licitados foram arrematados por consórcios de empresas, já que a legislação permite a participação de empresas associadas em consórcio. No tocante a Petrobrás, a empresa obteve concessão em 49,8% de todos os blocos arrematados e, desta parcela, 43% foram arrematados por consórcios formados entre a estatal e outras empresas (estrangeiras ou nacionais).

A presença da Petrobrás constituiu um fator indutor de permanência das estratégias cooperativas das empresas de petróleo no segmento de E&P no Brasil. Os novos agentes apresentam duplo interesse neste processo de entrada: (i) nos curto e médio prazos, a motivação é compartilhar os riscos, custos e benefícios com a Petrobrás na experiência acumulada em E&P *offshore*; e (ii) no longo prazo, a intenção é buscar a entrada no mercado doméstico, tendo em vista o tamanho e o ritmo de crescimento da demanda interna de derivados (TOMALSQUIM; PINTO JUNIOR, 2011). Fatores como altos riscos geológicos, incertezas regulatórias e incertezas econômicas, políticas e empresariais, justificam a estratégia de associação das demais empresas com a estatal nacional (CAMPOS, 2005).

A partir da abertura do mercado, as médias e pequenas empresas estrangeiras iniciaram sua participação no mercado nacional, buscando garantir bons resultados, ancorados em experiências adquiridas em outros países ou através de parcerias com empresas de maior porte (FERNANDES; ARAÚJO, 2003). Em função do respeito e credibilidade conquistados pela Petrobrás no mercado internacional, várias empresas de grande porte estabeleceram, nas Rodadas de Licitação, parcerias com a estatal brasileira. Além da diluição de riscos, a possibilidade de troca de know-how tecnológico também é um fator que colabora para a atuação cooperativa das empresas (VIANA, 2007b).

6 Empresas atuantes nas Rodadas de Licitações

6.1 Concessionárias em atividades de exploração e produção

Conforme dados da ANP de fevereiro de 2012, 66 grupos econômicos desenvolvem atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural nas áreas com risco exploratório. As concessionárias são formadas por 28 grupos de origem nacional, incluída a Petrobrás, e 38 de origem estrangeira (ANP, 2012a). O Anexo C contém a relação dos grupos econômicos e os respectivos país de origem.

Nota-se também a entrada de algumas empresas nacionais que já atuavam como prestadoras de serviço para a Petrobrás e que, a partir da flexibilização do monopólio, criaram divisão de negócios específica para as atividades de E&P, como Queiroz Galvão e Odebrecht, e tornaram-se concessionárias da ANP.

As concessionárias que atuam no Brasil agregam empresas de vários tipos: companhias petrolíferas internacionais integradas, como Esso, Shell, Hess, Chevron, Total, Repsol-YPF e BP; companhias petrolíferas estatais integradas, tais como Petrobrás, Sinopec, Ecopetrol, Statoil e ONGC; e produtoras independentes, como Anadarko, Perenco, Petrolatina e Woodside. Esse cenário permite concluir que o Brasil é visto pelos agentes do mercado como um ambiente favorável para ampliação de reservas e produção.

Embora ainda seja maior o número de concessionárias estrangeiras de grande porte, a ANP também incentiva a entrada de pequenas e médias empresas no segmento de E&P. A partir da abertura do setor em 1997, é possível perceber o surgimento de um novo mercado de empresas nacionais de pequeno e médio porte, que encontram oportunidade de atuação nos blocos localizados em bacias maduras (NUNES; CAMPOS, 2010).

A fim de ilustrar a importância do Brasil como destino dos investimentos de E&P das empresas produtoras de petróleo, entre as concessionárias da Agência encontram-

se presentes algumas empresas listadas entre as cinquenta maiores empresas de óleo e gás do mundo. Este *ranking*, elaborado pela Petrostrategies, tem como base o volume de reserva de óleo equivalente em 2010 e compreende as seguintes empresas que atuam no território nacional: BP, Exxon, Shell, Petrobras, Sonangol, Chevron, Total, Statoil, Repsol YPF, Anadarko, Ecopetrol, Hess e BG (PETROSTRATEGIES, 2012).

Cabe destacar que algumas das atuais concessionárias, embora não tenham participado das Rodadas de Licitações, ingressaram no mercado nacional de E&P através dos contratos de *farm-in/ farm-out,* já existentes na indústria mundial do petróleo e que foram inseridos no ordenamento brasileiro na mudança do regime regulador. No Brasil, esta prática é denominada “Cessão de Direitos” e possibilita que uma empresa detentora da concessão para exploração e produção de petróleo e gás natural, outorgada pela ANP, através de processo licitatório, ceda total ou parcialmente seus direitos para outra empresa. As cessões ocorrem somente mediante aprovação do órgão regulador e a empresa interessada deve atender os requisitos técnicos, jurídicos e financeiros estabelecidos pela Agência para atuação na área objeto da cessão. Considerando que a última Rodada de Licitações foi realizada em 2008, este instrumento tem sido utilizado pelas empresas como meio de acesso adicional às atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural no Brasil (QUINTELLA; BRAGA, 2008).

6.2 Atividades nas fases de Exploração e Produção

Concluída a etapa de licitação, os contratos de concessão são assinados pela ANP, em nome da União, e as empresas e consórcios vencedores, que passam a ter o direito a exercer as atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural nas áreas contempladas. A partir desta etapa, a ANP passa a acompanhar a execução dos contratos, que refletem as condições da oferta vencedora da licitação, como o compromisso de realizar o Programa Exploratório Mínimo, pagamento do Bônus de Assinatura e compromisso com a aquisição de bens e serviços de fornecedores nacionais (Conteúdo Local).

Além disso, são previstas também todas as demais disposições estabelecidas na Lei n° 9.478/97, como, por exemplo: pagamento de Royalties, vigência, duração do contrato, prazo e programas de trabalho das fases de exploração e produção, responsabilidade dos concessionários, obrigatoriedade de adoção das medidas necessárias para a conservação dos reservatórios, segurança das pessoas e proteção ao meio ambiente e das melhores práticas da indústria e obediência às normas e procedimentos técnicos e científicos pertinentes (ANP, 2011a).

Os contratos de concessão prevêem duas fases, conforme estabelecido na Lei n° 9.478/97: exploração e produção. A fase de produção compreende duas etapas: desenvolvimento e produção, propriamente dita.

Neste trabalho são consideradas as empresas que tornaram-se concessionárias para exercer atividades de exploração e produção nas áreas concedidas mediante as Rodadas de Licitações promovidas pela ANP, bem como as empresas que tornaram-se concessionárias em decorrência de Cessão de Direitos (*farm-in/ farm-out*) de contratos de concessão estabelecidos.

Os dados apresentados nesta seção utilizam como referência as atividades realizadas até o final de 2010, disponíveis no Anuário Estatístico da ANP. Até esta data, 747 áreas estavam concedidas, sendo 345 blocos na fase de exploração, 82 campos na etapa de desenvolvimento da fase de produção e 320 campos na etapa de produção da fase de produção.

6.2.1 Atividades na fase de Exploração

Na fase de exploração, as concessionárias executam diversas atividades para adquirir novos dados da área sob concessão, realizam estudos geológicos e geofísicos e perfuram poços exploratórios, objetivando descobrir e identificar jazidas de petróleo ou gás natural. As atividades realizadas nesta fase estão em conformidade com o compromisso assumido pela empresa no Programa Exploratório Mínimo proposto na licitação. Se houver alguma descoberta de petróleo ou gás natural, o concessionário deve realizar a avaliação para determinar sua

viabilidade comercial. Ao final desta avaliação, a descoberta é declarada comercial quando, a critério da concessionária, contiver petróleo ou gás natural em condições que, a preços de mercado, torne possível o retorno dos investimentos previstos para a próxima fase do contrato: produção (ANP, 2011a).

Conforme estabelecido na Lei n° 9.478/97, em caso de êxito na fase de exploração, ou seja, quando a descoberta é considerada comercial, a concessionária submete à aprovação da Agência, os planos e projetos de desenvolvimento e produção, contendo a proposta de trabalho e a previsão de investimentos para estas etapas. Somente após aprovação da Agência reguladora, a empresa pode prosseguir para a próxima fase do contrato.

No ano de 2010, foram perfurados 789 poços no Brasil - 568 em terra e 221 no mar, representando um decréscimo de 7,6% em relação ao ano anterior. No entanto, foram realizadas 49 descobertas nas áreas em exploração, que correspondem a um crescimento de 32,4% em relação a 2009. Foram 16 descobertas em terra e 33 em mar (ANP, 2011b).

Os contratos de concessão celebrados pela ANP, mais recentemente, estabelecem que a fase de exploração tem duração entre 3 e 7 anos. Por outro lado, os contratos decorrentes das primeiras Rodadas, possuem fase de exploração, em alguns casos, com duração de até 9 anos. A duração desta fase é definida em função do tipo de bacia e ambiente (*onshore* ou *offshore*) e é estabelecida no edital da licitação. Neste estudo, 84% dos blocos na fase exploração correspondem a concessões ocorridas a partir da Sexta Rodada de Licitações, realizada em 2004. No entanto, é importante lembrar que, em alguns casos, como dificuldade na obtenção das licenças ambientais, a fase de exploração pode ser prorrogada, mediante autorização do órgão regulador, à pedido da concessionária.

Os 345 blocos exploratórios sob concessão dividem-se da seguinte forma (ANP, 2011b):

- 92 blocos explorados somente pela Petrobrás;

- 100 blocos explorados pela Petrobrás em parcerias com concessionárias nacionais e estrangeiras;
- 109 blocos explorados por outras concessionárias nacionais, atuando sozinhas ou através de consórcios (exclui a participação da Petrobrás);
- 29 blocos explorados por concessionárias estrangeiras, atuando sozinhas ou através de consórcios e
- 15 blocos explorados por consórcios formados por empresas nacionais e estrangeiras (exclui a participação da Petrobrás).

Considerando a participação percentual por empresa, nacional ou estrangeira, em todas as concessões, nos 345 blocos na fase de exploração, foram obtidas as seguintes participações:

- 21% explorados por empresas estrangeiras;
- 36% explorados por empresas nacionais e
- 43% explorados pela Petrobrás.

6.2.3 Atividades na fase de Produção

A fase de produção ocorre após a descoberta ser considerada comercial e tem início na data em que a concessionária declara à Agência reguladora interesse em desenvolver o campo. De acordo com os contratos de concessão da ANP, esta fase tem duração prevista de 27 anos e compreende o conjunto de operações necessárias para extrair o petróleo ou gás natural de uma jazida.

Antes de ser iniciada a produção, propriamente dita, a concessão passa pela etapa de desenvolvimento da produção, que é definida na Lei n° 9.478/97 como o conjunto de operações e investimentos realizados pela concessionária destinados a viabilizar as atividades de produção do campo de petróleo ou gás natural. Após conclusão das atividades de desenvolvimento do campo, o contrato prossegue para a etapa de produção, em que é efetivamente iniciada a produção do petróleo ou gás natural.

Os 82 campos na etapa de desenvolvimento dividem-se da seguinte forma (ANP, 2011b):

- 47 campos em desenvolvimento pela Petrobrás;
- 19 campos em desenvolvimento por consórcios formados pela Petrobrás e outras empresas nacionais e estrangeiras, sendo maior o número de parcerias da estatal com empresas estrangeiras;
- 5 campos em desenvolvimento por empresas nacionais, atuando sozinhas ou através de consórcios (excluída a participação da Petrobrás);
- 9 campos em desenvolvimento por empresas estrangeiras, atuando sozinhas ou através de consórcios;
- 2 campos em desenvolvimento por consórcios entre empresas nacionais e estrangeiras (excluída a participação da Petrobrás).

Considerando a participação percentual por empresa, nacional ou estrangeira, nas concessões na etapa de desenvolvimento, foram obtidas as seguintes participações para os 82 campos:

- 7,6 % empresas nacionais;
- 23,7 % empresas estrangeiras, e
- 68,7% Petrobrás.

Em relação aos 308 campos[41] na etapa de produção, a atuação das empresas dividiu-se da seguinte forma (ANP, 2011b):

- 264 campos correspondem a concessões para a Petrobrás;
- 17 campos correspondem a concessões para consórcios entre Petrobrás e outras concessionárias nacionais ou estrangeiras, sendo predominante a participação de empresas estrangeiras;
- 7 campos correspondem a concessões para empresas nacionais, que atuavam sozinhas ou através de consórcios (excluída a participação da Petrobrás);

[41] Foram considerados apenas os campos originados a partir de blocos com risco exploratório. Os campos com acumulações marginais foram excluídos desta análise.

- 12 campos correspondem a concessões para outras empresas estrangeiras atuando sozinhas ou através de consórcios;
- 8 campos correspondem a concessões para consórcios entre empresas nacionais e estrangeiras (excluída a participação da Petrobrás).

Utilizando a participação percentual de cada empresa, nacional ou estrangeira, nas concessões na etapa de produção, nos 308 campos foram obtidos os seguintes resultados:

- 3,7 % empresas nacionais;
- 8,3 % empresas estrangeiras; e
- 88 % Petrobrás.

6.3 Perspectivas

Tendo em vista o interesse global na produção deste recurso energético, esta seção apresenta um breve panorama das situações que têm dificultado e ameaçado o acesso em importantes regiões produtoras de petróleo. Neste contexto, é descrito o potencial nacional para produção de petróleo, tanto na região do pré-sal, que alavancou o status do Brasil no cenário mundial, quanto nas demais áreas com risco exploratório.

Há uma carência relativa de boas e novas oportunidades exploratórias no mundo para produzir petróleo, do ponto de vista político. Em regiões como o Norte da África e o Oriente Médio, a instabilidade política foi agravada, a partir de dezembro de 2010, por movimentos populares e queda de ditaduras. Estes movimentos ameaçaram o abastecimento de derivados de petróleo e gás natural gerando elevação de preços no mercado. Na África, o pouco sucesso, ou o adiamento das rodadas de licitações na Nigéria e Gabão e a separação do Sudão, evidenciam a constante instabilidade política de certas regiões e, como consequência, o receio causado nos investidores (DUTRA, 2011).

As grandes companhias internacionais, que possuem recursos e tecnologias para explorar novas fronteiras petrolíferas, bem como mercado consumidor final, têm enfrentado obstáculos para repor suas reservas e ampliar a produção, cada vez mais dependente do petróleo dos países detentores de reservas. As *majors* se retiraram, por questões políticas, de alguns países com tradição em produção e exportação de óleo & gás, como Venezuela, Equador, Bolívia e Argentina, bem como perderam espaço na Colômbia e Peru (DUTRA, 2011).

Outros exemplos de regiões onde as grandes petroleiras também têm enfrentado problemas de acesso às reservas são o Alaska, Atlântico Norte e Golfo do México. No Alaska e Atlântico Norte, as atividades estão caminhando para geologias e condições meteorológicas cada vez mais críticas, dificultando as operações. No Golfo do México, após o acidente em 2010 com a plataforma Deepwater Horizon da BP, o ritmo da atividade exploratória foi reduzido em pelo menos dois terços e passou a ser executada sob novas regras e com novos reguladores (DUTRA, 2011).

Com base nesse cenário, a produção de petróleo estará mais concentrada em países com elevados riscos geopolíticos, tensões políticas, possibilidades de guerras e conflitos, e instabilidade econômica e institucional (ALÉM; GIAMBIAGI, 2010). Assim uma região como o Brasil, com estabilidade política e regulatória, é vista como um destino de interesse para as empresas que desejam ampliar sua produção de petróleo.

Além disso, no Brasil em 2007, foi anunciada a descoberta de grandes quantidades de petróleo e gás na província petrolífera do pré-sal[42]. Os primeiros sinais de petróleo na camada do pré-sal foram detectados na bacia de Santos, em áreas licitadas no regime de concessão. Os resultados das primeiras avaliações apontaram para a existência de volumes expressivos de hidrocarbonetos. A acumulação de Tupi[43], na Bacia de Santos, com volume estimado entre 5 a 8 bilhões de barris de óleo equivalente, corresponde a aproximadamente 50% das reservas atuais. Esta descoberta é uma das maiores do mundo desde a descoberta de

[42] A província do pré-sal possui cerca de 800 km de extensão e 200 km de largura e se distribui pelas bacias de Campos, Santos e Espírito Santo, indo desde o litoral de Santa Catarina até o do Espírito Santo.
[43] A comercialidade deste campo foi declarada em dezembro de 2010, quando passou a ser denominado Lula.

Kashagan, no Cazaquistão, em 2010. Novas descobertas também foram realizadas na nova província, confirmando o potencial da área: Júpiter, Iara, Bem-Te-Vi, Carimbé, Cernambi, Guará, Franco, Libra e Piracucá (PETROBRÁS, 2012).

Além dos expressivos volumes que poderão ser produzidos, o óleo leve da camada do pré-sal, pode mudar o perfil da produção nacional, reduzindo a importação de óleo leve e gás natural (PETROBRÁS, 2012). Essas descobertas representam um marco para a indústria nacional e mundial de petróleo e gás natural. De acordo com o MME, quando estes recursos forem incorporados às reservas provadas, a expectativa é que o Brasil fique entre os dez países com as maiores reservas de petróleo e gás natural do mundo (BRASIL, 2012).

Com isso, o Brasil passa a ter uma nova dimensão em relação ao potencial de participação no mercado mundial de petróleo e gás natural, podendo tornar-se um exportador no mercado internacional (TOMALSQUIM; PINTO JUNIOR, 2011). Diante desta nova condição, o governou optou por manter o regime de concessão para as novas áreas com risco exploratório a serem licitadas no futuro e para as áreas do pré-sal já outorgadas no regime de concessão e, suspendeu a regularidade das Rodadas de Licitações da ANP visando avaliar as mudanças necessárias no marco regulatório para as áreas do pré-sal ainda não licitadas. Assim, as novas áreas do pré-sal e aquelas consideradas estratégicas serão licitadas no novo modelo de partilha da produção, no qual a estatal nacional deverá ser a operadora de todos os contratos.

Nesse contexto, o Brasil apresenta-se como uma das áreas mais promissoras para exploração de petróleo nos próximos anos. Considerando o potencial de aumento das reservas nacionais e o modelo regulatório vigente que permite a atuação de empresas estrangeiras, tanto no regime de concessão quanto no novo modelo de partilha da produção, o Brasil poderá exercer importante papel no fornecimento de petróleo para o mercado mundial, atraindo investimentos em exploração e produção nos próximos anos (SANT'ANNA, 2010).

De acordo com projeções da *U.S. Energy Information Administration*, para o cenário de referência, o Brasil será o país que mais contribuirá para o crescimento da

produção de petróleo no mundo, entre 2008 e 2030, apresentando crescimento de duas vezes e meia no período, seguido por Iraque (2,1), Cazaquistão (2,1) e Quatar (1,8) (EIA, 2010).

A Petrobrás em seu plano de negócios, para o período 2011-1015, espera duplicar suas reservas provadas até 2020 e atingir a produção total de óleo e LGN de 3.993 mil boed em 2015 (inclui produção no Brasil e exterior). O objetivo da empresa no planejamento de longo prazo é produzir 6.418 mil boed em 2020. Neste número está previsto o aumento da participação da produção nas áreas do pré-sal, que receberão maiores investimentos da empresa (PETROBRÁS, 2011).

Dados do BNDES estimam que os investimentos no setor de petróleo e gás natural sejam da ordem de R$ 378 bilhões no período 2011– 2014. Devido as perspectivas geradas pelo pré-sal, este valor é 84% superior ao contabilizado no quadriênio anterior (2006-2009) e representa 62% do total de investimentos mapeado para a indústria brasileira. Considerando que a maior parte deste valor ainda não está relacionada a exploração no pré-sal, os investimentos deverão aumentar a partir da retomada das Rodadas de Licitações da ANP tanto para concessão de blocos com risco exploratório quanto para novas áreas do pré-sal. Portanto, o setor de petróleo e gás natural poderá ter uma importância ainda maior nos investimentos industriais realizados no país, no curto, médio e longo prazo (PUGA; BROÇA JUNIOR, 2011).

No entanto, a inexistência de novas rodadas de licitações nos últimos três anos, projeta para os próximos anos uma redução significativa da área em exploração, chegando a devolução de todos os blocos concedidos até o ano de 2015, caso os atuais contratos não prossigam para a fase de produção (NUNES; CAMPOS, 2010). Assim, a retomada das Rodadas de Licitações das áreas com risco exploratório é importante para viabilizar novos investimentos no setor e manter uma área mínima sob concessão, colaborando também para ampliar as possibilidades de aumento das reservas nacionais. Além de redução na área em exploração, a falta de novas oportunidades por um período prolongado também pode levar algumas empresas a deixar o país, destinando seus investimentos de exploração e produção para licitações em outras regiões.

7 Conclusões e sugestões

A importância adquirida pelo etanol como fonte de energia para o setor de transporte conferiu ao Brasil posição de destaque no mercado para fornecimento do produto, tendo em vista o pioneirismo na utilização deste energético como combustível veicular desde o Proálcool em 1975.

O lançamento dos veículos *flex fuel* em 2003 permitiu a expansão do consumo de etanol no mercado interno e, no restante do mundo as preocupações ambientais associadas a dificuldades para obtenção de petróleo e elevações no preço deste recurso, levaram diversos países, de modo similar ao Brasil, a implantar programas para substituir parcialmente os combustíveis derivados de fonte fóssil e, neste caso o etanol está sendo utilizado em mistura à gasolina em um número variado de países.

O país acumulou grande experiência na produção da matéria-prima (cana-de-açúcar) e do etanol, desenvolveu tecnologia, aperfeiçoou processos melhorando a produtividade agrícola e industrial, tornou-se um dos maiores produtores mundiais de etanol e atualmente tem condições de levar a tecnologia para outros países que desejam implantar programa similar ao brasileiro. Além destas conquistas, os produtores originalmente formados por empresas de origem familiar aprimoraram mecanismos de gestão, profissionalizando seus negócios.

O setor também possui como característica a possibilidade de produzir outros produtos, como a energia elétrica, a partir do bagaço da cana, e o açúcar propriamente dito, que aumentam a competitividade da indústria nacional e, frente a outros países produtores, a posição geográfica do Brasil permite o cultivo da matéria-prima em ampla faixa do território nacional em diferentes períodos do ano. Assim, esta distribuição espacial permite a existência de unidades produtoras em várias regiões e a produção de etanol em quase todos os meses do ano, favorecendo a logística de distribuição do biocombustível para os centros consumidores.

Embora os programas para implantação do etanol como combustível veicular visem a substituição parcial da gasolina, deve-se ter em mente que o etanol combustível, puro ou em mistura na própria gasolina, é utilizado de forma complementar ao combustível fóssil. A parcela de gasolina substituída pelo etanol permite diminuir a dependência dos derivados de fontes fósseis e aumenta a segurança energética.

O interesse de investidores estrangeiros no setor sucroenergético nacional sinaliza que o país reúne várias características que possibilitam ampliar a produção nacional de etanol, como disponibilidade de terras férteis e clima favorável para o cultivo de sua matéria-prima, a cana-de-açúcar. No entanto, existem importantes questões a serem equacionadas para que o potencial brasileiro de atender plenamente a demanda interna e fornecer o produto para outros mercados não seja prejudicado. Também é importante lembrar que o setor conta com uma única matéria-prima – a cana-de-açúcar, cuja destinação para a produção de etanol e açúcar costuma variar de acordo com as condições de mercado destes produtos.

A valorização do etanol modificou a visão dos produtores de cana e etanol, que passaram a ser tidos como produtores de energia e atraiu importantes players do mercado global interessados no controle dos ativos de produção do setor, que se traduziu no Brasil em investimentos de diversas empresas estrangeiras. Entre os investidores encontram-se empresas da área de alimentos, interessadas na produção de açúcar, e também importantes empresas do setor de petróleo, como Petrobrás, Shell e BP, cuja participação na produção de etanol passa a ter um caráter estratégico, uma vez que já produzem outros combustíveis fósseis e, com o etanol garantem participação no mercado de biocombustíveis.

Devem ser cuidadosamente tratadas questões como desequilíbrio entre oferta e demanda durante a safra e entressafra; formação de estoques reguladores, que já foi um problema marcante na época do Proálcool; linhas de crédito para viabilizar a expansão e renovação dos canaviais, evitando falta de matéria-prima; oscilações de preço para o consumidor e adequada distribuição das margens de comercialização pelos elos da cadeia produtiva.

A recente inclusão da atividade de produção de etanol entre as atribuições da ANP indica a relevância do setor sucroenergético e a necessidade de definir políticas que contribuam para o desenvolvimento do biocombustível, garantindo oferta, qualidade e preço do produto, assim como ocorre na produção dos demais combustíveis derivados do petróleo. A experiência da ANP na regulação do mercado de combustíveis certamente auxiliará a regulação do mercado de etanol, embora este agregue características agrícolas e industriais, que ainda não são amplamente dominadas pelo órgão regulador.

Devido ao papel complementar exercido pelo etanol em relação à gasolina, obtida a partir do refino da matéria-prima petróleo, é necessária também uma análise da produção desta matéria-prima, fornecendo uma percepção da oferta e consumo de petróleo no território nacional.

Assim, para a produção de petróleo, a abertura do segmento de E&P, desde 1997, à participação de outras empresas nacionais ou estrangeiras, permitiu a ampliação da atividade exploratória trazendo desenvolvimento econômico e social para o setor de petróleo e para o país, dado o efeito indutor que o segmento possui dentro da economia nacional. Retratam esta evolução a 12ª posição do Brasil no ranking dos países produtores de petróleo em 2010 e a sétima posição entre os maiores consumidores de petróleo no mundo.

Inicialmente o número de empresas nacionais a participar das Rodadas de Licitações promovidas pelo órgão regulador do setor para concessão das atividades de exploração e produção de petróleo foi reduzido, o que é explicado pelo longo período de monopólio exercido pela Petrobrás. À medida que as licitações foram realizadas novas empresas de variadas origens participaram do processo e, atualmente observa-se um razoável número de concessionárias nacionais, se comparado ao mercado em que havia somente uma empresa até alguns anos atrás – a Petrobrás. De 1999 até 2008, várias empresas estrangeiras do setor trouxeram seus primeiros investimentos para o país e novas empresas nacionais também investiram no segmento, cuja participação aumentou de forma gradativa ao longo deste período.

Com o novo regime estabelecido, tornaram-se concessionárias grandes empresas internacionais, como BP, Shell e Chevron, que trouxeram importantes investimentos para o país; algumas estatais estrangeiras, como a Ecopetrol, Statoil e Sonangol; empresas estrangeiras de E&P e também algumas produtoras de petróleo independentes, como Anadarko, Woodside, Perenco, Petrolatina, HRT e PetroRecôncavo. Foi possível também a formação de um novo mercado de pequenas e médias empresas que atuam em áreas compatíveis com seu perfil e porte empresarial, geralmente localizadas em bacias maduras terrestres.

Estes agentes investiram no mercado nacional de E&P com a expectativa de ampliar seu campo de atuação, que deve ter se acentuado a partir da descoberta da província do pré-sal. As empresas buscam ampliar sua produção através de acesso às reservas em áreas promissoras, com potencial exploratório e o investimento nestas atividades reflete a expectativa de que o processo de abertura do mercado seja contínuo e de que novas áreas sejam concedidas, de forma periódica, como ocorreu até 2008 com a Décima Rodada de Licitações.

Neste período a Petrobrás teve atuação expressiva, arrematando cerca de 50% de todos os blocos arrematados, resultado que retrata o conhecimento, experiência e competência técnica adquiridos pela empresa ao longo de décadas do monopólio. Outro fator que também favoreceu a atuação da estatal, notadamente nas primeiras Rodadas, foi o tempo relativamente curto de abertura do mercado.

Outra característica marcante nas Rodadas de Licitações da ANP foi a atuação, em especial, das empresas estrangeiras de grande porte, através de parcerias com a Petrobrás, visando entre outros, troca de *know-how* tecnológico e garantia de participar ao lado de uma empresa que possui significativo conhecimento e experiência na geologia do país. O respeito e a credibilidade conquistados pela estatal no mercado internacional também contribuíram para que as novas concessionárias estabelecessem parcerias com a empresa. As novas empresas entrantes no setor passaram a representar potenciais parceiros para a Petrobrás, ao invés de competir diretamente com esta, o que permite à estatal continuar participando na exploração em áreas sob o regime de concessão, podendo, em paralelo, investir em outras áreas de interesse estratégico, como a região do pré-sal.

Contudo, o desenvolvimento e manutenção do segmento de empresas que atuam em atividades de exploração e produção dependem de uma política de incentivos relacionados à realização regular de Rodadas de Licitações, que além de atender a demanda das empresas, também beneficiam socioeconomicamente os Estados e Municípios onde se realizam as atividades e contribuem para ampliar o conhecimento geológico das bacias sedimentares brasileiras. Assim as Rodadas de Licitações para concessão de novas áreas nas regiões com risco exploratório devem ser retomadas para que se possa manter uma área mínima em exploração, possibilitando a realização de novas descobertas nos próximos anos, uma vez que ainda existem questões a serem resolvidas até que as áreas do pré-sal ou aquelas consideradas estratégicas possam ser licitadas.

Além das relevantes mudanças relativas ao marco regulatório que estes dois segmentos estão passando: a atividade de produção de etanol passou a ser regulada pelo Governo Federal e interrupção no ritmo da outorga de novas concessões para as atividades de exploração e produção de petróleo devido a descoberta do pré-sal, que trouxe para o cenário nacional o modelo de partilha da produção, ocasionando a suspensão das Rodadas de Licitações e o adiamento de vários investimentos no setor, nota-se também que a exploração da cana-de-açúcar, matéria-prima para a produção de etanol, e a exploração de petróleo, matéria-prima para a produção de gasolina, contam no cenário nacional com a atuação de empresas estrangeiras, como a Shell e British Petroleum, além da estatal nacional Petrobrás, que atua nos dois segmentos, retratando o papel relevante do país na produção de petróleo e etanol.

Outra característica importante destes mercados é o seu grau de interligação, visto que o etanol hidratado representa aproximadamente cinquenta por cento do consumo de gasolina A no setor de transportes e, desta forma, os movimentos ocorridos no mercado de etanol são capazes de afetar a demanda de gasolina e vice-versa. Para ilustrar tal situação, pode-se citar a política governamental de controle da inflação através da manutenção no nível de preço da gasolina, que ocasiona uma situação desfavorável para as oscilações de preço do etanol

repassadas ao consumidor pelo setor sucroenergético, afetando a competitividade do biocombustível e prejudicando seu desempenho junto aos consumidores.

Além disso, os volumes de produção de cana e etanol obtidos nas duas últimas safras (2010/11, 2011/12) refletem problemas conjunturais do setor, tais como: falta de investimentos agrícolas (endividamento do setor), valorização do preço do açúcar (quebra de safra na Índia) destinando uma parcela maior de cana para a produção de açúcar, e valorização do real nos últimos anos, que gera reflexos negativos para o setor uma vez que torna a produção brasileira mais cara levando a perda de competitividade nos mercados externos. Somado a esse cenário, as condições climáticas também têm afetado a produção de cana e, consequentemente a oferta de etanol não tem sido suficiente para atender a demanda da crescente frota de veículos *flex fuel*. As retrações na oferta de etanol têm sido tão significativas que, além de levar o governo a reduzir o teor de etanol anidro na gasolina, gerou também a necessidade do país importar este combustível para atender a crescente frota nacional de veículos. Assim, o Brasil cuja produção nacional de gasolina era capaz de atender a demanda do mercado interno, tendo inclusive excedentes disponíveis para exportação, passou de uma situação confortável para um novo cenário no qual fez-se necessária a importação do combustível fóssil.

8 Referências

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (Brasil). A**gência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis**. Rio de Janeiro, 2011a. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/>. Acesso em: 20 jul. 2011.

_____. **Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2007**. Rio de Janeiro: ANP, 2007.

_____. **Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2009**. Rio de Janeiro: ANP, 2009.

_____. **Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2011**. Rio de Janeiro: ANP, 2011b.

_____. **Biocombustíveis.** Rio de Janeiro: ANP, 2011d**.** Disponível em: <http://www.anp.gov.br/?id=474>. Acesso em: 2 set. 2011.

_____. **Brasil-Rounds**: licitações de petróleo e gás. Rio de Janeiro: ANP, 2011c. Disponível em: <http://www.brasil-rounds.gov.br/>. Acesso em: 25 fev. 2011.

_____. **Brasil-Rounds**: licitações de petróleo e gás: relação de concessionários. Rio de Janeiro: ANP, 2012a. Disponível em: < http://www.brasil-rounds.gov.br/portugues/lista_de_concessionarios.asp>. Acesso em: 2 fev. 2012.

_____. **VII Seminário de Avaliação do Mercado de Derivados de Petróleo e Biocombustíveis, Ano-Base 2011**. Rio de Janeiro: ANP, 2012b.

ALÉM, Ana Cláudia; GIAMBIAGI, Fabio. **O BNDES em um Brasil em transição**. Rio de Janeiro: BNDES, 2010. Disponível em: <http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt>. Acesso em: 26 abr. 2011.

AMORELLI, Dirceu Cardoso; SILVA, Paulo Alexandre S; CAMPOS, Thiago Neves de. Rodadas de Licitações: evolução e perspectivas. In: Rio Oil and Gas Expo and Conference, 2008. Rio de Janeiro. [**Anais**]... Rio de Janeiro: Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis, 2008.

AMORIM, Cláudia Souza de. **Arbitragem como mecanismo alternativo na solução de conflitos pertinentes a contratos de concessão no Brasil junto ao setor de petróleo e gás natural**. Campos dos Goytacazes, RJ: Faculdade de Direito de Campos, 2006.

ANP: 23 blocos na Segunda Rodada de Licitações. **TN Petróleo**, Rio de Janeiro, p. 6-8, n. 9, Set./out. 1999.

ANTUNES, Adelaide Maria Souza. **Alternativas para o uso industrial do álcool etílico no Brasil**. Rio de Janeiro: COPPE/UFRJ, 1979. Dissertação (Mestrado), COPPE/UFRJ, 1979.

ASSOCIAÇÃO NACIONAL DOS FABRICANTES DE VEÍCULOS AUTOMOTORES. **Anuário da Indústria Automobilística Brasileira, 2011**. São Paulo: ANFAVEA, 2011.

AURIZÔNIA EMPREENDIMENTOS. **Aurizônia Empreendimentos**. Rio de Janeiro, 2011. Disponível em:<http://www.aurizonia.com.br/historico.html>. Acesso em: 15 maio 2011.

BARROS, Ana Beatriz Stepple da Silva (Coord.). **Panorama atual da indústria brasileira de álcool combustível:** avaliação do arcabouço regulatório da ANP referente à movimentação do produto. Rio de Janeiro: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2007. Nota Técnica n. 011/2007- SCM. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/?id=474>. Acesso em: 29 jul. 2010.

BARROS FILHO, Allan Kardec Duailibe; MARIANO, Jacqueline Barboza. Biocombustíveis e mudanças climáticas: a experiência brasileira. **Informe Conjuntura & Informação**, Rio de Janeiro, Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, n. 52, mar. 2011. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/>. Acesso em: 10 out. 2011.

BEER, Raul Gabriel. O etanol de cana já é uma realidade na estratégia das multinacionais. **Revista Opiniões**, Ribeirão Preto,SP, p. 30-32, jan-mar. 2010. Seção: Consultores & Especialistas.

BELIK, Walter ; VIAN, Carlos Eduardo de Freitas. Desregulamentação estatal e novas estratégias competitivas da agroindústria canavieira em São Paulo. In: MORAES, Márcia Azanha Ferraz Dias de (Org.); SHIKIDA, Pery Francisco Assis.

(Org.). **Agroindústria canavieira no Brasil**: evolução, desenvolvimento e desafios. São Paulo : Atlas, 2002.

BENETTI, Maria Domingues. A internacionalização recente da indústria de etanol brasileira. **Indicadores Econômicos FEE**, São Paulo: Fundação de Economia e Estatística, v. 36, n. 4, 2009. Disponível em: <http://revistas.fee.tche.br/index.php/indicadores/article/viewFile/2220/2620> Acesso em: 16 nov. 2011.

BIAGI FILHO, Maurílio. O novo abc da cana. **Revista Opiniões**, Ribeirão Preto, SP, p. 81-82, jan-mar. 2010. Seção: Ensaio Especial.

BRASIL. Decreto n. 19.717, de 20 de Fevereiro de 1931. Estabelece a aquisição obrigatória de álcool, na proporção de 5% da gasolina importada, e dá outras providências. **Diário Oficial da República Federativa do Brasil**. Brasília, DF, 1931. Seção 1, p. 3736.

BRASIL. Decreto n. 22.789, de 1º de Junho de 1933. Cria o Instituto do Açúcar e do Álcool e dá outras providências**. Diário Oficial da República Federativa do Brasil,** Brasília, DF, 1933. Seção 1, p. 11195.

BRASIL. Decreto n. 76.593, de 14 de novembro de 1975. Institui o Programa Nacional do Álcool e dá outras providências. **Diário Oficial da República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 1975. Seção 1, p. 15257.

BRASIL. Decreto n. 83.700, de 5 de Julho de 1979. Dispõe sobre a execução do Programa Nacional do Álcool, cria o Conselho Nacional do Álcool - CNAL, a Comissão Executiva Nacional do Álcool - CENAL, e dá outras Providências. **Diário Oficial da República Federativa do Brasil**. Brasília,DF, 1979. Seção 1, p. 9418.

BRASIL. Lei n. 2.004, de 3 de Outubro de 1953. Dispõe sobre a política nacional do petróleo e define as atribuições do Conselho Nacional do Petróleo, institui a sociedade anônima, e dá outras providências. **Diário Oficial da República Federativa do Brasil.** Brasília, DF, 1953**.** Seção 1., p. 16705.

BRASIL. Lei n. 9.478, de 6 de Agosto de 1997. Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências. **Diário Oficial da República Federativa do Brasil**. Brasília, DF, 1997. Seção 1., p. 16925.

BRASIL. Lei n. 11.097, de 13 de Janeiro de 2005. Dispõe sobre a introdução do biodiesel na matriz energética brasileira; altera as Leis nºs 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.847, de 26 de outubro de 1999 e 10.636, de 30 de dezembro de 2002; e dá outras providências. **Diário Oficial da República Federativa do Brasil**. Brasília, DF, 2005. Seção 1, p. 8.

BRASIL. Lei nº 12.490, de 16 de setembro de 2011. **Diário Oficial da República Federativa do Brasil**. Brasília, DF, 2011a. Seção 1, p.1.

BRASIL. Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento. **Anuário Estatístico da Agroenergia, 2010**. 2. ed. Brasília, DF : MAPA, 2011b. Disponível em: <http://www.agricultura.gov.br/> Acesso em: 9 set. 2011.

_____. **Sapcana**. Brasília, DF: MAPA, 2011c. Disponível em: <http://www.agricultura.gov.br/servicos-e-sistemas/sistemas/Sapcana>. Acesso em: 30 out. 2011.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **Ministério de Minas e Energia**. Brasília, DF, 2012. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/mme>. Acesso em: 4 mar. 2012.

_____. Resolução CNPE Nº 8, de 21 de julho de 2003. Estabelece a política de produção de petróleo e gás natural e define diretrizes para a realização de licitações de blocos exploratórios ou áreas com descobertas já caracterizadas, nos termos da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997. **Diário Oficial da República Federativa do Brasil**. Brasília, DF, 2003. Seção 1, p.50.

BRASIL. Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio. **Comércio exterior**. Brasília: MDIC, 2011d. Disponível em: <http://www.mdic.gov.br//sitio/interna/index.php?area=2>. Acesso em: 31 out. 2011.

BUCHEB, José Alberto. Parcerias empresariais (joint ventures) nas atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural no Brasil. **Revista de Direito Empresarial**, Curitiba, n. 7, jul./dez. 2007.

CAIXE, Daniel Ferreira; BACCARIN, José Giacomo. Empresas sucroalcooleiras de capital aberto: avaliação da estrutura de controle e de indicadores financeiros. In: Congresso de Iniciação Científica da UNESP, 21, 2009, São José do Rio Preto. **Anais eletrônicos.** São Paulo: UNESP, 2009. Disponível em: <http://prope.unesp.br/xxi_cic/99_33501357818.pdf>. Acesso em: 29 jul. 2011.

CAMPOS, Adriana Fiorotti. Transformações recentes no setor petrolífero brasileiro. **Perspectiva Econômica On Line**, São Leopoldo, RS, Universidade do Vale do Rio dos Sinos, p.68-81, v1, n.1, jan./jun.2005. Disponível em: <http://www.perspectivaeconomica.unisinos.br/pdfs/34.pdf>. Acesso em 26/04/2011.

CARDOSO, Beatriz. ANP - Terceira Rodada: um leilão sem racionamento. **TN Petróleo**, Rio de Janeiro, p. 36-39, n. 19, 2001.

_____. Quarta Rodada: o leilão de voto de confiança. **TN Petróleo**, Rio de Janeiro, p. 46-49, n. 25, 2002a.

CARDOSO, Luiz Claudio. **Petróleo**: do poço ao posto. Rio de Janeiro: Qualitymark, 2005.

CARVALHO, Eduardo Pereira de Carvalho. A internacionalização dos meios de produção de açúcar e etanol no Brasil. **Revista Opiniões**, Ribeirão Preto, SP, p. 5-6, jan-mar. 2010.

CENTRO DE GESTÃO DE ESTUDOS ESTRATÉGICOS. **Estudo energias renováveis** : etanol de cana : áreas tradicionais : relatório final. Brasília, DF: CGEE, 2008.

_____. **Estudo prospectivo de solo, clima e impacto ambiental para o cultivo da cana-de-açúcar e análise técnica/econômica para o uso do etanol como combustível**: etanol fase 3: relatório final. Brasília, DF: CGEE, 2007.

COELHO, Moêma; VIGLIANO, Ricardo; CORDEIRO, Ricardo. Fraco resultado favorece mudanças. **Brasil Energia**, Rio de Janeiro, p. 20-26, n. 260, jul. 2002. Seção: Concessões petrolíferas.

COIMBRA, Paulo Guilherme de Menezes. O cenário é de continuação no processo de consolidação. **Revista Opiniões**, Ribeirão Preto, SP, p. 28-29, jan-mar. 2010. Seção: Consultores & Especialistas.

COMPANHIA NACIONAL DE ABASTECIMENTO. **Acompanhamento de safra brasileira:** cana-de-açúcar, segundo levantamento, agosto/2011. Brasília: CONAB, 2011.

COMPANHIA NACIONAL DE ABASTECIMENTO. **O etanol como um novo combustível veicular: análise estatística e projeção do consumo doméstico e exportação do etanol brasileiro no período de 2006 à 2011**. Brasília, DF, CONAB, Ago. 2008. Disponível em: <http://www.conab.gov.br/>. Acesso em: 1º out. 2011.

_____. **Os fundamentos da crise do setor sucroalcooleiro no Brasil**. 2. ed. Brasília, DF: Superintendência de Informações do Agronegócio, CONAB, 2010a.

_____. **Perfil do setor do açúcar e do álcool no Brasil** – Ed. para a safra 2008-2009. Brasília, DF: CONAB, maio 2010b.

CONSELHO DE INFORMAÇÕES SOBRE BIOTECNOLOGIA. **Guia da cana-de-açúcar**: avanço científico beneficia o País. São Paulo: CIB, 2009. Disponível em: <http://www.cib.org.br/pdf/guia_cana.pdf>. Acesso em: 20 abr. 2011.

CONSELHO DOS PRODUTORES DE CANA-DE-AÇÚCAR, AÇÚCAR E ÁLCOOL DO ESTADO DE SÃO PAULO. **Manual de Instruções**. 5. ed. Piracicaba, SP: CONSECANA-SP, 2006.

COOPERATIVA DE PRODUTORES DE CANA, AÇÚCAR E ÁLCOOL DO ESTADO DE SÃO PAULO. **Proálcool**: fundamentos e perspectivas. São Paulo: COPERSUCAR, 1989.

_____. **COPERSUCAR**. São Paulo: COPERSUCAR, 2011. Disponível em: <http://www.copersucar.com.br>. Acesso em: 31 out. 2011.

CORDEIRO, Renato. Índice de compromisso de compras dentro do país é o maior entre todas as cinco rodadas. **Brasil Energia**, Rio de Janeiro, p. 31, n. 274, set. 2003. Seção: 5ª Rodada.

_____. Statoil avança no Brasil. **Brasil Energia**, Rio de Janeiro, p. 26, n. 286, set. 2004. Seção: Leilão da ANP.

CORRÊA, Johny Soares. **Parque industrial de refino no Brasil**: características atuais e perspectivas futuras. Rio de Janeiro: Escola de Química/UFRJ, 2009. Dissertação (Mestrado), Escola de Química/UFRJ, 2009.

COSTA, Ricardo Cunha da; PASTORIZA, Florinda Antelo; PRATES, Claudia Trindade. Setor de petróleo e gás natural: perfil dos investimentos. **BNDES**

Setorial, Rio de Janeiro: BNDES, n. 22, set. 2005. Disponível em: <http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt>. Acesso em: 4 maio 2011.

COUTINHO, Edna Maria B. Gama; GOMES, Antonio Claret Silva; FARIA, Elíada A. S. Teixeira; FERNANDES, Heloísa Helena de Oliveira. Os novos agentes na exploração e produção de petróleo no Brasil. **Informe Infra-Estrutura**, Rio de Janeiro: BNDES, n. 49, ago./2000. Disponível em:<http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt>. Acesso em: 4 maio 2011.

DIÁRIO COMÉRCIO INDÚSTRIA E SERVIÇOS. **107 usinas já podem exportar etanol aos EUA.** Araçatuba, SP: União dos Produtores de Bioenergia, 31 out. 2011. Disponível em: <http://www.udop.com.br/index.php?item=noticias&cod=1079124>. Acesso em: 31 out. 2011.

DIAS, José Luciano de Mattos; QUAGLIANO, Maria Ana. **A questão do petróleo no Brasil:** uma história da Petrobrás. Rio de Janeiro: Fundação Getúlio Vargas, 1993.

DORNELLES, Ricardo de Gusmão. A internacionalização contribui para tornar o etanol uma commodity. **Revista Opiniões**, Ribeirão Preto, SP, p. 12-14, jan-mar. 2010. Seção: Governo.

DUTRA, Luís Eduardo Duque. **Política, regulação do petróleo e rodadas de licitação**. Rio de Janeiro: Infopetro, 2011. Disponível em: < http://infopetro.wordpress.com/>. Acesso em: 29 jan. 2012.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Cenários para exportação de etanol para os EUA**. Brasília, DF: EPE, 2010a. (Nota Técnica EPE). Disponível em: <http://www.epe.gov.br/Petroleo/Paginas/default.aspx>. Acesso em: 5 nov. 2011.

_____. **Perspectivas para o etanol no Brasil**. Brasília, DF: EPE, 2008. (Cadernos de Energia EPE). Disponível em: <http://www.epe.gov.br/Petroleo/Paginas/Estudos_28.aspx>. Acesso em: 5 nov. 2011.

_____. **Plano Decenal de Expansão de Energia, 2019**. Brasília: MME/EPE, 2010b.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. **International Energy Outlook. 2010.** Paris: IEA, 2010 Disponível em:<http://www.eia.gov/forecasts/archive/ieo10/index.html>. Acesso em: 3 ago. 2011.

ESTEVAM, Raimundo. **Safra reduz 8,4% e chega a 571,4 milhões de toneladas**. Brasília, DF, Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento: 2011. Disponível em: <http://www.agricultura.gov.br/vegetal/noticias>. Acesso em: 14 dez. 2011.

ESTRATÉGIAS da ANP no ano 2000. **Brasil Energia**, Rio de Janeiro, p. 12-14, n. 230, jan. 2000. Seção: Entrevista.

FERNANDES, Elton; ARAÚJO, Renato S.B. de. As mudanças no upstream da indústria do petróleo no Brasil e as tendências no posicionamento das operadoras do setor. In: ENCONTRO NACIONAL DE ENGENHARIA DE PRODUÇÃO, 23.,Ouro Preto, 2003. **Anais**... Ouro Preto, MG: ENEGEP, 2003.

GARCIA, Jorge Luiz Faria et al. Setor sucroenergético: o desempenho do BNDES no último triênio da década. **Informe Setorial**, Rio de Janeiro: BNDES, n. 21, maio 2011.

GÁVEA OIL & GAS. **Gávea Oil & Gas**. Rio de Janeiro, 2011 Disponível em: <http://www.ubx.com.br/gavea_introducao.htm>. Acesso em: 10 jun. 2011.

GOLDEMBERG, José. The Brazilian biofuels industry. **Biotechnology for Biofuels**, London, Bio Med Central, v.1, n.1, 2008.

GRUPO SCHAHIN **Schahin**. São Paulo, 2011 Disponível em: <http://www.schahin.com.br/petroleo/br/>. Acesso em: 31 jun. 2011.

INSTITUTO DE PESQUISA ECONÔMICA APLICADA. Biocombustíveis no Brasil: etanol e biodiesel. **Comunicado do IPEA**, Brasília,DF, Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada, n. 53, 26 maio 2010. (Eixos do Desenvolvimento Brasileiro). Disponível em: <http://www.ipea.gov.br/portal/> Acesso em: 29 jul. 2011.

INSTITUTO EUVALDO LODI. Núcleo Central ; SERVIÇO BRASILEIRO DE APOIO ÀS MICRO E PEQUENAS EMPRESAS. **Novo ciclo da cana**: estudo sobre a competitividade do Sistema Agroindustrial da Cana-de-açúcar e prospecção de novos empreendimentos. Brasília: IEL/NC: SEBRAE, 2005.

INTEGRAL DE SERVICIOS TÉCNICOS. **Integral Serviços Técnicos S.A.** Disponível em: <http://www.ist.com.co/Compania.html>, Acesso em: 10 jun. 2011.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **World Energy Outlook, 2010**. Paris: IEA, 2010.

JANK, Marcos Sawaya. **Etanol**: dificuldades e desafios de crescimento: palestra proferida em 12 set. 2011. São Paulo : União da Indústria da Cana-de-Açúcar, 2011.

KRAUSE, Gilson (Coord.); SCHECHTMAN, Rafael. (Coord.) **Regulação**. Rio de Janeiro: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2000. (Séries ANP, n. 1).

LEITE, Rogério Cezar de Cerqueira. **Bioetanol combustível:** uma oportunidade para o Brasil. Brasília, DF: Centro de Gestão e Estudos Estratégicos, 2009.

_____. **Pró-Álcool**: a única alternativa para o futuro. 2 ed. Campinas: Editora da UNICAMP, 1988.

LIMA, Léo da Rocha; MARCONDES, Aluizio de Abreu. **Álcool carburante**: uma estratégia brasileira. Curitiba: Universidade Federal do Paraná, 2002. (Pesquisa, 67).

LIMA FILHO, Gilberto. Sétima rodada: mudança de paradigma. **TN Petróleo**, Rio de Janeiro, p. 36-38, n. 45, nov./ dez. 2005.

MACEDO, Isaias de Carvalho; NOGUEIRA, Luiz Augusto Horta. Biocombustíveis. **Cadernos NAE**, Brasília: Núcleo de Assuntos Estratégicos da Presidência da República, Secretaria de Comunicação do Governo e Gestão Estratégica, n. 2, jan. 2005.

MARIANTE, Armando. **Apoio do BNDES ao setor de biocombustíveis**: palestra proferida em outubro de 2007. Rio de Janeiro: BNDES, 2007.

MAURO, Maurício de. **Influência da utilização de práticas de gestão operacional no desempenho de empresas do setor sucroalcooleiro no Estado de São Paulo**. São Paulo: Escola de Administração de Empresas de São Paulo, 2010. Dissertação (Mestrado), São Paulo, EAESP /FGV, 2010.

MELO, Fernando Homem de; FONSECA, Eduardo Giannetti. **Proálcool, energia e transportes**. São Paulo: Pioneira: Fundação Instituto de Pesquisas Econômicas, 1981.

MELO, Gilberto. (Coord.) **A descoberta do petróleo no Brasil**: marco histórico de transformação da sociedade brasileira. Salvador: D&M Photodesign e Editora, 2010.

MENEZELLO, Maria d' Assunção Costa. **Comentários à Lei do Petróleo**. São Paulo: Atlas, 2000.

MILANEZ, Artur Yabe; BARROS, Nereida Rezende; FAVERET FILHO, Paulo de Sá Campello. O perfil do apoio do BNDES ao setor sucroalcooleiro. **BNDES Setorial**, Rio de Janeiro : BNDES, n. 28, set. 2008.

_____; FAVERET FILHO, Paulo de Sá Campello; ROSA, Sergio Eduardo Silveira da. Perspectivas para o etanol brasileiro. **BNDES Setorial**, Rio de Janeiro: BNDES, p.21-38, n. 27, mar. 2008.

_____ et al. Logística para o etanol: situação atual e desafios futuros. **BNDES Setorial**, Rio de Janeiro: BNDES, n. 31, jun. 2010.

MORAES, Márcia Azanha Ferraz Dias de. A desregulamentação do setor **sucroalcooleiro do Brasil**. Americana, SP: Caminho Editorial, 2000.

_____; SHIKIDA, Pery Francisco Assis (Org.). **Agroindústria canavieira no Brasil**: evolução, desenvolvimento e desafios. São Paulo: Atlas, 2002.

MUNDO NETO, Martin. Atores na construção do mercado do etanol: as organizações de representação de interesses como foco da análise. **Revista Pós Ciências Sociais**, São Luis, MA, UFMA, p. 43-63, v. 7, n. 13, 2010.

NASTARI, Plinio Mário. A internacionalização ganhou força em 2009. **Revista Opiniões**, Ribeirão Preto, SP, p. 20-24, jan-mar. 2010. Seção: Consultores & Especialistas.

NOGUEIRA, Luiz Augusto Horta (Org.). **Bioetanol de cana-de-açúcar**: energia para o desenvolvimento sustentável. Rio de Janeiro: BNDES, 2008.

NUNES, Eduardo Peçanha; CAMPOS, Thiago Neves de. Rodadas de Licitações: evolução e novas perspectivas. In: Rio Oil and Gas Expo and Conference, 2010, Rio de Janeiro. [**Anais**]... Rio de Janeiro: Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis, 2010.

NYKO, Diego ; MILANEZ, Artur Yabe. O setor sucroalcooleiro em 2009. **Informe Setorial**, Rio de Janeiro : BNDES, n. 17, abr. 2010.

ODEBRECHT. **Odebrecht**. São Paulo, 2011. Disponível em: <http://www.odebrecht.com.br/>. Acesso em: 7 maio 2011.

ORGANIZAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA DE PETRÓLEO. **Agenda de competitividade da cadeia produtiva de óleo e gás offshore no Brasil**. Rio de Janeiro: ONIP, 2010. Disponível em: <http://novosite.onip.org.br/>. Acesso em: 1° jul. 2011.

PASIN, Rodrigo Maimone; NEVES, Marcos Fava. Fusões, aquisições e internacionalização da agroindústria sucro-alcooleira. In: Congresso Internacional de Economia e Gestão de Redes Agroalimentares, 3., 2001, Ribeirão Preto, SP. **Anais eletrônicos**… São Paulo: USP, 2001. Disponível em: <http://www.favaneves.org/arquivos/1mergers.pdf>. Acesso em: 22 ago. 2011.

PENTEADO NETO, Renato de Arruda; CUNHA, Ricardo Brasil Corrêa da. O programa brasileiro de biocombustíveis e as tendências para o futuro. **Espaço Energia**, Curitiba, p.1-9, Companhia Paranaense de Energia, 8 abr. 2008.

PETROBRAS. **Atuação no Pré-Sal**. Rio de Janeiro: Petrobras, 2009. Disponível em: <http://www.petrobras.com.br/pt/energia-e-tecnologia/fontes-de-energia/petroleo/presal/>. Acesso em: 18 mar. 2012.

_____. **Plano de Negócios 2011–2015**. Rio de Janeiro: Petrobras, 2011. Disponível em:<http://www.petrobras.com.br/pt/noticias/conheca-nosso-plano-de-negocios-2011-2015/>. Acesso em: 2 ago. 2011.

PETRORECÔNCAVO. **PetroRecôncavo**. Mata de São João, BA, 2011. Disponível em:<http://www.petroreconcavo.com.br/>. Acesso em: 13 maio 2011.

PETROSTRATEGIES. **PetroStrategies, Inc**. Plano, TX, 2012. Disponível em: <http://www.petrostrategies.org/>. Acesso em: 2 fev. 2012.

PIRES, Adriano; CAMPOS FILHO, Leonardo. A sexta rodada de licitações e o futuro da indústria de petróleo no Brasil**. TN Petróleo**, Rio de Janeiro, p. 73-75, n. 39, nov./ dez. 2004.

POGETTI, Luís Roberto. **Perspectivas de evolução da indústria alcooleira brasileira**. São Paulo: Escola de Administração de Empresas de São Paulo, Fundação Getúlio Vargas, 2008. Dissertação (Mestrado), Escola de Administração de Empresas de São Paulo/Fundação Getulio Vargas, 2008.

POZAS, Mariana Uhry Boeira. **A internacionalização do setor de etanol brasileiro**: um estudo multi-casos. Porto Alegre: Escola de Administração/ Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2010. Dissertação (Mestrado), Escola de Administração/UFRS, 2010.

PUGA, Fernando Pimentel; BROÇA JUNIOR, Gilberto. Perspectiva de investimentos na indústria, 2011-2014. **Visão do Desenvolvimento**, Rio de Janeiro: BNDES, n. 91, 2011. Disponível em:<http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt>. Acesso em: 10 jan. 2012.

QUEIROZ GALVÃO EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO. **Grupo Queiroz Galvão**. Rio de Janeiro: 2011. Disponível em:<http://www.qgep.com.br/> Acesso em: 5 jun. 2011.

QUEM dá mais? **Brasil Energia**, Rio de Janeiro, p. 17-20, n. 218, jan.1999. Seção: Licitação.

QUINTELLA, Josie; BRAGA, Luciana Palmeira. O processo de solicitação de “cessão de direitos” em contratos de concessão sob a ótica da ANP, In: Rio Oil and Gas Expo and Conference, 2008, Rio de Janeiro. [**Anais**[... Rio de Janeiro, Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis, 2008.

RAMOS, Pedro; PIACENTE, Fabricio José. A evolução da agroindústria canavieira do Brasil entre 1930 e 1990 e o predomínio do sistema de moendas. In: CONGRESSO DA SOCIEDADE BRASILEIRA DE ECONOMIA, ADMINISTRAÇÃO E SOCIOLOGIA RURAL, 48., 2010, Campo Grande/ MS. [**Anais**]. Campo Grande, MS: SOBER, 2010.

SALGADO, Lucia Helena (Ed.); MOTTA, Ronaldo Seroa da (Ed.). **Marcos regulatórios no Brasil**: incentivos ao investimento e governança regulatória. Rio de Janeiro: Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada, 2008.

SANT'ANNA, André Albuquerque. Brasil é a principal fronteira de expansão de petróleo no mundo. **Visão do Desenvolvimento**, Rio de Janeiro: BNDES, n. 87, 2010. Disponível em:<http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt>. Acesso em: 4 maio 2011.

SCANDIFFIO, Mirna Ivonne Gaya. **Análise prospectiva do álcool combustível no Brasil**: cenários 2004-2024. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2005. Tese (Doutorado), Faculdade de Engenharia Mecânica/Universidade Estadual de Campinas, 2005.

SILVEIRA NETO, Martinho da Mota. As empresas internacionais no setor sucroalcooleiro. **Revista Opiniões**, Ribeirão Preto, SP, p.46-48, jan-mar. 2010. Seção: Usinas.

SIPET AGROPASTORIL. **Sipet Agropastoril**. Contagem, MG, 2011. Disponível em: <http://www.sipetagropastoril.com.br/>. Acesso em: 10 jun. 2011.

SIQUEIRA, Claudia. Afrouxando a corda. **Brasil Energia**, Rio de Janeiro, p. 19-20, n. 229, dez. 1999b. Seção: Cenário.

_____. Disputa por Camamu-Almada. **Brasil Energia**, Rio de Janeiro, p.26, n. 286, set. 2004. Seção: Leilão da ANP.

_____. Entrevista: Leo Hime, da Arbi: a estréia do grupo na área do petróleo. **Brasil Energia**, Rio de Janeiro, p.28, n. 286, set. 2004b. Seção: Leilão da ANP.

_____. Expectativa favorável. **Brasil Energia**, Rio de Janeiro, p. 22-26, n. 240, nov. 2000. Seção: Concessões.

_____. Indicadores favoráveis. **Brasil Energia**, Rio de Janeiro, p.30-31, abr. 245, 2001. Seção Exploração.

_____. Leilão com regras conservadoras. **Brasil Energia**, Rio de Janeiro, p.38-40, n.278, jan. 2004a. Seção: Sexto BID.

_____. Leilão com tudo para dar certo. Ou quase tudo. **Brasil Energia**, Rio de Janeiro, p.42 n. 299, out. 2005. Seção: 7ª Rodada.

_____. Mais de 50 mil km² para explorar: em um leilão (mais uma vez) dominado pela Petrobras. **Brasil Energia**, Rio de Janeiro, p.16-17, n.338, jan. 2009b. Seção: Concessões petrolíferas.

_____. As majors não fizeram falta. **Brasil Energia**, Rio de Janeiro, p. 38, n. 326, jan. 2008a. Seção: Tema Especial – Exploração.

_____. O pior leilão da Petrobras. **Brasil Energia**, Rio de Janeiro, p.38-39, n. 326, jan. 2008b. Seção: Tema Especial – Exploração.

_____. Risco Brasil atrai novos investidores. **Brasil Energia**, Rio de Janeiro, p.20-26, n.258, maio 2002. Seção: Leilão da ANP.

_____. Os sem-interesse: das 40 empresas habilitadas para participar da 10ª rodada da ANP... **Brasil Energia**, Rio de Janeiro, p.18, n. 338, jan. 2009a. Seção: Concessões petrolíferas.

_____. Uma nova rodada. **Brasil Energia**, Rio de Janeiro, p.22-25, n. 227, out. 1999a. Seção: Concessões.

SIQUEIRA, Claudia; CORDEIRO, Renato. ANP aprova células, mas devolução de áreas do BID zero esvazia leilão. **Brasil Energia**, Rio de Janeiro, p.28-30, n. 274, set. 2003. Seção: 5ª Rodada.

_____. Aprendendo a jogar: considerada um sucesso pela ANP, a sexta rodada de licitações... **Brasil Energia**, Rio de Janeiro, p.20-22, n. 286, set. 2004. Série: Leilão da ANP.

_____. Com a alma lavada: foi o leilão da diversidade. **Brasil Energia**, Rio de Janeiro, p.52-55, n. 300, nov. 2005. Seção: 7ª Rodada.

SIQUEIRA, Paulo Henrique de Lima; CASTRO JUNIOR, Luiz Gonzaga de. Fusões e Aquisições das Unidades Produtivas da Agroindústria de Cana-de-açúcar no Brasil e nas Distribuidoras de Álcool Hidratado Etílico. **Revista de Economia e Sociologia Rural**, Brasília, vol. 48, n. 4, out./dez. 2010. Disponível em: http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0103-20032010000400009&lng=en&nrm=iso. Acesso em: 21 dez. 2010.

SMITH, Peter Seaborn. **Petróleo e política no Brasil moderno**. Ed. e trad. de Jorge Arnaldo Fortes. Rio de Janeiro: Artenova, 1978.

SOARES, Selene de Souza Siqueira ; PAULILLO, Luiz Fernando de Oriani e. Governança corporativa em empresas sucroalcooleiras e de biodiesel: o novo mercado enquanto estratégia de capitalização. **Informações Econômicas**, São Paulo, Instituto de Economia Agrícola, p.37-46. v. 38, n. 3, 2008.

STARFISH OIL & GAS. Disponível em: <http://www.starfish-oilgas.com.br/>. Acesso em: 13 maio 2011.

STEPHANES, Reinhold. Investimentos externos na cana-de-açúcar: parceria nas oportunidades. **Revista Opiniões**, Ribeirão Preto, SP, p.10-11, jan-mar. 2010. Seção: Governo.

TOMALSQUIM, Maurício Tiomno (Org.); PINTO JUNIOR, Helder Queiroz (Org.). **Marcos regulatórios da indústria mundial do petróleo**. Rio de Janeiro: Synergia: EPE, 2011.

TRIGO, Sergio Alonso. Revisão dos critérios de julgamento das ofertas nas Rodadas de Licitações, In: Rio Oil & Gas Expo and Conference, 2010, Rio de Janeiro. [**Anais**]... Rio de Janeiro, Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis, 2010.

UNIÃO DA INDÚSTRIA DA CANA-DE-AÇÚCAR. **A indústria da cana-de-açúcar: etanol, açúcar, bioeletricidade**. São Paulo: UNICA, 2009.

_____. **Produção e uso do etanol combustível no Brasil**: respostas às questões mais frequentes. São Paulo: ÚNICA, 2007.

_____. **Queda de produção do etanol é passageira, afirma presidente da UNICA**. São Paulo: UNICA, 19 set. 2011a. Disponível em: <http://www.unica.com.br/noticias/>. Acesso em: 22 set. 2011.

_____. **Setor Sucroenergético – Consecana**: perfil. São Paulo: UNICA, 2011b. Disponível em: < http://www.unica.com.br/content/show.asp?cntCode={6ED1BE65-C819-4721-B5E7-312EF1EA2555} >. Acesso em: 31 out. 2011.

VALLE, Maria Letícia Murta. **Produtos do setor de combustíveis e lubrificantes**. Rio de Janeiro: Publit Soluções Editoriais, 2007.

VAZ, Alisio J. M. **Coletiva de Imprensa**: palestra proferida em 19 de dezembro de 2011. Rio de Janeiro: SINDICOM, 2011.

VIANA, Cassiano. Para entrar no Guiness Book. **TN Petróleo**, Rio de Janeiro, n. 57, p. 41-47, nov./dez. 2007a.

_____. Uma indústria em transformação: dez anos da Lei do Petróleo. **TN Petróleo**, Rio de Janeiro, p.18-56, n. 55, jul./ ago. 2007b.

_____; ROMERO, Maria Fernanda. Leilão rápido. **TN Petróleo**, Rio de Janeiro, p.42-47, n. 63, nov./dez. 2008.

VIEIRA, Marcelo Weyland Barbosa. Capital internacional: oportunidade de consolidação da liderança brasileira em biocombustíveis. **Revista Opiniões**, Ribeirão Preto, SP, p. 52-54, jan-mar. 2010. Seção: Usinas.

W WASHINGTON EMPREENDIMENTOS E PARTICIPAÇÕES LTDA. **W Washington**. São Paulo, 2011. Disponível em: <http://www.wwashington.com.br/ing/>. Acesso em: 31 jun. 2011.

ZAIDER, Fernando. O mapa exploratório se renova. **Brasil Energia**, Rio de Janeiro, n. 236, jul. 2000. Seção: Cenário.

ANEXO A - Perfil do setor sucroenergético nacional

O objetivo deste anexo é apresentar alguns indicadores, tendo como base a classificação estabelecida pela CONAB, que tem atuado junto as unidades produtoras para obter informações a respeito das safras, capacidade de processamento e produção, visando subsidiar informações para a gestão de políticas públicas do setor. Os dados apresentados referem-se a fase industrial da safra 2008/09.

Como o registro oficial de dados estatísticos do setor foi descontinuado com a extinção do Instituto do Açúcar e do Álcool, as informações obtidas diretamente nas unidades produtoras são de grande relevância e até este momento representam os únicos dados oficiais disponíveis do setor. Importante registrar que as informações disponibilizadas referem-se ao Estado produtor, não sendo divulgadas as informações individuais das unidades produtoras.

Conforme salienta a CONAB, existe uma grande quantidade de unidades de produção e grande dispersão da capacidade de processamento da cana e fabricação dos produtos finais em todos os estados. Mesmo as maiores unidades representam uma minúscula fração da cana processada. Pode-se dizer que existe um limite físico natural que impede o crescimento ilimitado da capacidade de produção das unidades. Este limite está associado a quantidade de cana disponível na periferia da unidade, a uma distância que o transporte da cana não onere demasiadamente o custo desta matéria-prima. Por esse motivo, a CONAB aponta que é quase impossível haver uma forte concentração industrial e o predomínio exagerado de grandes grupos econômicos.

Distribuição das unidades de produção por volume de cana processada

Este indicador apresenta a distribuição do volume de cana moída pelas diferentes classes de unidades de produção, que foram agrupadas de acordo com a

capacidade de processamento. Os gráficos 32, 33 e 34 apresentam a distribuição para o Brasil e regiões Centro-Sul e Norte-Nordeste, respectivamente.

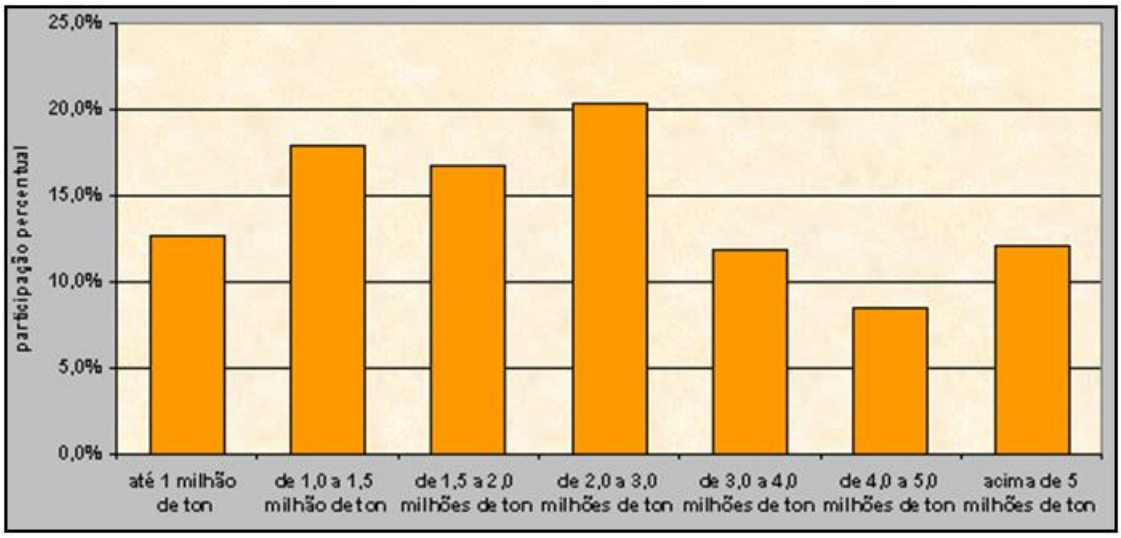


Gráfico 32: Distribuição nacional da cana-de-açúcar moída de acordo com a dimensão da unidade de produção.

Fonte: CONAB, 2010b

Cerca de 47,3% da cana é processada em unidades de pequeno e médio porte, com capacidade até 2 milhões de toneladas por safra. As unidades classificadas como gigantes, com processamento superior a 4 milhões de toneladas, representam 20,5% da cana processada no país.

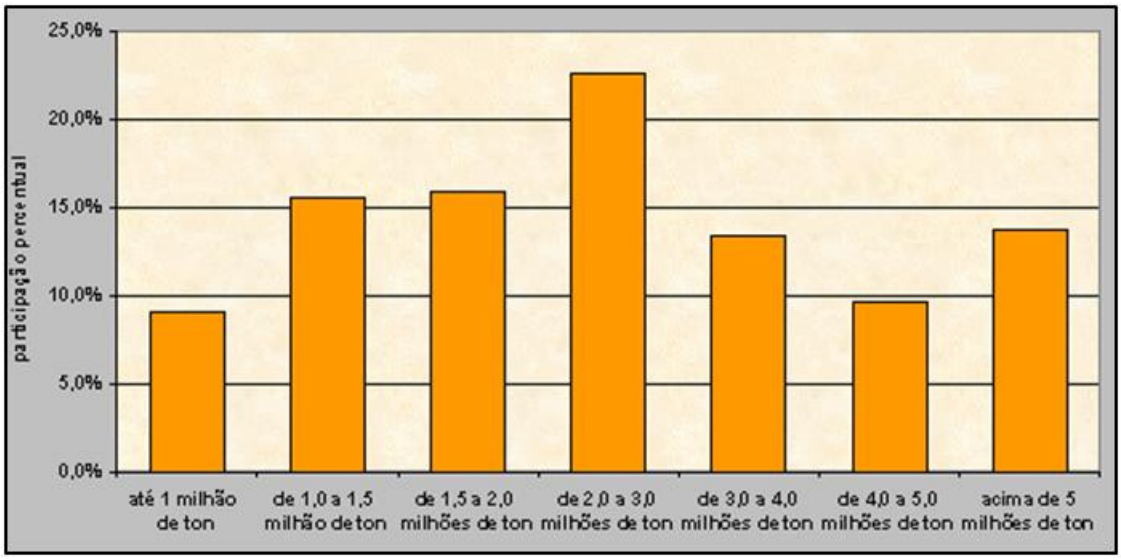


Gráfico 33: Distribuição da cana-de-açúcar moída de acordo com a dimensão da unidade de produção na Região Centro-Sul.

Fonte: CONAB, 2010b

A região Centro-Sul apresenta distribuição similar a nacional. Esse perfil é influenciado pela composição das unidades localizadas em São Paulo, que representam 61,5% de toda cana processada. As unidades com capacidade de até 2 milhões de toneladas processam 40,6% do total de cana. A cana processada nas unidades com capacidade superior a 4 milhões de toneladas corresponde a 23,4% do total.

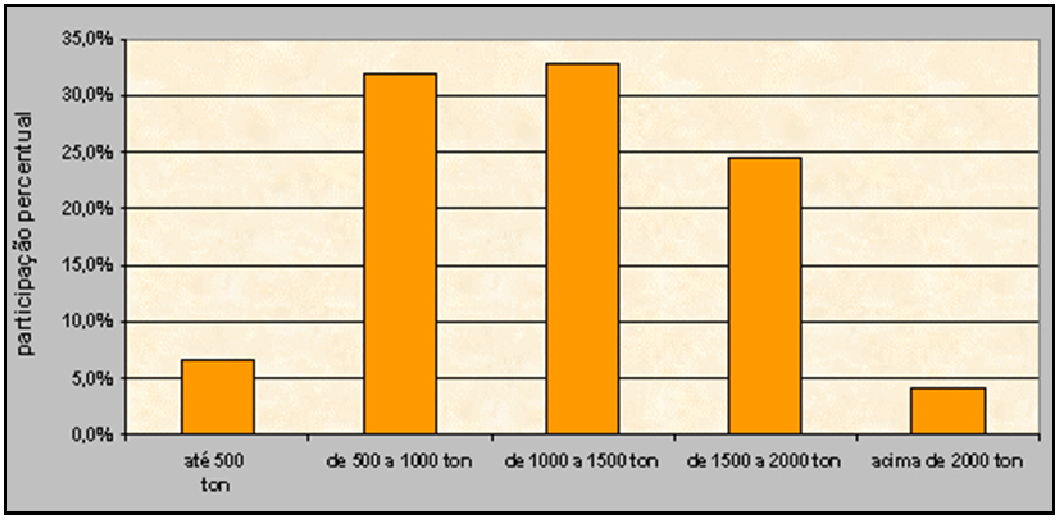


Gráfico 34: Distribuição da cana-de-açúcar moída de acordo com a dimensão da unidade de produção na Região Norte-Nordeste.

Fonte: CONAB, 2010b

Os dados da região Norte-Nordeste mostram a predominância das unidades de produção de pequeno porte, com capacidade de até 1 milhão de toneladas, que processam 39,3% do total da cana. A maior capacidade de processamento instalada na região é de 3 milhões de toneladas.

Volume processado por tipo de unidade de produção

A Tabela 28 apresenta, por região, a distribuição do volume de cana processada por tipo de unidade de produção.

Tabela 28: Distribuição (%) das unidades de produção por volume de cana processada

Regiões	Unidades mistas (etanol e açúcar)	Unidades de etanol	Unidades de açúcar
Centro-Sul	83,9	14,0	2,1
Norte-Nordeste	75,2	14,2	10,6
Brasil	82,9	14,0	3,1

Fonte: CONAB, 2010b

A dimensão das unidades mistas, medida pelo volume de cana processada na safra, é significativamente maior do que a das unidades que se dedicam a fabricação de apenas um produto.

Importante salientar que a flexibilidade de destinar a matéria-prima para a fabricação de produtos distintos traduz-se em importantes benefícios para a gestão do negócio, visto que pode ser dada preferência a fabricação do produto que tenha a melhor relação custo x benefício. No entanto, como as unidades de produção possuem um volume de cana determinado a ser processado no período de safra[44] e uma capacidade nominal diária limitada de fabricação de etanol e açúcar, não é possível

[44] A duração da safra varia entre seis e sete meses.

concentrar toda a produção em apenas um produto, sob risco de sobrar cana madura e pronta para corte.

As condições operacionais do processo produtivo obrigam as unidades mistas a produzirem, simultaneamente, etanol e açúcar. Desta forma, a margem de substituição entre os dois produtos é estimada entre 5 e 10%. De acordo com a CONAB, as unidades mistas possuem uma vantagem adicional relacionada ao reaproveitamento do melaço residual[45], que também pode ser destinado à fabricação de etanol, agregando mais valor ao processo produtivo.

Procedência da cana-de-açúcar

É comum no setor que as unidades de produção processem cana cultivada pela própria unidade ou adquirida de terceiros (agricultores independentes). A Tabela 29 apresenta, por Estado e regiões, a participação da cana de acordo com a procedência.

[45] O melaço subproduto da fabricação do etanol, após passar por um processo de reidratação, pode ser direcionado para fabricação de etanol.

Tabela 29: Procedência da cana-de-açúcar processada

Estado/ Região	Origem declarada da cana processada	
	Cana própria (%)	Cana de terceiros (%)
São Paulo	56,7	43,3
Paraná	86,3	13,7
Minas Gerais	48,0	52,0
Mato Grosso do Sul	71,0	29,0
Goiás	82,5	17,5
Mato Grosso	78,3	21,7
Rio de Janeiro	52,1	47,9
Espírito Santo	73,0	27,0
Centro-Sul	61,3	38,7
Alagoas	70,1	29,9
Pernambuco	70,1	29,9
Paraíba	63,4	36,6
R. Grande do Norte	88,0	12,0
Bahia	81,1	18,9
Maranhão	95,9	4,1
Piauí	82,2	17,8
Sergipe	76,7	23,3
Ceará	57,4	42,6
Amazonas	100	-
Tocantins	100	-
Pará	34,1	65,9
Norte-Nordeste	72,3	27,7
Brasil	62,5	37,5

Fonte: CONAB, 2010b

ANEXO B - Desempenho do etanol hidratado

A seguir são apresentados os gráficos contendo a relação de preços entre o etanol hidratado e a gasolina C e, o consumo do etanol hidratado em relação ao total de combustíveis do ciclo Otto nos anos de 2010 e 2011.

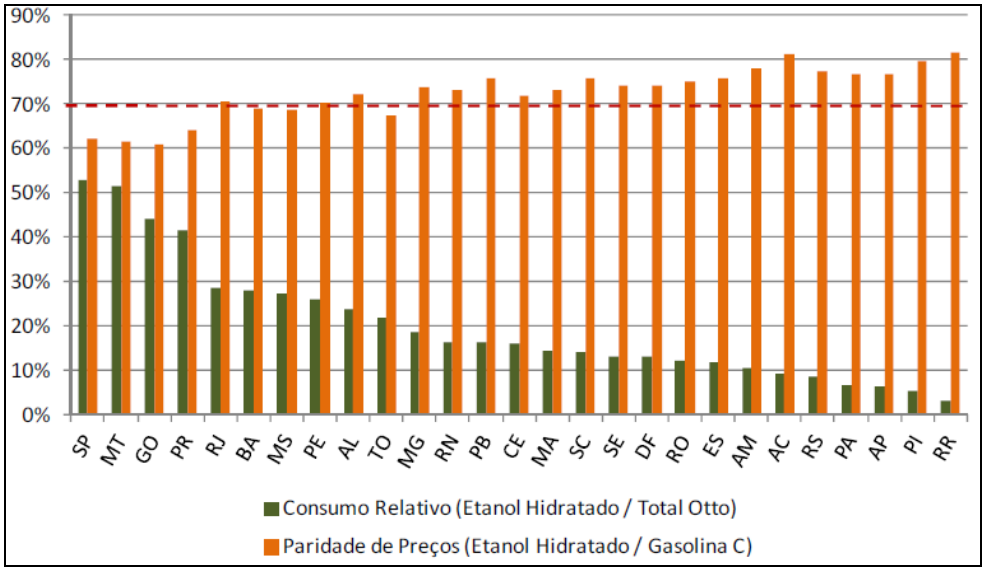


Gráfico 35: Consumo aparente e preços relativos em 2010 – etanol hidratado x gasolina C

Fonte: ANP, 2012b

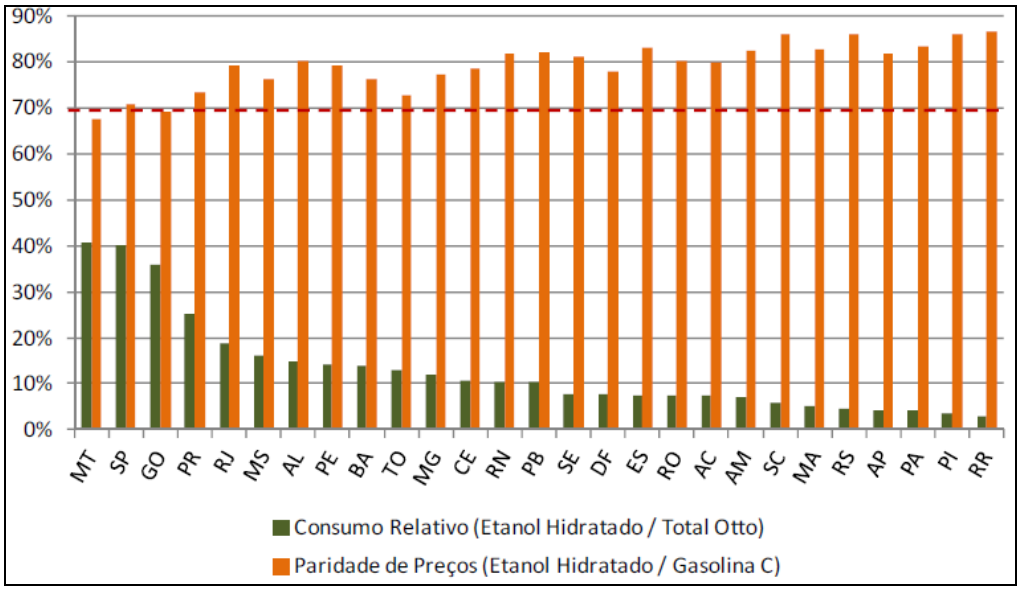


Gráfico 36: Consumo aparente e preços relativos em 2011 – etanol hidratado x gasolina C

Fonte: ANP, 2012b

ANEXO C – Grupos econômicos concessionários da ANP

Grupo (1)	Origem (2)	Operador	Não Operador
Anadarko	Estados Unidos	X	X
Aurizônia	Brasil	X	X
Barra Energia	Brasil		X
BG	Reino Unido	X	X
Brasoil	Brasil	X	X
BrazAlta	Canadá	X	X
CEMIG	Brasil		X
Chevron-Texaco	Estados Unidos	X	X
Codemig	Brasil		X
COMP/Imetame	Brasil	X	X
Construtora Cowan	Brasil	X	
BP (Devon)	Estados Unidos	X	X
Dover	Canadá		X
EBX	Brasil	X	X
Ecopetrol	Colômbia		X
El Paso	Estados Unidos	X	X
Eromanga	Austrália		X
Esso	Estados Unidos	X	
Forbes & Manhattan	Canadá		X
Galp Energia	Portugal	X	X
Gran Tierra	Canadá	X	
Hess	Estados Unidos	X	X
HRT	Brasil	X	
Inpex	Japão		X
Integral	Colômbia	X	
Karoon	Austrália	X	
Koch/ Central	Estados Unidos	X	X
Lábrea	Brasil		X

Maersk	Dinamarca	X	X
Norse	Noruega	X	X
ONGC	Índia	X	X
Orteng	Brasil	X	X
Partex	Cayman,Ilhas	X	X
Perenco	Reino Unido	X	
Petro Latina	Cingapura		X
Petrobras	Brasil	X	X
PetroRecôncavo	Brasil	X	
Phoenix	Brasil		X
Pioneira	Brasil	X	
Quantra	Brasil	X	X
Queiroz Galvão	Brasil	X	X
RAL	Brasil	X	
Repsol YPF	Espanha	X	X
Shell	Reino Unido	X	X
Silver Marlin/ Aloes	Brasil	X	X
Sinochem	China, República Popular da		X
Sinopec	China, República Popular da		X
Sipet	Brasil	X	X
SK	Coréia, República da		X
Somoil/ Serena	Angola		X
Sonangol	Angola	X	X
Sotreq	Brasil	X	
Statoil	Noruega	X	X
STR	Brasil	X	X
SynergyGroup	Panamá		X
TDC	Estados Unidos		X
TotalFinalElf	França		X
UBX (Nord Oil)	Brasil	X	
UTC	Brasil	X	
Vale	Brasil		X
Vanco	Estados Unidos	X	

VB	Índia		X
Vibrapar	Brasil		X
Vitória Ambiental	Brasil	X	
W.Washington	Brasil	X	
Woodside	Austrália		X

Notas:

1. Esta relação considera os grupos concessionários, não levando em conta as subsidiárias existentes.
2. O critério utilizado é a localização do escritório central do grupo