



Universidade Federal
do Rio de Janeiro

Escola Politécnica

Análise de Aspectos Positivos e Negativos do Crescimento do Setor Petrolífero do Município de Macaé/RJ.

Danielle Fernandes do Carmo

Projeto de Graduação apresentado
ao Curso de Engenharia de
Petróleo da Escola Politécnica,
Universidade Federal do Rio de
Janeiro, como parte dos requisitos
necessários à obtenção do título de
Engenheiro.

Orientador: Prof. Rosemarie B.
Bone

Rio de Janeiro

Julho de 2012

ANÁLISE DE ASPECTOS POSITIVOS E NEGATIVOS DO CRESCIMENTO DO SETOR PETROLÍFERO DO MUNICÍPIO DE MACAÉ/RJ

Danielle Fernandes do Carmo

PROJETO DE GRADUAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO CURSO DE ENGENHARIA DO PETRÓLEO DA ESCOLA POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE ENGENHEIRO DO PETRÓLEO.

Aprovado por:

Prof. Rosemarie Bröker Bone, D.Sc. (DEI/POLI/UFRJ)

Prof. Paulo Couto, Dr.Eng. (DEI/POLI/UFRJ)

Prof. Eduardo Pontual Ribeiro, Ph.D (IE/UFRJ)

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL

JULHO DE 2012

Carmo, Danielle Fernandes do

Análise de Aspectos Positivos e Negativos do Crescimento do Setor Petrolífero do Município de Macaé/RJ / Danielle Fernandes do Carmo, – Rio de Janeiro: UFRJ/ Escola Politécnica, 2012.

XVII, 92 p : il.; 29,7 cm.

Orientador: Rosemarie Bröker Bone

Projeto de Graduação –UFRJ/ POLI/ Engenharia do Petróleo, 2012.

Referencias Bibliográficas: p. 102-109.

1. Royalties 2.Bacia de Campos. 3. Macaé. 4.estudo sócio-econômico. I. Bröker Bone, Rosemarie. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola Politécnica, Curso de Engenharia do Petróleo. III. Título.

Este trabalho é dedicado a José Damaso do Carmo
(in memoriam) e Risonete Fernandes do Carmo, pela
educação e formação moral que vêm me permitindo
superar todos os desafios da vida.

Agradecimentos:

A Deus em primeiro lugar, por ter me dado a vida e a força espiritual necessária para continuar apesar de tudo.

Aos meus pais José Damaso do Carmo (in memoriam) e Risonete Fernandes do Carmo, pelo eterno orgulho de minha caminhada, pelo amor, apoio, ajuda, e, em especial, por toda compreensão ao longo deste estressante percurso.

Ao meu irmão Artur por me fazer sorrir nos momentos de maior tensão.

A todos os amigos, pela cumplicidade, ajuda e amizade. Pelas alegrias, tristezas e dores compartilhadas. Com vocês, as pausas entre o cansaço extremo fazem como que no meu retorno, tudo o que tenho produzido na vida fique melhor.

A professora e orientadora Rosemarie Bröker Bone por seu apoio e inspiração no amadurecimento dos meus conhecimentos durante todo o curso de engenharia de petróleo. Também por seus conceitos que me levaram a execução e conclusão desta monografia.

“Comece fazendo o que é necessário, depois o que é possível,
e, de repente, você estará fazendo o que é impossível.”

São Francisco de Assis

Resumo do Projeto de Graduação apresentado à Escola Politécnica/ UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Engenheiro do Petróleo.

Análise de Aspectos Positivos e Negativos do Crescimento do Setor Petrolífero do Município de Macaé/RJ.

Danielle Fernandes do Carmo

Julho/2012

Orientadora: Rosemarie Bröker Bone

Curso: Engenharia de Petróleo

Com área de cem mil quilômetros quadrados, a Bacia de Campos vai desde a cidade de Vitória (ES) até Cabo Frio (RJ). Os números da bacia são impressionantes. Ela atualmente é responsável por mais de 80% da produção nacional de petróleo. A cidade de Macaé como ponto de partida principal devido à proximidade para as plataformas desta bacia é conhecida internacionalmente como a “Capital Brasileira do Petróleo” o que atrai grande contingente populacional. Parte desta população é de mão de obra qualificada, que passa uma estadia geralmente rápida na cidade. Contudo a maior parte da população é de mão de obra desqualificada que são atraídas pela ilusão dos grandes salários e acabam permanecendo na cidade muitas vezes sem emprego algum. Neste estudo será feita uma análise da evolução social e econômica da cidade de Macaé a partir da exploração e produção de petróleo. Através de dados como montantes recebidos e aplicação dos royalties, assim como índices de desenvolvimento, tais como Índice de Desenvolvimento Humano (IDH), Índice de Qualidade Municipal (IQM), Produto Interno Bruto (PIB), além de indicadores de condições habitacionais, de infra-estrutura urbana e de instrução populacional. Sabe-se que a cidade de Macaé se projeta no âmbito nacional no sentido econômico devido sua grande capacidade de exploração e produção de petróleo. Contudo esta projeção deve ser refletida também no cenário social, com uma maior distribuição de renda e condições dignas para os Macaenses que residem no local.

Palavras-chave: Royalties, Bacia de Campos, Macaé, Índices Sociais e Índices Econômicos

Abstract of Undergraduate Project presented to POLI/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Petroleum Engineer.

Analysis of Positive and Negative Aspects of the Growth of the Oil Sector in the City of Macaé / RJ.

Danielle Fernandes do Carmo

July/2012

Advisor: Rosemarie Bröker Bone.

Course: Petroleum Engineering

With an area of one hundred thousand square kilometers, the Campos Basin extends from the city of Vitória (ES) to Cabo Frio (RJ). The basin is currently responsible for more than 80% of domestic oil production. The city of Macaé as the main starting point due to its proximity to major platforms of this basin is known internationally as the "Brazilian Oil Capital", which attracts a lot of people. This population is made of qualified workforce, usually having a quick stay in the city. A great part of the population is made off disqualified labor which is attracted by the illusion of large salaries, and end up staying in the city without a job. This study will be an analysis of social and economic developments of the city of Macaé due to oil exploration and production. Analysis based on data such as amounts received and the application of royalty, as well as indices of development. Like Human Development Index (HDI), Municipal Quality Index, Gross Domestic Product (GDP), besides indicators of housing conditions, of urban infrastructure and of the population education. It is known that the city of Macaé is projected nationally in the economic sense because of its great capacity for exploration and production of oil, however, this projection should be reflected also in the social scene, with a better distribution of income and decent conditions for the people who lives at the city.

Key words: Royalty, Campos Basin, Macaé, Social indices, Economics indices.

Sumário

Agradecimentos:.....	v
Resumo	vii
Abstract	viii
TABELAS:	xi
FIGURAS:.....	xiv
GRÁFICOS:.....	xv
NOMENCLATURAS:	xvi
1 – INTRODUÇÃO.....	1
1.1 - MOTIVAÇÃO.....	1
2 - BACIA DE CAMPOS	2
2.1 - LOCALIZAÇÃO	2
2.2 - HISTÓRICO DA BACIA	2
3 – MACAÉ.....	6
3.1 – LOCALIZAÇÃO	6
3.2 – HISTÓRICO	7
4 – FUNDAMENTOS REGULATÓRIOS PARA O CÁLCULO DOS ROYALTIES.....	10
4.1 - HISTÓRICO DA LEGISLAÇÃO DOS ROYALTIES NO BRASIL.....	10
4.2 - CÁLCULOS DOS ROYALTIES	14
4.2.1 PREÇO MÍNIMO DE REFERÊNCIA DO PETRÓLEO.....	15
5 - ROYALTIES EM MACAÉ.....	18
6 – ANÁLISE DA APLICAÇÃO DOS ROYALTIES EM MACAÉ	25
6.1 – UTILIZAÇÃO DOS ROYALTIES.....	25
6.2 – EVOLUÇÕES DOS INDICADORES DE DESENVOLVIMENTO	28
6.2.1- INDICADORES SOCIAIS.....	28
6.2.1.1 – ÍNDICES DE CRESCIMENTO POPULACIONAL.....	28
6.2.1.2 - ÍNDICE DE DESENVOLVIMENTO HUMANO MUNICIPAL (IDH-M).....	31
6.2.1.3 - INDICADORES DE CONDIÇÕES HABITACIONAIS.....	32
6.2.1.4 – INDICADORES DE INFRA-ESTRUTURA URBANA.....	34
6.2.1.5 – INDICADORES DE INSTRUÇÃO POPULACIONAL.....	36
6.2.1.6 – DADOS DE SEGURANÇA PÚBLICA.....	37
6.2.2 – INDICADORES ECONÔMICOS.....	39
6.2.2.1 – DADOS DE OFERTA DE TRABALHO.....	39
6.2.2.2 – ÍNDICE FIRJAN DE DESENVOLVIMENTO MUNICIPAL – IFD.....	41
6.2.2.3 - ÍNDICE DE QUALIDADE MUNICIPAL (IQM).....	43
6.2.2.4 - ATIVIDADES ECONÔMICAS AGRÍCOLAS.....	44
6.2.2.5 - ATIVIDADES ECONÔMICAS INDUSTRIAIS.....	47
6.2.2.6 - ATIVIDADES ECONÔMICAS RELACIONADAS AO TURISMO.....	49

6.2.2.7 - ATIVIDADES COM ENTRADA DE CAPITAL EXTERNO.....	50
6.2.2.8 - RECEITAS MUNICIPAIS.....	50
6.2.2.9 - PRODUTO INTERNO BRUTO.....	54
6.3 - ÍNDICE DE RESPONSABILIDADE FISCAL.....	57
7 - CONCLUSÃO.....	59
BIBLIOGRAFIA.....	61
ANEXOS.....	66

TABELAS:

Tabela 1 - Coeficientes individuais de participação pelo número de habitantes dos Municípios.....	18
Tabela 2 - Royalties Anuais em Valores Correntes para Macaé, 1999-2010	22
Tabela 3 – Investimentos / Royalties, 1998	26
Tabela 4 – Gastos com os Royalties da cidade de Macaé, 2009	27
Tabela 5 – Variáveis de crescimento urbano, 2000 / 2010	29
Tabela 6 – Evolução do IDH-M de Macaé	32
Tabela 7 - Domicílios particulares existentes na cidade de Macaé, 2010	32
Tabela 8 - Domicílios com abastecimento de água e esgoto sanitário, 2010	33
Tabela 9 - Domicílios com energia elétrica, 2010	34
Tabela 10 - Quantidade de Estabelecimentos de Saúde, 2010	34
Tabela 11 - Quantidade de Estabelecimentos de Ensino, 2010	34
Tabela 12 - Disposição dos Estabelecimentos de Ensino, 2010	35
Tabela 13 – Distribuição das Instituições de Ensino, 2010	35
Tabela 14 - Quantidade de analfabetos por idade e taxa de analfabetismo, 2010	36
Tabela 15 - Quantidade de alfabetizados por sexo e taxa de alfabetização, 2010	36
Tabela 16 - Resultados obtidos e metas projetadas para o Índice de Desenvolvimento da Educação Básica – IDEB, na Rede Estadual	37
Tabela 17 - Quantidade de delitos e sua incidência	38
Tabela 18 - Número de pessoas ocupadas, com carteira assinada, por faixa de rendimento médio mensal, 2010	40
Tabela 19 - Número de pessoas ocupadas, com carteira assinada, por setores de atividade econômica, 2009-2010	40
Tabela 20 - Número de pessoas ocupadas com carteira assinada, por nível de instrução, 2010	40
Tabela 21 - Evolução do Índice Firjan de Desenvolvimento Municipal, 2000-2009	42

Tabela 22 - Variação no ranking estadual do IQM de Macaé	44
Tabela 23 – Evolução da área de plantio e da produção colhida	45
Tabela 24 – Estabelecimentos de acordo com a atividade econômica, 2010	45
Tabela 25 – Quantidade e valor dos estabelecimentos por tipo de produção, 2010	45
Tabela 26 - Valor agregado da agroindústria, 2010	46
Tabela 27 - Efetivo da pecuária, 2006	46
Tabela 28 - Produção e venda de leite de vaca, 2006	46
Tabela 29 - Produção e venda de ovos de galinha, 2006	47
Tabela 30 - Quantidade de estabelecimentos e pessoas empregadas por atividade de turismo, 2010	49
Tabela 31 - Quantidade de investimento estrangeiro por setor em Macaé, 2010	50
Tabela 32 - Evolução das exportações pela cidade de Macaé, 2003-2009	50
Tabela 33 - Valores distribuídos do ICMS, 2008 – 2010	51
Tabela 34 - Valores distribuídos do IPVA, 2008 – 2010	52
Tabela 35- Valores distribuídos do IPI, 2008 – 2010	52
Tabela 36 – Receitas tributárias municipais, 2009	52
Tabela 37 - Receitas correntes municipais, 2009	52
Tabela 38 - Evolução da relação Receita de Royalties/ Receita Total, 1999-2009	52
Tabela 39 - Transferências correntes municipais, 2009	53
Tabela 40 - Despesas correntes municipais, 2009	54
Tabela 41 - Despesas de capital municipais, 2009	54
Tabela 42 - PIB total e por setor de atividade econômica, 1999 – 2009	55

Tabela 43- Participação percentual das atividades econômicas no valor adicionado bruto, 1999 – 2009	55
---	----

FIGURAS:

Figura 1 – Localização da Bacia de Campos e seus Blocos.....	2
Figura 2 - Localização dos principais campos descobertos na Bacia de Campos	5
Figura 3 - Localização da cidade de Macaé no estado do Rio de Janeiro	6
Figura 4 - Linhas paralelas e blocos confrontantes para os municípios do Rio de Janeiro	11
Figura 5 – Limites Interestaduais na plataforma continental.....	12
Figura 6 - Fluxo do Pagamento dos Royalties	17
Figura 7 – Campos de petróleo da Bacia de Campos confortantes aos municípios ...	20

GRÁFICOS:

Gráfico 1 – Preços médios no mercado de petróleo dos tipos Brent e WTI, 1976-2011	16
Gráfico 2 – Distribuição percentual das reservas provadas de petróleo, segundo Unidades da Federação, 2010	21
Gráfico 3 – Distribuição percentual das reservas provadas de gás natural, segundo Unidades da Federação, 2010	21
Gráfico 4 - Evolução da produção de petróleo na Bacia de Campos (mil barris), 2001-2010	22
Gráfico 5 - Evolução dos Royalties Totais recebidos por Macaé, 1999 – 2011...	23
Gráfico 6 - Evolução das Participações Especiais em Macaé, 1999 – 2010	23
Gráfico 7- Taxa de Crescimento Anual Comparativa (Macaé, Rio de Janeiro, Região Sudeste e Brasil).....	29
Gráfico 8 - Evolução da população residente em Macaé, 1940 – 2011	30
Gráfico 9 - Evolução da taxa bruta de natalidade (Macaé e Rio de Janeiro), 1996 – 2010	30
Gráfico 10 - Evolução da taxa bruta de mortalidade (Macaé e Rio de Janeiro), 1996 – 2010	31
Gráfico 11 - Taxa de Mortalidade Infantil (Macaé e Rio de Janeiro), 1996-2010	33
Gráfico 12 - Evolução das admissões e desligamentos, 2003-2010	39
Gráfico 13 - Posição relativa de Macaé no ranking nacional para o IFDM	43
Gráfico 14 - Evolução da quantidade de estabelecimentos industriais, 2003 - 2010	48
Gráfico 15 - Evolução da quantidade de estabelecimentos comerciais, 2003-2010	48
Gráfico 16 - Arrecadação do ICMS em Macaé, 2008-2010	51
Gráfico 17 - Arrecadação do IPVA em Macaé, 2008-2010	51
Gráfico 18 - Evolução do PIB a preços de mercado de Macaé, 1999-2009	56
Gráfico 19 - Evolução do PIB per capita de Macaé, 1999-2009	56

NOMENCLATURAS:

ANP - Agência Nacional do Petróleo.

bpd - barris de petróleo diários.

Bloco - parte de uma bacia sedimentar, formada por um prisma vertical de profundidade indeterminada, com superfície poligonal definida pelas coordenadas geográficas de seus vértices, onde são desenvolvidas atividades de exploração ou produção de petróleo e gás natural.

Cadeia produtiva do petróleo - sistema de produção de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos e seus derivados, incluindo a distribuição, a revenda e a estocagem, bem como o seu consumo.

CEPERJ- Centro Estadual de Estatísticas, Pesquisas e Formação de Servidores Públicos do Rio de Janeiro.

CIDE - Centro de Informações e Dados do Estado do Rio de Janeiro.

CNP - Conselho Nacional de Petróleo.

CNPE - Conselho Nacional de Política Energética.

Concessionário ou Concessionária - empresa a que foi outorgada a concessão de explorar e produzir petróleo e gás natural no Brasil.

Condição Padrão de Medição - condição em que a pressão absoluta é de 0.101325 mPa (cento e um mil trezentos e vinte e cinco milionésimos de megaPascal) e a temperatura é de 20° C (vinte graus centígrados).

Descoberta Comercial - descoberta de petróleo ou gás natural em condições que, a preços de mercado, tornem possível o retorno dos investimentos no desenvolvimento e na produção.

Desenvolvimento - conjunto de operações e investimentos destinados a viabilizar as atividades de produção de um campo de petróleo ou gás.

E&P - Exploração e Produção.

Exploração - conjunto de operações ou atividades destinadas a avaliar áreas, objetivando a descoberta e a identificação de jazidas de petróleo ou gás natural.

FS - Fundo Social, fundo de natureza contábil e financeira, vinculado à Presidência da República, com a finalidade de constituir fonte de recursos para o desenvolvimento

social e regional, na forma de programas e projetos nas áreas de combate à pobreza e de desenvolvimento.

FIRJAN - Federação das Indústrias do Rio de Janeiro.

FUNDEF - Fundo de Manutenção e Desenvolvimento do Ensino Fundamental e de Valorização do Magistério.

Grau API - escala hidrométrica idealizada pelo American Petroleum Institute - API, juntamente com a National Bureau of Standards e utilizada para medir a densidade relativa de líquidos no teor. Petróleo: leve= grau API=>31°; mediano= 22°<grau API=<31°; pesado= 10°<grau API =<21° e extra pesado= grau API=<10°.

IBGE - Instituto Brasileiro de Geografia Estatística.

ICMS - Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços.

IDH-M - Índice de Desenvolvimento Humano Municipal.

IFDM – Índice Firjan de Desenvolvimento Municipal.

IPI - Imposto sobre Produtos Industrializados.

IPTU - Imposto Predial e Territorial Urbano.

IPVA - Imposto sobre Propriedade de Veículos Automotores.

IQM - Índice de Qualidade dos Municípios.

IRF – Índice de Responsabilidade Fiscal.

IRRF - Imposto de Renda Retido na Fonte.

ISS - Imposto Sobre Serviços.

ITR - Imposto Territorial Rural.

Lavra ou Produção - conjunto de operações coordenadas de extração de petróleo ou gás natural de uma jazida e de preparo de sua movimentação, nos termos definidos no inciso XVI do art. 6º da Lei nº 9.478, de 1997, ou, ainda, volume de petróleo ou gás natural extraído durante a produção, conforme se depreenda do texto, em cada caso.

LDA – Lâmina d'água.

PETROBRAS - Petróleo Brasileiro S.A.

Petróleo Brent - Mistura de petróleos produzidos no mar do Norte, oriundos dos sistemas petrolíferos Brent e Ninian, com grau API de 39,4 (trinta e nove inteiros e quatro décimos) e teor de enxofre de 0,34%.

PIB - Produto Interno Bruto.

Reservas - recursos descobertos de petróleo e gás natural comercialmente recuperáveis a partir de uma determinada data.

Reservas Provadas - reservas de petróleo e gás natural que, com base na análise de dados geológicos e de engenharia, se estima recuperar comercialmente de reservatórios descobertos e avaliados, com elevado grau de certeza, e cuja estimativa considere as condições econômicas vigentes, os métodos operacionais usualmente viáveis e os regulamentos instituídos pelas legislações petrolífera e tributária brasileiras.

Reservas Prováveis - 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 de reservas provadas.

Reservas Possíveis - 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 de reservas prováveis.

Reservas Totais - soma das reservas provadas, prováveis e possíveis.

Reservatório ou Depósito - configuração geológica dotada de propriedades específicas, armazenadora de petróleo ou gás, associados ou não.

SUS - Sistema Único de Saúde.

Volume Total da Produção - soma de todas e quaisquer quantidades de petróleo ou de gás natural, extraídas em cada mês de cada campo, expressas nas unidades métricas de volume adotadas pela ANP, incluídas as quantidades de petróleo ou gás natural perdidas sob a responsabilidade do concessionário; as quantidades de petróleo ou gás natural utilizadas na execução das operações no próprio campo e as quantidades de gás natural queimadas em flares em prejuízo de sua comercialização, e excluídas apenas as quantidades de gás natural reinjetadas na jazida e as quantidades de gás natural queimadas em flares, por razões de segurança ou de comprovada necessidade operacional, desde que esta queima seja de quantidades razoáveis e compatíveis com as práticas usuais da indústria do petróleo e que seja previamente aprovada pela ANP, ou posteriormente perante ela justificada pelo concessionário, por escrito e até quarenta e oito horas após a sua ocorrência.

1 – INTRODUÇÃO

Nas últimas quatro décadas, a quantidade vertiginosa de produção de petróleo na bacia de campos “enriqueceu” a cidade de Macaé, no norte fluminense, a ponto da cidade ser chamada de Texas brasileiro e ser considerada a capital do Petróleo no país. O crescimento foi colossal para um município que na década de 70 tinha a pesca como base da economia, passando de aproximadamente 40 mil habitantes para mais de 200 mil atualmente (IBGE - Censo Demográfico, Rio de Janeiro, 2011). Esse expressivo crescimento da cidade atrai grande população. Tanto de mão de obra qualificada, que passa uma estadia geralmente rápida na cidade, mas também de mão de obra desqualificada que são atraídas pela ilusão dos grandes salários e acabam permanecendo na cidade muitas das vezes sem emprego algum. Devido a essas e outras conseqüências será feito um estudo através de análises da Bacia de Campos, da cidade de Macaé, dos fundamentos regulatórios para o cálculo dos royalties, da evolução da arrecadação dos royalties em Macaé e por fim da análise da aplicação dos mesmos na cidade através de indicadores econômicos e sociais. Para que se possa entender as conseqüências do crescimento do setor petrolífero na cidade. Desse modo o trabalho será dividido em 7 (sete) capítulos incluindo introdução e conclusão.

1.1 - MOTIVAÇÃO

Os campos marítimos de exploração e produção de petróleo no Brasil responderam por 684 milhões de barris de óleo ou 91,2% do total produzido (2010), e só o Rio de Janeiro foi responsável por 87% desta produção marítima e por 79,3% da total, após diminuição de 1,7% em comparação a 2009. Entre 2001 e 2010, o crescimento anual médio de sua produção foi de 5,1%. (Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo e do Gás Natural 2011 a, ANP b). Com isso houve um aumento considerável das receitas de participações governamentais pagas ao município de Macaé em face da exploração e produção (E&P) das reservas de petróleo e gás natural na Bacia de Campos. Logo, tornou-se adequado um estudo para demonstrar a relevância dos royalties para a economia local e desenvolvimento social. Assim por meio de indicadores de desempenho se verificará se a E&P da commodity está proporcionando benefícios para a população confirmando seu papel indenizatório ou se a cidade pode ser classificada como mais uma a sofrer da “Maldição do Petróleo”, ao incorporar violência, corrupção e gastos desmedidos dos royalties.

2 - BACIA DE CAMPOS

2.1 - LOCALIZAÇÃO

Localizada na Plataforma Continental, ao largo da Costa Sudeste do Brasil, a Bacia de Campos compreende uma área que se estende desde Vitória, no Espírito Santo, até Arraial do Cabo, no Estado do Rio de Janeiro (Petrobras). É a mais rica bacia petrolífera brasileira.

Na figura 1 se pode visualizar a Bacia de Campos, com os seus campos de petróleo delimitados.

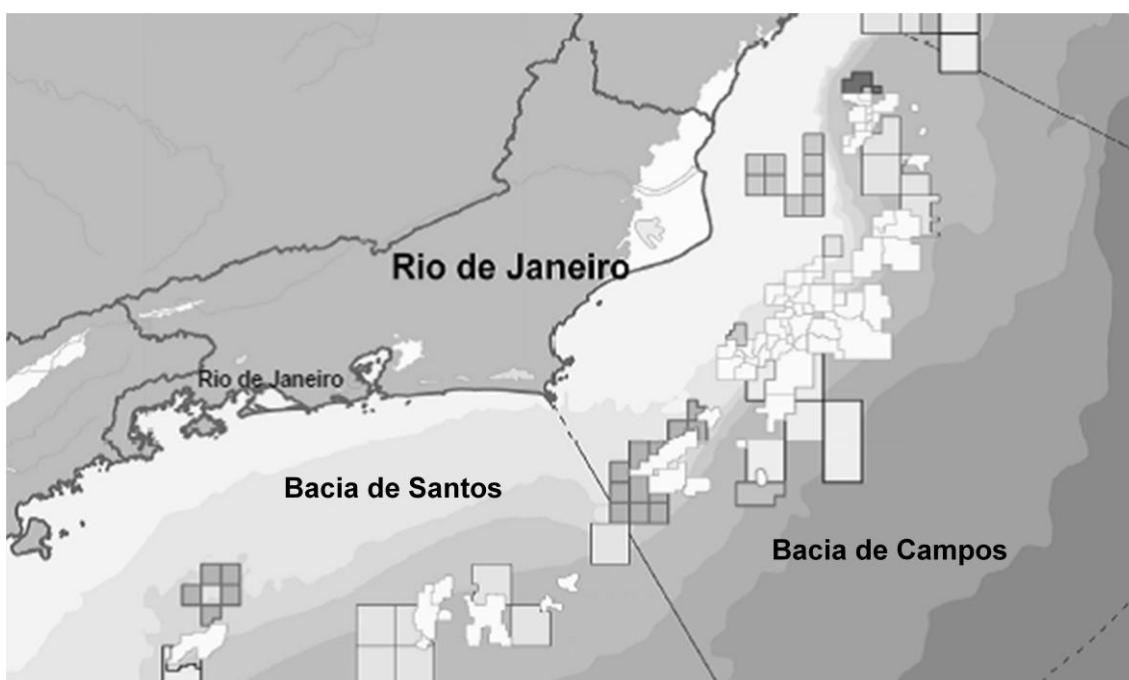


Figura 1 – Localização da Bacia de Campos e seus Blocos

Fonte: ANP, www.anp.gov.br

Nota: Alterado pela autora

2.2 - HISTÓRICO DA BACIA (Fonte: Sindipetro a, <http://www.clickmacae.com.br/?sec=109&pag=pagina&cod=99> b, Petrobras c)

Os trabalhos de exploração na Bacia de Campos começaram em 1971, com a perfuração de sete poços exploratórios, considerados secos. Dois anos depois, em 1973, começou a perfuração do poço 1-RJS-7, em lâmina d'água de 110 metros. O poço era considerado difícil e a intenção era chegar aos 3.500 metros de profundidade vertical e alcançar a Formação Macaé, composta de rochas calcárias – consideradas

com grandes quantidades de petróleo. Até 1977 as atividades de produção *offshore* no Brasil limitaram-se às áreas do Nordeste brasileiro em lâminas d'água de até 50 metros.

Foi apenas no dia 13 de agosto de 1977 que se deu início a produção comercial de petróleo na Bacia de Campos, que segundo a ANP atualmente é responsável por mais de 80% da produção nacional do "ouro negro". Segundo dados históricos da Petrobras o poço escolhido para inaugurar a região foi o 3-EM-1-RJS, no campo de Enchova, com lâmina d'água de 120 metros e vazão de 10 mil barris diários (bpd) utilizando a plataforma semi-submersível Sedco 135-D.

Outras descobertas foram feitas na Bacia de Campos, como o Campo de Garoupa (1974), que começou a produzir apenas em 1979. Depois vieram os Campos de Namorado, Enchova e, posteriormente, Pampo, Badejo, Bonito, Linguado, Bicudo e Corvina, dentre outros.

O Campo de Garoupa, primeiro a ser descoberto, também em lâmina d'água de 120 metros, somente entrou em produção em 1979, juntamente com o de Namorado, este em lâmina d'água de 160 metros. Apesar de se tratar de campos com potencial superior aos campos marítimos do Nordeste, a utilização de sistema de produção com plataformas fixas e tubulações rígidas não era economicamente viável por serem isolados e muito distantes do litoral, cerca de 80 km. Optou-se então pelo conceito de sistema flutuante de produção utilizando navios. A concepção envolvia tecnologia pioneira e foi um marco na atividade *offshore* mundial. O sistema compreendia de 8 (oito) poços de produção com completação seca utilizando câmaras atmosféricas, *manifold* atmosférico, que refere-se a um navio para processamento da produção atracado a uma torre articulada e navio para carregamento de óleo atracado a outra torre articulada. Todo o sistema era interligado por tubulações flexíveis.

As plataformas do Sistema Definitivo da Bacia de Campos, implantado em 1983, foram instaladas em lâminas d'água variando entre 110 e 175 metros e concebidas segundo dois tipos principais:

- Plataformas Centrais: Tipo fixa de aço, cravadas por estacas, com 8 pernas, para perfuração e produção de poços, equipadas com plantas completas de processo da produção, sistema de tratamento e compressão de gás, sistemas de segurança e utilidades e acomodação de pessoal. A capacidade de produção dessas plataformas varia de 15.000 a 32.000 m³/dia de óleo (95.000 a 200.000 bpd).
- Plataformas Satélites: Semelhantes às plataformas centrais, porém a planta de processo da produção compreendendo apenas um estágio de separação primária de fluidos produzidos. A capacidade varia de 8.000 a 10.000 m³/dia de óleo (50.000 a 63.000 bpd).

Estas plataformas com concepção semelhante às utilizadas no Mar do Norte, são bastante diversas daquelas instaladas na região Nordeste do Brasil, que têm concepção semelhante às plataformas do Golfo do México.

A partir de 1984, a Bacia de Campos começou a mostrar seu completo potencial, com a descoberta de campos gigantes em águas profundas que, à época, variavam de 300 a mais de 1.000 metros de lâmina d'água, são eles: o campo de Albacora (1984), Marimbá (1985), Marlim (1985), Marlim Sul (1987), Marlim Leste (1987), Barracuda (1989), Caratinga (1989) e Roncador (1996). Vale ressaltar que 300 metros de lâmina d'água é a profundidade limite para o uso de mergulhadores na instalação, operação e

manutenção das plataformas, logo estes campos demandaram o desenvolvimento de tecnologia pioneira para serem postos em produção.

O campo de Marimbá, localizado em lâmina d'água que varia entre 350 e 650 metros, pode ser considerado um verdadeiro laboratório, onde a tecnologia de produção em águas profundas com semi-submersível, foi testada e colocada em produção.

O campo de Albacora ocupa uma área de 115 km² em lâmina d'água de 230 a 1.000 metros; suas reservas totalizam 600 milhões de barris. Seu desenvolvimento foi dividido em três fases (1987/1990/1996). Cada fase foi usada para fornecer informações, testar novos conceitos, e permitir fluxo de caixa inicial para financiar as fases seguintes.

O campo de Marlim ocupa uma área de 132 km² em lâmina d'água variando de 650 a 1.050 metros. Sua produção foi iniciada em 1991 através de um pré-piloto usando uma sonda de perfuração adaptada (P-13) ancorada em lâmina d'água de 625 metros, com 2 poços em produção, em 721 e 752 metros de lâmina d'água e uma monobóia para armazenamento de óleo. O sistema piloto foi instalado em 1992 para substituir o sistema pré-piloto descrito. Ele compreendia 10 poços submarinos interligados através de *risers* flexíveis à semi-submersível P-20, ancorada em 600 metros de LDA. O óleo era escoado para duas monobóias e o gás exportado através de gasoduto Albacora-Garoupa, já existente. Cada plataforma tinha a capacidade de processar 100.000 bpd de óleo e 4,2 milhões m³/dia de gás, além de sistema de injeção para 20.000 m³/dia. No total, o campo em 2002 abrangia 94 poços de produção e 51 de injeção e produzia 511.000 bpd de óleo e 5,9 milhões de m³/dia de gás.

No bloco de Marlim Sul foi instalado, em 1997, um sistema de produção antecipada composto pela unidade FPSO-II, em lâmina d'água de 1.420 metros, interligada a um poço produtor, a 1.709 metros de lâmina d'água. À época, este poço estabeleceu o recorde mundial de lâmina d'água para completação submarina. O desenvolvimento do bloco atingiu uma produção de 150.000 bpd de óleo e 6 milhões de m³/dia de gás, no ano 2000.

Os campos de Barracuda e Caratinga estão localizados a sudoeste de Marlim em lâmina d'água variando de 600 a 1.300 metros. Seu desenvolvimento consiste de 3 fases: Sistema de Produção Antecipada, Sistema Definitivo de Barracuda e Sistema Definitivo de Caratinga. O Sistema de Produção Antecipada começou a produzir em 1997 através do FPSO P-34 em lâmina d'água de 785 metros e operou até a entrada do sistema definitivo. O Sistema Definitivo de Barracuda entrou em produção em 2001 e foi composto de uma unidade de completação seca (P-41), ancorada em lâmina d'água de 815 metros, ligada a um FPSO (P-43), ancorada a 785 metros por um Sistema de Ancoragem de Complacência Diferenciada (DICAS). Este sistema integra o sistema de 24 poços produtores e 17 injetores. A produção atingiu 175.000 bpd e 2,7 milhões de m³/dia de gás. O Sistema Definitivo de Caratinga é composto de um FPSO (P-48) ancorado a 1.040 metros de LDA instalado em 2002. O sistema compreende 13 poços produtores e 11 injetores, com uma produção de 100.000 bpd e 1,4 milhão m³/dia de gás (Fonte: Petrobras).

Na figura 2 podem ser visualizadas as localizações dos campos acima citados.

Os números da Bacia de Campos são expressivos. Segundo dados da Petrobras (2004), as plataformas, com suas usinas termelétricas, têm capacidade de gerar energia elétrica para iluminar uma cidade de um milhão de habitantes (640 MW). São consumidas por semana 512 toneladas de alimentos e geradas 38,4 toneladas de lixo, por aproximadamente 50 mil habitantes flutuantes. O atendimento às plataformas é

feito por mais de 120 embarcações e navios que prestam serviços de apoio e por helicópteros, onde são transportadas mais de 45 mil pessoas em mais de 6.300 vôos por mês. São cerca de mil poços interligados em 4.200 quilômetros de dutos no fundo do mar. As instalações em alto-mar incluem campo de futebol, tratamento de esgoto, enfermaria e até cinema, instalados em mais de 64 plataformas de perfuração e produção.

O PIB da Bacia de Campos é de aproximadamente US\$ 18 bilhões por ano. A produção de petróleo de cerca de 1,25 milhões de barris, mais que 80% da produção nacional. A produção de gás natural de cerca de 17 milhões de m³/dia, cerca de 42% da produção nacional (Fonte: Petrobras).

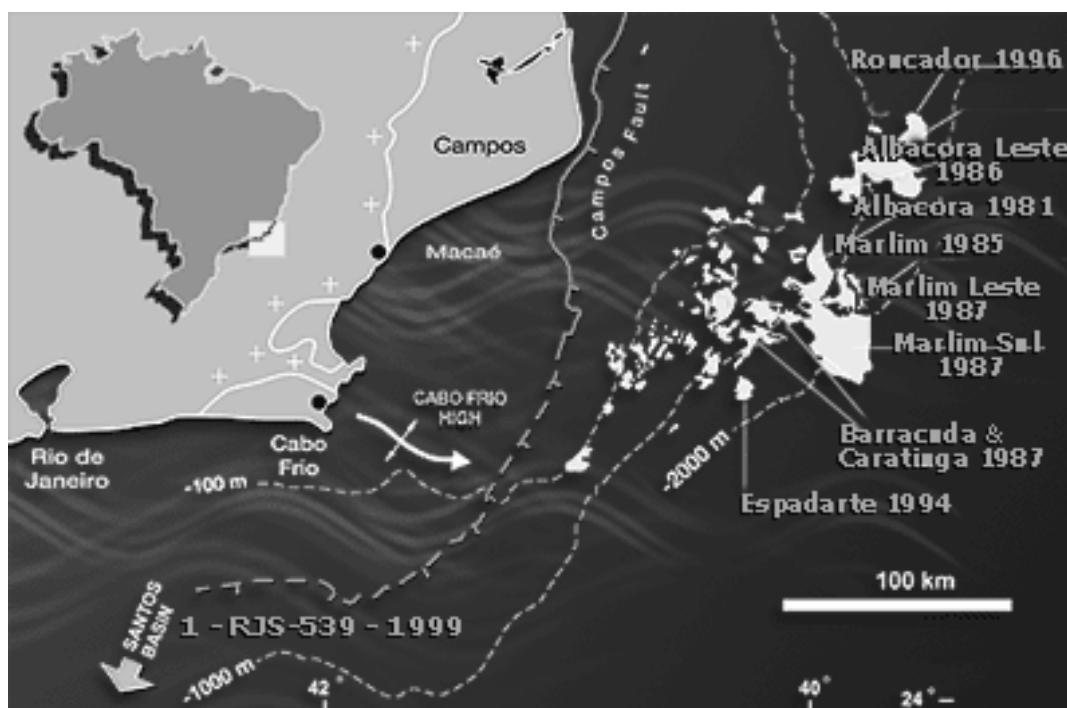


Figura 2 - Localização dos principais campos descobertos na Bacia de Campos

Fonte: Petrobras, <http://www.clickmacae.com.br/?sec=109&pag=pagina&cod=99>

Neste capítulo pôde ser vista a importância da exploração e desenvolvimento da produção de petróleo da Bacia de Campos no Brasil. Foi visto a sua enorme capacidade operacional de desenvolvimento e de fonte de estudo para o desenvolvimento futuro do setor. Atualmente, esta bacia é responsável pelo equivalente a 80% da produção nacional. Diante desta bacia, temos o município de Macaé, grande receptor dos benefícios e malefícios do setor petrolífero, como segue.

3 – MACAÉ

3.1 – LOCALIZAÇÃO

A cidade de Macaé segundo o IBGE possui área de 1 217 km² e população de 212 433 habitantes (Censo IBGE/2011). Localizada no estado do Rio de Janeiro, no norte fluminense, a latitude de -22°22'23" e longitude de -41°46'30" faz divisas com as cidades de Rio das Ostras e Casimiro de Abreu ao sul, Carapebus e Conceição de Macabu ao norte, Trajano de Moraes e Nova Friburgo a oeste e com o Oceano Atlântico a leste em uma faixa de 23 quilômetros. O município é cortado por duas rodovias completas a RJ-106, que percorre todo o litoral, e a RJ-168, que corta de leste a oeste dando acesso a BR-101, e uma outra rodovia com apenas um pequeno trecho asfaltado, a RJ-162 tem um traçado pelo interior, alcançando Trajano de Moraes, ao norte e Casimiro de Abreu, ao sul. A cidade de Macaé possui também uma ferrovia usada quase que exclusivamente para o transporte de cargas. A cidade possui um aeroporto, criado basicamente para transporte de funcionários da indústria petrolífera.

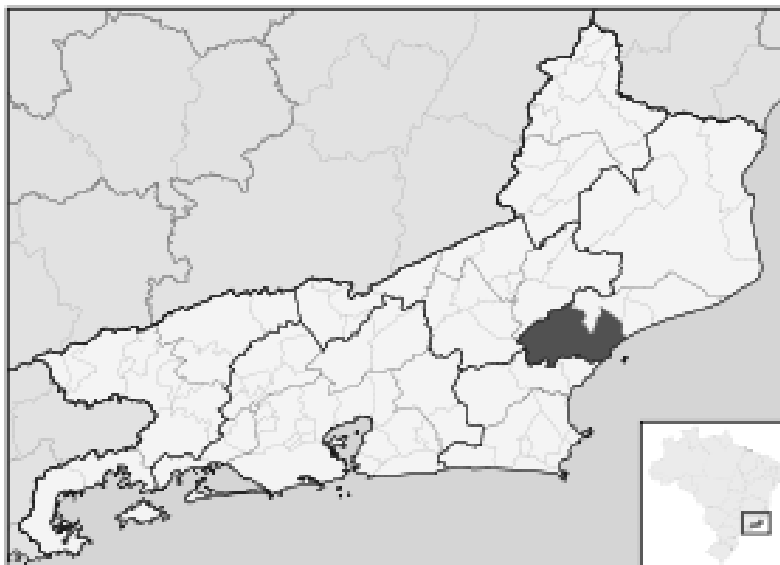


Figura 3 - Localização da cidade de Macaé no estado do Rio de Janeiro

Fonte: http://pt.wikipedia.org/wiki/Ficheiro:RiodeJaneiro_Municip_Macae.svg

3.2 – HISTÓRICO (Fonte: <http://www.clickmacae.com.br>)

Em 29 de julho de 1813, por meio de alvará, a cidade de Macaé deixou de ser uma aldeia de índios, catequizados por padres Jesuítas fundada à margem do Rio Macaé e próxima ao morro de Sant'Ana, e passou a condição de vila São João de Macaé com a expulsão dos Jesuítas pelo Marquês de Pombal. Só em 15 de abril de 1846, a vila se tornou a cidade de Macaé. Inicialmente a cidade era voltada apenas para a produção agrícola: açúcar, mandioca, extração de madeira. Já em 1874, com a produção açucareira e cafeeira se expandido, muito se fez necessário a construção do canal Campos-Macaé, com 109 km de comprimento, uma vez que o porto de São João da Barra não tinha mais a capacidade suficiente para o grande movimento. No século XIX foi construído um importante sistema viário e o período áureo do município coincidiu com a monocultura da cana-de-açúcar durante este período.

Macaé teve papel importante na economia norte-fluminense, onde o porto de Imbetiba como escoadouro da produção açucareira de Campos, através do Canal Campos-Macaé e por diversos ramais ferroviários então existentes (Estradas de Macaé, Barão de Araruama, Urbana de Macaé e Quissamã). Essa função extinguiu-se, porém, com a construção da Estrada de Ferro Leopoldina, cujos trilhos passaram a ter preferência no transporte da mercadoria, o que acarretou o declínio do porto.

Nos anos 20, a cidade cresceu impulsionada pela cultura do café.

Em 1974 seu deu a descoberta de petróleo na região e a chegada da Petrobras. Foi apenas no dia 13 de agosto de 1977, que se deu início a produção comercial de petróleo na Bacia de Campos. A partir de então, o município que era essencialmente rural, começou a sofrer mudanças em sua economia, cultura e principalmente no contingente populacional, recebendo grandes quantidades de pessoas de todo o mundo para atender as necessidades de mão de obra especializada. Contudo, a cidade vem sofrendo problemas com este acelerado crescimento demográfico, pois não apenas recebem mão de obra qualificada, como também muitas pessoas que vão à procura das promessas de emprego e altos salários, porém sem a especialização necessária, e acabam por ficar na cidade aumentando o contingente de desempregados e de favelas. Foi também na década de 1970, que a Petrobras escolheu a cidade de Macaé para ser sua sede na Bacia de Campos. A partir daí a cidade deu um salto não só populacional, acima citado, como também industrial, com mais de quatro mil empresas se instalando no município. Além disso, também surgiram hotéis de luxo e uma série de empreendimentos do setor de serviços, principalmente no ramo de restaurantes. Paralelamente, as viagens de negócios aumentaram (Fonte:Petrobras, <http://www.clickmacae.com.br>).

Atualmente em Macaé existem diversas atividades econômicas. Prova disso é que segundo pesquisa feita em 2004 pela prefeitura, foram contabilizadas 1.097 propriedades rurais no município, o que pode vir a demonstrar que a agropecuária é uma importante fonte de economia; contudo, será analisado no capítulo 6. Das 1.097 propriedades, 602 desenvolvem atividades agropecuárias. Na agricultura, as principais produções são de feijão, aipim, inhame e banana. O rebanho bovino é o segundo maior do Estado, com cerca de 100 mil cabeças, com 40% do município ocupado por pastagens. A produção de leite é de 50 mil litros diários, e abastece o mercado local e regional. A pesca, que no passado foi a principal atividade da cidade, ainda é responsável por uma parte importante da economia. Hoje, cerca de 15 mil pessoas - 10% da população - vivem diretamente da pesca, atuando em cerca de 500 barcos. O volume de pescado por ano é de em média 50 toneladas por mês. As espécies mais comuns são também nobres: como badejo, enchova, garoupa e olhete. O peixe de Macaé é vendido para o Rio de Janeiro e em mais 12 Estados, além de ser exportado para os Estados Unidos e a Suíça. Detaca-se que a cidade de Macaé foi a primeira cidade do país a receber os benefícios do Programa Nacional Óleo Diesel para a Pesca, lançado pela Petrobras e pela Secretaria Especial de Aquicultura e Pesca (Seap) do Governo Federal (Fonte: Prefeitura de Macaé).

Apesar das atuais atividades da cidade envolverem pecuária bovina, indústrias de laticínio, agroindústria do açúcar, fruticultura, pesca, indústria extrativa de petróleo e gás natural, construção civil, entre outras menores; o petróleo é evidentemente a maior força econômica.

Segundo a Petrobras até 2010 foi investido cerca de US\$25.7 bilhões na Bacia de Campos, equivalente a 80% dos recursos para todo o país (Fonte: <http://www.petrobras.com.br/pt/busca/?q=bacia%20de%20campos>).

Já na administração local verifica-se profundo contraste com a moderna indústria petrolífera, e a prática de uma política atrasada.

A política da cidade é dominada por frações de uma oligarquia. A maioria das associações de moradores atuam como fachada para políticas assistencialistas. O atual prefeito reeleito é Riverton Mussi, com vice Marilena Garcia. Foi antecedido por seu tio e padrinho político Silvio Lopes, embora estejam rompidos politicamente. É irmão de Adrian Mussi, deputado federal, que declarou o maior gasto de campanha do Estado (R\$ 6 milhões) (Fonte: www.jornalivre.com.br/329569/qual-a-origem-maca.html???)

Segundo O Debate On-Diário de Macaé, nas comunidades mais pobres da cidade, como na Nova Holanda e nas Malvinas, a ausência estatal e municipal começa a ser ocupada por facções do tráfico de drogas oriundas da capital.

Quanto aos movimentos sociais, pode-se dizer que são pouco desenvolvidos. Existem poucos acampamentos de sem terra na zona rural, ligados à Confederação Nacional dos Trabalhadores na Agricultura (CONTAG) e ao Movimento dos Trabalhadores Sem Terra (MST). O novo sindicalismo, que nos anos 80 retirou dos sindicatos boa parte dos antigos "pelegos", não ocorreu em Macaé. A maioria dos sindicatos da região é estruturada para recolher unicamente o imposto sindical. Dos sindicatos da Central única dos Trabalhadores (CUT), o mais importante é o Sindicato dos Petroleiros do Norte Fluminense (Sindipetro-NF), mas cuja maioria dos dirigentes é externa à cidade, corporativista e dócil ao governo federal.

Em uma análise geral, Macaé é uma cidade que não para de crescer. De pacata cidade do interior à condição de Capital Nacional do Petróleo, ela se tornou cenário das principais descobertas do setor petrolífero brasileiro passando de pesqueira e agrícola, a produtora nacional de petróleo e gás, atraindo grandes contingentes populacionais, para serem inseridas no mercado de trabalho. No próximo capítulo veremos a evolução da lei dos royalties para o Brasil, desde a sua criação, com todas as suas alterações até à forma atual.

4 – FUNDAMENTOS REGULATÓRIOS PARA O CÁLCULO DOS ROYALTIES

Esta seção destina-se a explicar o que são os royalties, como eles são calculados e qual o seu histórico de legislação no Brasil.

A palavra *royalty* tem sua origem no inglês *royal*, que significa "da realeza" ou "relativo ao rei". Originalmente, *royal* era o direito que os reis tinham de receber pagamento pela extração de minerais feita em suas terras. Foi a partir disto que surgiu o termo *royalty* utilizado atualmente (Fonte: COELHO, A. S., 2007).

Segundo a ANP (Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis) atualmente os *royalties* são uma compensação financeira devida ao Estado Brasileiro pelas empresas que produzem petróleo e gás natural em território brasileiro: uma remuneração à sociedade pela exploração desses recursos não-renováveis. São pagamentos, entre outras participações governamentais, previstos no regime de concessão (Lei no 9.478/1997 - Lei do Petróleo), na cessão onerosa de direitos de exploração e produção à Petrobras (Lei no 12.276/2010) ou no regime de partilha da produção nas áreas do pré-sal e outras áreas estratégicas (Lei no 12.351/2010). Entende-se então que o *royalty* tem vários papéis, como mitigação de problemas ambientais, econômicos e sociais advindos do adensamento populacional, construção de infra-estrutura necessária a exploração e produção do petróleo e criar uma nova dinâmica regional apoiando setores independentes da indústria petrolífera (Fonte: ANP).

Contudo a legislação no Brasil que rege o pagamento dos *royalties* é anterior a Lei 9478/1997. Abaixo veremos o histórico desta legislação.

4.1 - HISTÓRICO DA LEGISLAÇÃO DOS ROYALTIES NO BRASIL

Conforme a Lei do Petróleo, o *royalty* é uma compensação financeira paga pelas empresas de exploração e produção de petróleo, aos estados e municípios brasileiros, ao Comando da Marinha e ao Ministério da Ciência e Tecnologia, além dos tributos e contribuições sociais.

Ao longo de seus anos de vigência, a Lei Nº 2004/53, assim como a Lei Nº 9478/97 sofreram várias alterações, onde mantiveram as características indenizatórias e compensatórias aos municípios e estados que possuem exploração petrolífera, e sofrem com a degradação de seu meio-ambiente; como também àqueles confrontantes com a exploração marinha (Lei Nº 7435/85). Esse valor deve também ajudar os municípios se estabilizarem e fazerem os investimentos necessários na infra-estrutura, saneamento, urbanismo, saúde, segurança, educação e transportes que passam a ser insuficientes quando da grande migração de população para a região.

Neste histórico serão explicitados as Leis e principais Decretos-lei brasileiros, (podem ser encontradas em sua íntegra nos anexos), quanto à questão dos *royalties*.

Na LEI Nº 2.004, DE 3 DE OUTUBRO DE 1953 o artigo 27 tratava do pagamento dos *royalties* pelas subsidiárias aos Estados e Territórios onde houvesse lavra de petróleo. Como neste período, os valores dos *royalties* eram irrisórios, os gastos e receitas dos mesmos não eram controlados. É importante ver também que os municípios eram

dependentes dos Estados para o recebimento de sua parte na indenização. A LEI Nº 3.257, DE 2 DE SETEMBRO DE 1957 modificou o artigo 27 e seus parágrafos da Lei nº 2.004, de 3 de outubro de 1953. Nela foi retirada a dependência do município ao Estado e Território, logo a Petrobras passou a pagar as indenizações diretamente aos municípios.

O DECRETO-LEI Nº 523, DE 8 DE ABRIL DE 1969 acrescentou um § 4º parágrafo a Lei nº 3.257, de 2 de setembro de 1957 explicando pela primeira vez sobre quando o óleo ou gás forem extraídos da plataforma continental.

Já o DECRETO-LEI Nº 1.288, DE 1 DE NOVEMBRO DE 1973 alterou o parágrafo 4, do artigo 27, da Lei nº 2.004, de 3 de outubro de 1953, acrescentado pelo Decreto-lei nº 523, de 8 abril de 1969. Acrescentando uma designação para o óleo encontrado na plataforma continental, quando se deu as primeiras descobertas *off-shore* na Bacia de Campos.

A LEI Nº 7.453, DE 27 DE DEZEMBRO DE 1985 modificou o artigo 27 e os parágrafos da Lei nº 2.004, de 3 de outubro de 1953, alterada pela Lei nº 3.257 e Decreto-lei acima citados. A principal mudança desta Lei foi que o governo tratou de recomendar a aplicação dos *royalties* também em outros setores além do de energia, como os de pavimentação de rodovias, abastecimento e tratamento de água, irrigação, proteção ao meio-ambiente e saneamento básico.

A LEI Nº 7.525, DE 22 DE JULHO DE 1986 estabeleceu normas complementares para a execução do disposto no artigo 27 da Lei nº 2.004, de 3 de outubro de 1953, com a redação da Lei nº 7.453, de 27 de dezembro de 1985. Esta Lei foi muito importante, pois criou áreas geoeconômicas e divisões das zonas de produção entre: zona de produção principal, zona de produção secundária e zona limítrofe à zona de produção principal. Foi introduzido também um aspecto fiscalizador, pois passou a haver um caráter de obrigatoriedade dos gastos nos setores determinados. Nas figuras 4 e 5 pode ser vista as linhas ortogonais e as paralelas fornecidas pelo IBGE para tratar das linhas de projeção dos limites territoriais dos Estados, Territórios e Municípios confrontantes.

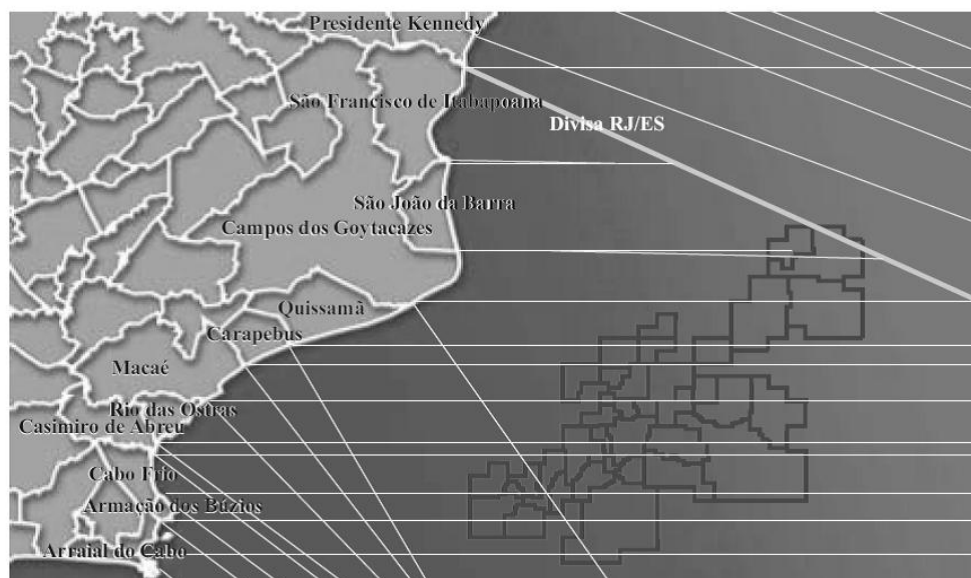


Figura 4 – Linhas paralelas e blocos confrontantes para os municípios do Rio de Janeiro
Fonte: ANP

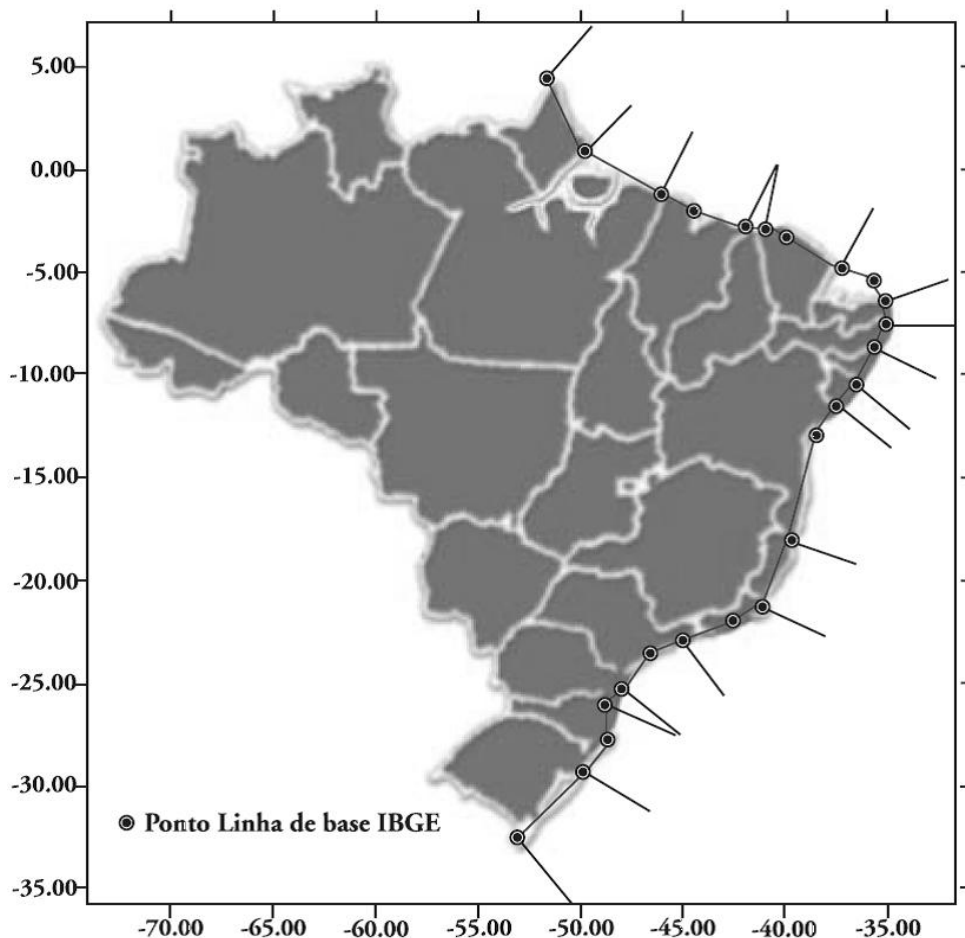


Figura 5 - Limites interestaduais na plataforma continental – linhas ortogonais
 Fonte: IBGE

A LEI Nº 7.990, DE 28 DE DEZEMBRO DE 1989 nos artigos 7, 8, 9, 10 e 11 institui, para os Estados, Distrito Federal e Municípios, compensação financeira pelo resultado da exploração de petróleo ou gás natural, de recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica, de recursos minerais em seus respectivos territórios, plataforma continental, mar territorial ou zona econômica exclusiva. Nesta Lei ficou esquecido o termo indenização e o *royalty* passou a ser uma compensação financeira. Como a Lei nº 7990 foi instituída pós-Constituição de 1988, trouxe, em suas mudanças, uma alteração prevista pela Constituição, que é a introdução do Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS): cada Estado tem que transferir para todos os seus municípios 25% (vinte e cinco por cento) sobre o produto da arrecadação do imposto do Estado sobre as operações relativas à circulação de mercadorias. Vale lembrar que o ICMS no Brasil adota o princípio de destino, ou seja, no caso de movimentação de petróleo e seus derivados no Estado do RJ, a incidência do imposto sobre o petróleo refinado acontecerá no estado de destino, o que acarreta aos municípios da zona produtora a perda desta arrecadação, uma vez que será realizada pelo município detentor de uma refinaria – destino do óleo cru.

É importante observar que até agora duas áreas não ficaram muito claras nas leis, o que abre margem para várias interpretações, são elas: o controle dos gastos com as receitas dos *royalties* e o órgão fiscalizador destes gastos.

Até aqui todas as Leis e Decretos-Lei referiam-se a Lei Nº 2.004/1953 e a presença da Petrobras como a única empresa exploradora de petróleo no Brasil; sendo assim, responsável pelo controle da produção, dos cálculos dos *royalties* e de seu repasse.

O governo realizou mudanças neste setor, após de mais de quarenta anos de monopólio da Petrobras. Este fato foi executado pela Emenda Constitucional Nº 9, de 9 de novembro de 1995, onde tornou-se possível a participação de outras empresas brasileiras e também de empresas estrangeiras no exercício de todas as atividades referentes à indústria petrolífera nacional, e não apenas a distribuição de derivados como era possível anteriormente.

Assim, a quebra do monopólio na E&P teve por objetivo, além da abertura de mercado, possibilitar o fluxo tecnológico entre as empresas atuantes no setor de petróleo e gás natural no Brasil, bem como elevar a participação do governo nas rendas destes recursos minerais.

A Lei vigente é a LEI Nº 9.478, DE 6 DE AGOSTO DE 1997. Esta Lei foi escrita exatamente para regulamentar a mudança na constituição citada anteriormente. Na seção VI a lei 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, sendo que a última tem como objetivo primordial “promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo.

A Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997 vigente até hoje, contudo alguns artigos e parágrafos sofreram alterações através de outras Leis e Decretos desde 1997 até o presente momento. Abaixo, estes serão citados, explicando como que eles alteram esta Lei.

O DECRETO Nº 2.705, DE 3 DE AGOSTO DE 1998 foi um dos mais importantes pois definiu critérios para cálculo e cobrança das participações governamentais de que trata a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, aplicáveis às atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural. Este decreto estabeleceu vários critérios para os cálculos das participações governamentais devidas pelos concessionários à União, deste modo, ficou determinado que as atividades ligadas à exploração, comercialização, refino e transporte de petróleo, seus derivados e de gás natural continuaram como monopólio da União, assim como o petróleo e o gás natural propriamente dito, sendo que esse monopólio poderá ser exercido por empresas particulares concedido mediante licitação, através de contratos de concessão (onde o setor particular poderá explorar um bem da União). Esta Lei inseriu, também, o conceito de participações especiais, para que os campos que possuem uma lucratividade excessiva possam ser taxados além dos *royalties*, e o governo possa capturar parte desta renda extraordinária. Estas participações só começaram a ser pagas no quarto trimestre de 1999 (Fonte: ANP).

A LEI Nº 10.261, DE 12 DE JULHO DE 2001 (artigo 1º), a LEI Nº 10.848 DE 15 DE MARÇO DE 2004 (artigo 10), a LEI Nº 11.097 DE 13 DE JANEIRO DE 2005 (artigo 7), a LEI Nº 11.540 DE 12 DE NOVEMBRO DE 2007 (artigo 17) e a LEI Nº 11.921, DE 13 DE ABRIL DE 2009 (artigo 2), demonstram a tentativa do governo em estabelecer diretrizes para os gastos dos *royalties*. Contudo é visto que este tema é bem conturbado e problemático devido às idas e vindas sobre que porcentagem dos *royalties* deveria ser gasta e onde exatamente ela seria investida.

Já na LEI Nº 12.114, DE 9 DE DEZEMBRO DE 2009 foi evidenciado o lado ambiental, passando recursos ao Fundo Nacional sobre Mudança do Clima (FNMC) no artigo 3. Além de no artigo 11 estabelecer onde o ministério do Meio Ambiente deveria investir a sua renda gerada pelos *royalties*.

A LEI Nº 12.351, DE 22 DE DEZEMBRO DE 2010 em seu capítulo V, explicou as receitas governamentais no regime de partilha (artigos 42, 43 e 44). Além disto, fincou de onde viriam os recursos para o Fundo Social (FS), e também ordenou que toda a parcela da participação especial do pré-sal que cabe a União será destinada a um fundo que já tem seus objetivos estabelecidos (artigo 49).

O DECRETO 7.403, DE 23 DE DEZEMBRO DE 2010 estabelece uma regra de transição para destinação das parcelas de royalties e de participação especial devidas à administração direta da União em função da produção de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos em áreas do pré-sal contratadas sob o regime de concessão, de que trata o § 2º do art. 49 da Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010.

Já o DECRETO Nº 7.657, DE 23 DE DEZEMBRO DE 2011 altera o Decreto nº 7.403, de 23 de dezembro de 2010, referente a regra de transição estendendo-a até 31 de dezembro de 2015.

Até o presente momento este foi o último decreto que alterou a Lei vigente. No próximo tópico será visto com se dá o cálculo dos *royalties*.

4.2 - CÁLCULOS DOS ROYALTIES

Segundo a ANP, para o cálculo dos *royalties*, cada campo de petróleo e gás natural é tratado como uma unidade de negócio em separado, ou seja, a cada campo corresponderá uma alíquota de *royalties* e preços próprios para petróleo e gás natural. Os preços serão utilizados para valorar a produção do campo e a alíquota será aplicada sobre o valor da produção, para calcular os *royalties*. Os *royalties* são calculados mensalmente para cada campo produtor, e o valor da produção é obtido multiplicando-se os volumes (de petróleo e de gás natural produzidos no campo durante o mês) pelos preços de referência relativos àquele mês.

Sendo assim:

$$\text{Royalty} = \text{Alíquota} * \text{Valor da Produção}$$

$$\text{Valor da Produção} = V_{\text{petróleo}} * PR_{\text{petróleo}} + V_{\text{gás natural}} * PR_{\text{gás natural}}$$

Royalty - valor dos royalties decorrentes da produção do campo no mês, em R\$;
Alíquota - percentual que pode variar de um mínimo de 5% a um máximo de 10%;
 $V_{\text{petróleo}}$ - volume da produção de petróleo do campo no mês, em m^3 ;
 $V_{\text{gás natural}}$ - volume da produção de gás natural do campo no mês, em m^3 ;
 $PR_{\text{petróleo}}$ - preço de referência do petróleo produzido no campo no mês, em R\$/ m^3 ;
 $PR_{\text{gás natural}}$ - preço de referência do gás natural produzido no campo no mês, em R\$/ m^3 .

4.2.1 PREÇO MÍNIMO DE REFERÊNCIA DO PETRÓLEO

O valor do preço mínimo do petróleo, utilizado para fins de cálculo das participações governamentais, é apurado com base no estabelecido pela Portaria nº 155, de 21 de outubro de 1998, modificada em 29 de agosto de 2000 pela Portaria nº 206, ambas editadas pela ANP. Dentre outros critérios estabelecidos em ambas as Portarias para aferição do valor mínimo, destacam-se:

“(…)

I - “Art. 3º O preço mínimo do petróleo nacional produzido em cada campo, a cada mês, será determinado em consonância com a seguinte fórmula:

$$P_{\text{min}} = TC \times 6,2898 \times (P_{\text{Brent}} + D)$$

onde:

P_{min} - preço mínimo do petróleo nacional no campo, em reais por metro cúbico;

TC - valor médio mensal das taxas de câmbio diárias para compra do dólar americano, fixadas pelo Banco Central do Brasil, para o mês;

P_{Brent} - valor médio mensal dos preços diários do petróleo Brent, cotados na PLATT'S CRUDE OIL MARKETWIRE, em dólares americanos por barril, para o mês;

D - diferencial entre os preços do petróleo nacional e do petróleo Brent, em dólares americanos por barril.

§ 1º O diferencial entre os preços do petróleo nacional, produzido em cada campo, e do petróleo Brent será determinado em consonância com a seguinte fórmula:

$$D = VBP_{\text{nac}} - VBP_{\text{Brent}}$$

onde:

VBP_{nac} - valor bruto dos produtos do petróleo nacional, em dólares americanos por barril;

VBP_{Brent} - valor bruto dos produtos do petróleo Brent, em dólares americanos por barril;

§ 2º O valor bruto dos produtos do petróleo nacional, produzido em cada campo, e o valor bruto dos produtos do petróleo Brent serão determinados, respectivamente, em consonância com as seguintes fórmulas:

$$VBP_{nac} = F_i \times P_i + F_m \times P_m + F_p \times P_p$$

$$VBP_{Brent} = F_{iB} \times P_i + F_{mB} \times P_m + F_{pB} \times P_p$$

onde:

F_i , F_m e F_p são as respectivas frações de derivados leves, de derivados médios e de resíduos pesados obtidas do petróleo nacional de cada campo;

F_{iB} , F_{mB} e F_{pB} são as respectivas frações de derivados leves, de derivados médios e de resíduos pesados obtidas do petróleo Brent;

P_i , P_m e P_p são os preços associados respectivamente às frações de derivados leves, de derivados médios e de resíduos pesados obtidas do petróleo nacional de cada campo ou do petróleo Brent, em dólares americanos por barril; (...).”

A fórmula adotada para a fixação do preço mínimo do petróleo, base para a apuração dos *royalties* e participações especiais, leva em consideração, dentre outros fatores, a cotação do Petróleo *Brent* e a qualidade do óleo bruto, classificado quanto o grau de densidade API (*American Petroleum Institute*). No Gráfico 1 pode ser visto a variação da cotação do petróleo *Brent* do ano de 2001 até 2010, usado como base de cálculo.

Preços médios no mercado de petróleo (US\$/barris)

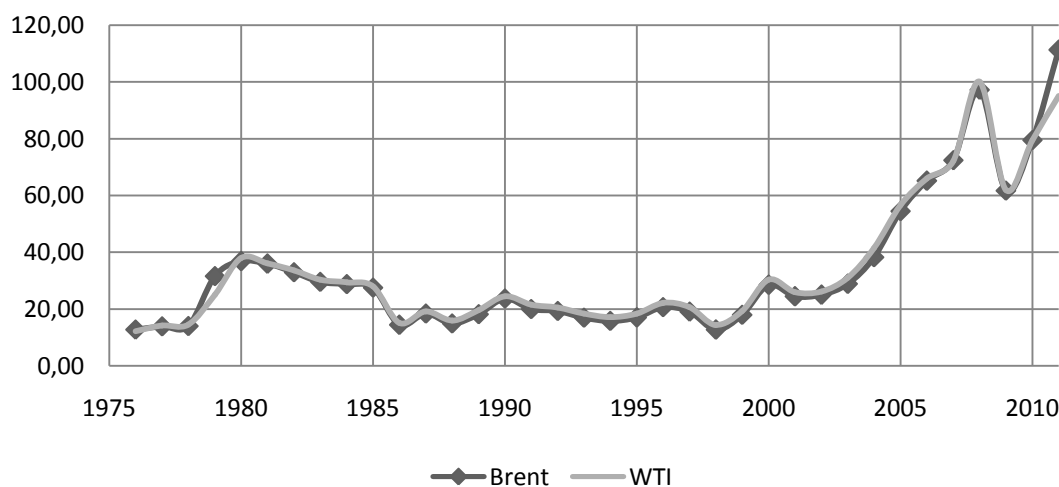


Gráfico 1 – Preços médios no mercado de petróleo dos tipos Brent e WTI, 1976-2011

Fonte: Elaborado pela autora a partir de BP Statistical Review of World Energy June 2012

Por outro lado, o preço do gás natural pode ser apurado com base: a) na Portaria ANP nº 45/2000, que leva em conta o valor estabelecido nos contratos de venda do gás natural; b) ou, no caso de sua inexistência, no preço referencial do gás natural na entrada do gasoduto de transporte, estabelecido por Portaria Interministerial dos Ministérios de Minas e Energia e da Fazenda.

Na figura 6 pode-se visualizar o fluxo tanto financeiro quanto documental para o pagamento dos *royalties*.

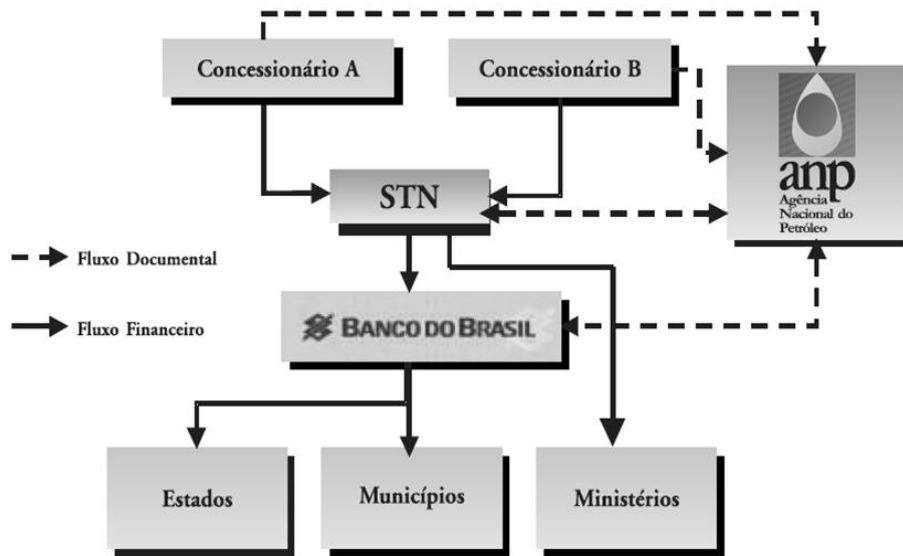


Figura 6 - Fluxo do Pagamento dos Royalties

Fonte: Guia dos Royalties do Petróleo e do Gás Natural – ANP, 2001

Nota: STN - Secretaria do Tesouro Nacional

Neste capítulo foi visto toda a evolução dos fundamentos regulatórios para o cálculo dos *royalties*, com ênfase às mudanças mais importantes em cada Lei ou Decreto. Adicionalmente, com base nos dados obtidos, verificamos o cálculo dos *royalties* para cada município do Brasil. O próximo capítulo terá o objetivo de calcular os valores dos *royalties* recebidos por Macaé para que após consigamos demonstrar a sua relevância para a economia e desenvolvimento da cidade.

5 - ROYALTIES EM MACAÉ

Hoje, a participação dos *royalties* nos orçamentos municipais é cada vez mais expressiva. É unânime entre os gestores públicos dos municípios confrontantes a produção de petróleo, que sem os *royalties*, torna-se impossível a execução de projetos vitais à sociedade na região. Mas sendo o petróleo um bem finito, os municípios hoje beneficiados não podem considerar esse reforço no orçamento como algo permanente. Espera-se dada a importância das receitas vindas dos *royalties*, que sejam aplicadas em projetos que tornem os orçamentos públicos cada vez menos condicionados a elas, tendo como princípio o uso sustentável do recurso.

É sabido que os valores dos *royalties* destinados para a cidade de Macaé são significativos, pois a mesma além de ser um município confrontante aos poços, possui várias instalações industriais para o petróleo ou gás natural exclusivamente marítimas, tais como: unidades de escoamento e tratamento, tanto para gás natural quanto para petróleo, unidades de armazenamento de petróleo e unidades de processamento de gás natural. Portanto, pelas Leis vistas no capítulo anterior, o município tem direito a, no mínimo, um terço da parcela destinada aos municípios que integram a zona de produção principal de seus respectivos Estados. A cidade possui também todas as instalações de apoio necessárias para as explorações marítimas como porto, aeroporto, heliporto, oficinas de manutenção, almoxarifado, armazéns e escritórios.

Ao classificar os municípios nas três zonas, o Decreto Nº 01/91 estabelece, ainda, que a parcela correspondente aos municípios de uma dada zona, seja ela de produção principal, secundária ou limítrofe à de produção principal, será rateada entre eles na razão direta da população de cada um. Assim, os municípios são beneficiados com percentuais aplicados sobre o valor da produção de determinada área de produção petrolífera marítima, de acordo com a sua classificação dentro da área geoeconômica e de sua respectiva população. No cálculo destas parcelas, atribui-se a cada município um coeficiente individual de participação, determinado com base na respectiva população, conforme a tabela 1, que consta no Decreto nº 01/91.

Número de Habitantes do Município	Coeficiente de Participação
até 10.000	1,00
De 10.001 a 12.000	1,05
De 14.001 a 16.000	1,15
De 18.001 a 20.000	1,25
De 24.001 a 28.000	1,35
De 32.001 a 36.000	1,45
De 40.001 a 48.000	1,55
De 56.001 a 64.000	1,65
De 72.001 a 80.000	1,75
De 96.001 a 112.000	1,85
De 128.001 a 144.000	1,95
Acima de 144.000	2,00

Tabela 1 - Coeficientes individuais de participação pelo número de habitantes dos municípios

Fonte: Guia dos Royalties do Petróleo e do Gás Natural 2001

A parcela devida a cada município é obtida multiplicando-se a parcela atribuída à sua correspondente zona pelo quociente formado entre seu coeficiente individual de participação e a soma dos coeficientes individuais de participação dos municípios que integram a mesma zona.

Como já foi citado a cidade de Macaé possui atualmente mais de 200 mil habitantes logo o seu coeficiente de participação é de 2, o maior valor possível.

Segundo AQUINO (2004) procedendo a uma análise mais minuciosa dos coeficientes de participação, conclui-se pela sua regressividade. Através de uma simulação com os dados e utilizando o índice de Hirschman-Herfindahl (HH) demonstrou-se tal regressividade. O índice HH varia entre $1/n$ e 1 e é definido:

$$\sum_{i=1}^n S_i^2, \text{ onde } S = Q^i / \sum Q^t$$

Aplicando o índice na variável número de habitantes do município, encontrou-se HH igual a 0,0794. Por sua vez, o índice aplicado ao coeficiente de participação deu um HH igual a 0,0519. Como o intervalo para essa simulação é $0,05 = HH = 1$, o índice mais próximo de 1 é o mais concentrado, que se refere ao número de habitantes, indicando uma regressividade dos coeficientes, ou seja, os municípios mais beneficiados são os de menor população.

Para continuação do cálculo dos *royalties* da cidade de Macaé é necessário saber quais são os campos de lavra em mar aos quais o município é confrontante. Pela figura 7 estes ficam bem delimitados.

É importante destacar que quando um mesmo campo é confrontante com mais de um município, para rateio da parcela do *royalty* torna-se necessário calcular para cada município:

- Área do campo compreendida entre as projetantes ortogonais que partem dos limites do município;
- Área do campo compreendida entre os paralelos que partem dos limites do município; e
- Média aritmética das duas áreas acima.

O rateio da parcela para cada município confrontante com o campo em questão é feito de forma proporcional às áreas médias (ortogonais e paralelos).

Nos gráficos 2 e 3 temos dados sobre o percentual de reservas provadas de petróleo e gás natural no Brasil e também do desenvolvimento da produção de petróleo na Bacia de Campos.

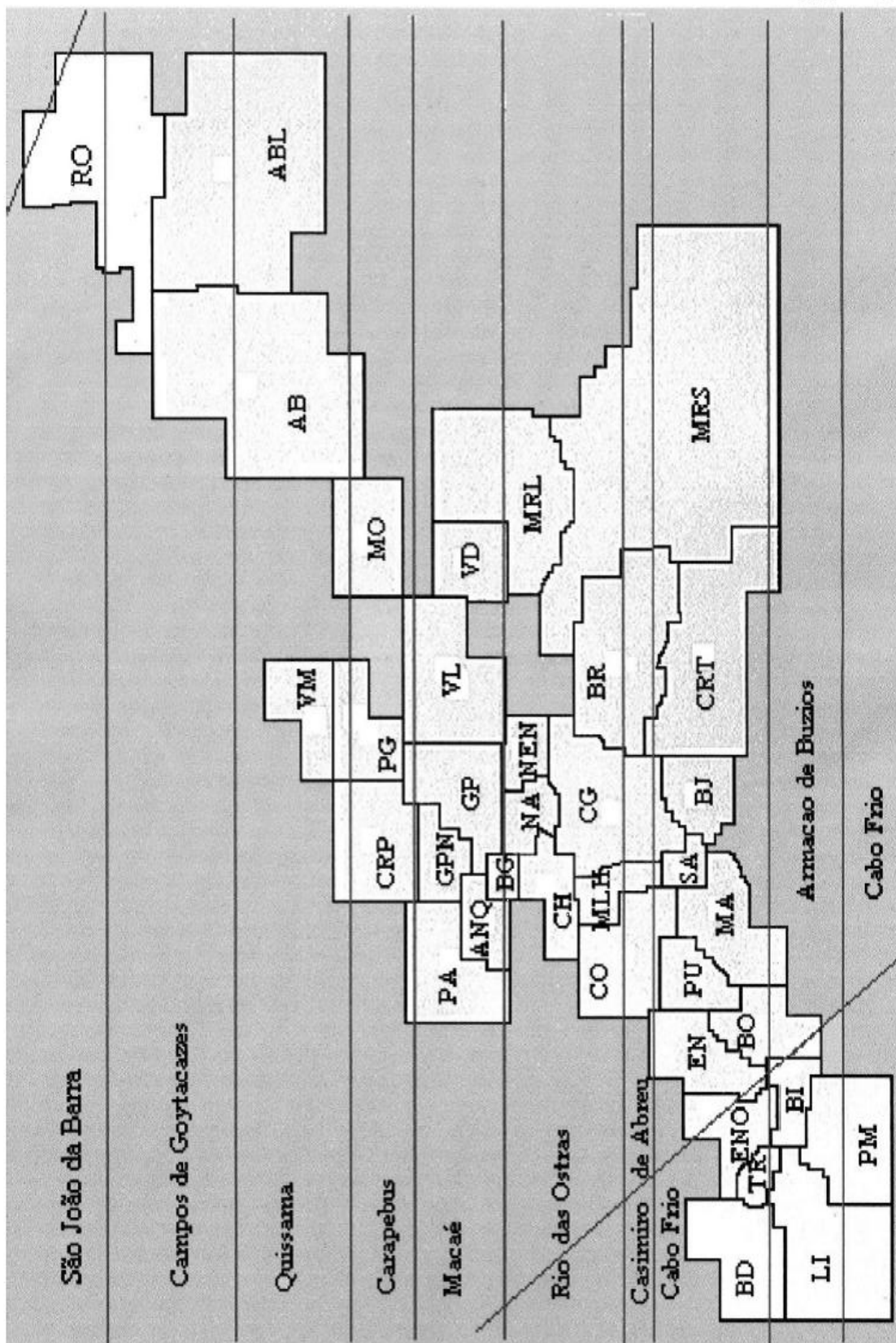


Figura 7 – Campos de petróleo da Bacia de Campos confrontantes aos municípios
 Fonte: ANP

Distribuição percentual das reservas provadas de petróleo, segundo Unidades da Federação

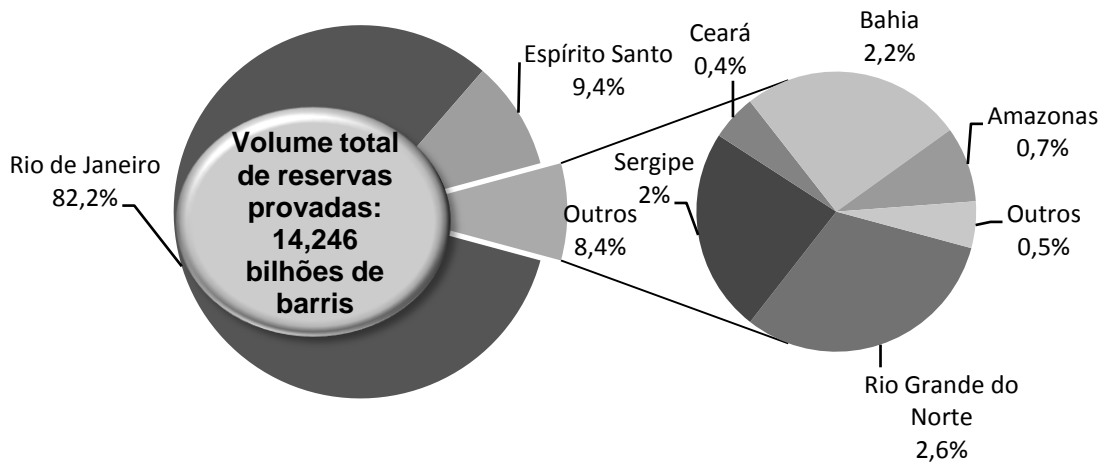


Gráfico 2 – Distribuição percentual das reservas provadas de petróleo, segundo Unidades da Federação, 2010

Fonte: Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo e do Gás Natural 2011

Distribuição percentual das reservas provadas de gás natural, segundo Unidades da Federação



Gráfico 3 – Distribuição percentual das reservas provadas de gás natural, segundo Unidades da Federação, 2010

Fonte: Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo e do Gás Natural 2011

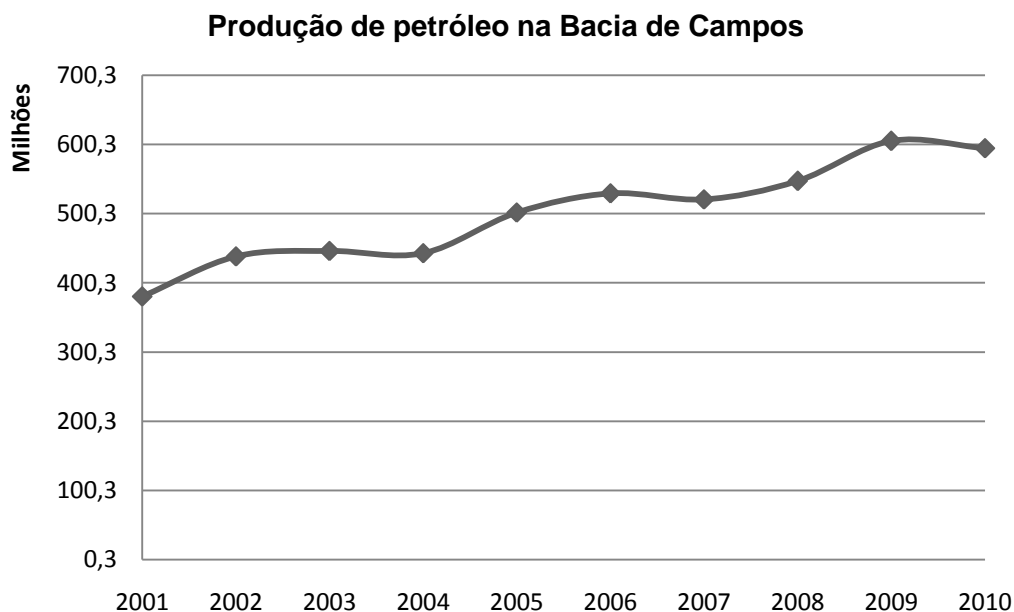


Gráfico 4 - Evolução da produção de petróleo na Bacia de Campos, 2001-2010

Fonte: Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo e do Gás Natural 2011

Com as informações acima, pode-se calcular quanto de *royalty* que cada bloco fornece para Macaé, ou seja, tem-se os valores totais mensais de *royalties* fornecidos à cidade. Na tabela 2 (feita a partir de dados gerados pela ANP) pode ser visto a evolução dos valores dos *royalties* e das participações especiais recebidas por Macaé anualmente:

Ano	Royalties (R\$)	Participações Especiais	Royalties Totais
1999 ⁽¹⁾	34.757.683,06	2.462.316,94	37.220.000,00
2000	67.461.252,65	17.365.747,35	84.827.000,00
2001	84.424.763,70	30.502.236,30	114.927.000,00
2002	140.035.784,60	41.058.215,40	181.094.000,00
2003	187.686.111,86	72.301.137,16	259.987.249,02
2004	215.440.811,13	73.121.187,36	288.561.998,49
2005	264.821.319,92	84.070.525,71	348.891.845,63
2006	320.241.924,75	92.874.905,66	413.116.830,41
2007	289.542.845,97	59.562.579,84	349.105.425,81
2008	406.961.370,68	98.728.262,54	505.689.633,22
2009	294.558.138,98	60.988.193,62	355.546.332,60
2010	356.017.093,59	91.307.644,40	447.324.737,99

Tabela 2 - Royalties Anuais em Valores Correntes para Macaé, 1999-2010

Fonte: Elaborado pela autora a partir de Superintendência de Controle das Participações Governamentais em www.anp.gov.br

Nota: (1)- Arrecadação de PE referente ao 4º trimestre de 1999.

Royalties Totais recebidos por Macaé (R\$)

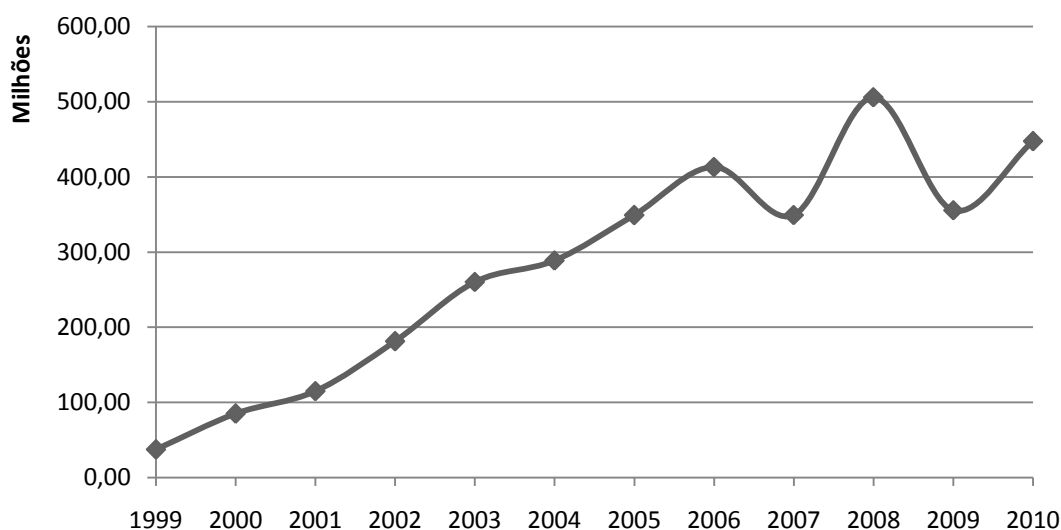


Gráfico 5 - Evolução dos Royalties Totais recebidos por Macaé, 1999 - 2011
Fonte: Elaborado pela autora a partir de Superintendência de Controle das Participações Governamentais em www.anp.gov.br

No gráfico 5 vê-se que os royalties evoluíram a taxas constantes até o ano de 2006, apresentando a primeira queda no ano de 2007 e outra no ano de 2009. O declínio no ano de 2007 segundo Ministério da Fazenda foi justificado pela queda do dólar (moeda americana) sobre o real (moeda brasileira) e, além disso, pela diminuição de 15% em um ano da produção do campo gigante de Marlim (devido a problemas operacionais em plataformas de petróleo), na Bacia de Campos, que contribuiu para um recuo de cerca de 30% da arrecadação de *royalties* e participações especiais nos municípios relacionados a Bacia de Campos, Rio das Ostras e Macaé. Já no ano de 2009 a queda é justificada pela crise que se instalou nos países reduzindo os preços internacionais do petróleo.

Participações Especiais

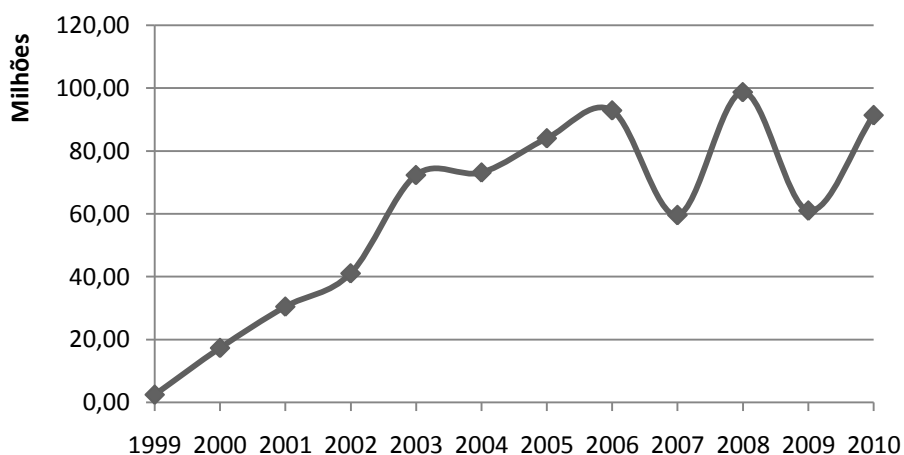


Gráfico 6 - Evolução das Participações Especiais em Macaé, 1999 - 2010
Fonte: Elaborado pela autora a partir de Superintendência de Controle das Participações Governamentais em www.anp.gov.br

Neste capítulo foi visto o desenvolvimento da produção de petróleo na Bacia de Campos, assim como a evolução da arrecadação dos *royalties* e participações especiais pela cidade de Macaé. Pôde-se ver que os valores recebidos pela cidade são representativos, mas que a qualquer momento podem sofrer influências internas e/ou externas, tais como: os problemas operacionais em 2007 e a crise mundial em 2008, reduzindo relativamente seus montantes recebidos. No próximo capítulo estudaremos como está sendo feita a aplicação destes valores na cidade de Macaé para que a cidade a partir de investimentos realizados não venha a sofrer com estas oscilações no futuro.

6 – ANÁLISE DA APLICAÇÃO DOS ROYALTIES EM MACAÉ

A análise da aplicação dos *royalties* em Macaé será realizada em duas etapas: a primeira avaliará a utilização dos *royalties* nos orçamentos dos beneficiários, dado o caráter não-renovável do recurso natural e o conseqüente caráter oscilatório das receitas. A segunda analisará a evolução dos indicadores de desenvolvimento sócio-econômico, para verificar a existência ou não de uma melhora no padrão de vida da população local.

6.1 – UTILIZAÇÃO DOS ROYALTIES

A primeira etapa é fundamental para que se avalie o empenho empregado na superação da dependência dos recursos do petróleo. Apesar de algumas limitações de dados, os orçamentos têm a capacidade de mostrar respeitáveis informações sobre as políticas públicas promovidas.

Outra questão que será levada em conta neste estudo diz respeito às restrições ou limitações na aplicação dos recursos recebidos com os *royalties*. Toda a legislação pertinente, desde a revogada Lei 2004/53, passando pelas normas que sucessivamente a alteraram, tratou do assunto de alguma forma. De fato, consultas formuladas ao Tribunal de Contas da União - TCU acerca da legalidade da aplicação dos recursos dos *royalties* em determinadas atividades ou programas mereceram daquela Corte pareceres cujo teor é o que se demonstra a seguir, exemplificado por meio da transcrição de parte do voto do Ministro-Relator Carlos Átila Álvares da Silva nos autos do processo TC-012.231/97-5:

“Ora, a Lei nº 9.478/97, que dispôs sobre a nova política energética nacional e as atividades relativas ao monopólio do petróleo, não faz nenhuma menção acerca de setores em que os recursos dos royalties do petróleo devam ser aplicados. Forçoso reconhecer, pois, que houve significativa ampliação do leque de possibilidades de utilização, pelos administradores públicos, dos recursos dos royalties. Entendemos, contudo, que permanecem vigentes as restrições impostas pelo artigo 8º da Lei nº 7.990/89, com a redação alterada pelo artigo 3º da Lei nº 8.001/90. Conclui-se que foi conferida aos gestores maior liberdade no uso dessas receitas, remanescendo as limitações atinentes ao atendimento do interesse público e à observância das normas de direito financeiro e dos demais princípios gerais de direito público, sendo vedada a aplicação dos recursos em pagamento de dívidas e no quadro permanente de pessoal.”

O artigo 8º da Lei nº 7.990/89, com a redação alterada pelo artigo 3º da Lei nº 8.001/90 dispõe o seguinte:

"Art. 8º O pagamento das compensações financeiras previstas nesta lei, inclusive o da indenização pela exploração do petróleo, do xisto betuminoso e do gás natural, será efetuado mensalmente, diretamente aos Estados, ao Distrito Federal, aos Municípios e aos órgãos da Administração Direta da União, até o último dia útil do segundo mês subsequente ao do fato gerador, devidamente corrigido pela variação do Bônus do Tesouro Nacional (BTN), ou outro parâmetro de correção monetária que venha a substituí-lo, vedada a

aplicação dos recursos em pagamento de dívida e no quadro permanente de pessoal."

Desse modo, conclui-se que o gestor dos recursos de royalties está livre para aplicá-los, desde que em atendimento do interesse público e respeitando as normas de direito financeiro e os demais princípios gerais de direito público, sendo vedada, porém, a aplicação dos recursos em pagamento de dívidas e no quadro permanente de pessoal. Contudo na prática, o panorama é outro.

Segundo o apurado no trabalho FINANÇAS PÚBLICAS DO ESTADO E DOS MUNICÍPIOS DO RIO DE JANEIRO, elaborado pela Assessoria do Gabinete do Conselheiro Sergio F. Quintella, referente ao ano de 1998 (p. 32-33, verbis):

"O confronto dos valores alocados em investimentos com aqueles recebidos a título de royalties, resumido no quadro abaixo, evidencia que, dentre os 45 Municípios do Estado do RJ que receberam recursos dessa natureza durante o exercício de 1998, cinco destinaram menos recursos à rubrica "Investimentos" do que aqueles recebidos como indenização pela exploração de petróleo:

Município	Investimentos (R\$ mil)	Receita de Royalties (R\$ mil)	Investimentos/ Royalties (em %)
Macaé	6.110	11.054	55,3
Quissamã	2.558	3.753	68,1
Cabo Frio	3.204	4.380	73,1
Casimiro de Abreu	1.601	2.653	60,3
Rio das Ostras	1.765	3.969	44,5

Tabela 3 – Investimentos / Royalties, 1998

Fonte: FINANÇAS PÚBLICAS DO ESTADO E DOS MUNICÍPIOS DO RIO DE JANEIRO

Cumprir destacar que estes Municípios estão dentre os que receberam mais recursos de royalties em 1998. De fato, o valor da receita de royalties recebido pelos cinco Municípios acima totalizou R\$ 26 milhões - metade do total arrecadado a este título pelo conjunto dos Municípios, incluindo a Capital que, em 1998, somou R\$ 53 milhões, quase tanto quanto o montante que o Estado recebeu no exercício R\$ 57 milhões."

Um demonstrativo consolidado extraído dos processos pagos (em R\$) com os recursos dos royalties para o ano de 2009 fornecido pela prefeitura de Macaé pode ser encontrado na tabela.

Pode-se verificar que em Macaé, os recursos dos *royalties* foram direcionados para o pagamento de despesas correntes, quando deveriam, segundo o permissivo legal, serem utilizados em investimentos que atenuassem a influência potencial negativa que a exploração petrolífera pode trazer para gerações futuras, quanto aos danos ambientais, bem como o caráter finito do recurso natural.

	Custeio	Investimentos	TOTAL
Urbanismo	29.709.422,25	94.179.520,63	123.888.942,88
Administração	73.780.903,01	2.723.674,61	76.504.577,62
Saneamento	46.471.318,45	28.147,00	46.499.465,45
Saúde	35.588.102,38	1.638.722,96	37.226.825,34
Educação	23.471.352,05	2.777.031,90	26.248.383,95
Trabalho	15.623.575,00	0,00	15.623.575,00
Assistência Social	12.566.946,87	464.786,28	13.031.733,15
Desportes e Lazer	2.642.054,42	5.827.235,70	8.469.290,12
Cultura	4.565.316,08	110.591,00	4.675.907,08
Comércio e Serviços	4.505.588,77	0,00	4.505.588,77
Transportes	3.651.007,76	136.933,00	3.787.940,76
Dir. da Cidadania	245.961,63	3.376.418,57	3.622.380,20
Ciência e Tecnologia	2.843.100,35	423.262,77	3.266.363,12
Segurança Pública	280.906,39	1.433.883,28	1.714.789,67
Gestão Ambiental	1.037.938,44	34.785,00	1.072.723,44
Habitação	209.957,78	0,00	209.957,78
TOTAL	257.193.451,63	113.154.992,70	370.348.444,33

Tabela 4 – Gastos com os Royalties da cidade de Macaé, 2009

Fonte: Prefeitura de Macaé

http://sistemas2.macaee.rj.gov.br:82/apps/portalttransparencia/midia/royalties/2009/royalties_2009.pdf

Fazendo uma análise da tabela 4, é visto que em geral, o gasto com o custeio é superior ao gasto com investimento. Os altos investimentos em Urbanismo se sobressaem em Macaé, ao se tratar de uma cidade de porte pequeno até alguns anos atrás, que encontrou um rápido crescimento populacional, levando a gastos muito grandes com investimento na área de infraestrutura; Apesar do citado anteriormente, o saneamento não seguiu o mesmo raciocínio, tendo um pequeno valor na rubrica “Investimento”. Isso se deve, provavelmente, ao fato de o crescimento da cidade se

concentrar nas áreas mais nobres, onde já havia saneamento estabelecido, ou ao interesse da administração municipal em investir em saneamento somente nestas áreas.

Quando uma cidade cresce, crescem também as necessidades de garantia de segurança pública. Por isso, os gastos com custeio de segurança pública são pequenos, mas os investimentos são altos. Os setores de tecnologia e meio ambiente, os verdadeiros responsáveis pela política de distribuição de *royalties*, acabam sendo pouco visados pelas contas públicas, e não deveriam. A idéia dos *royalties* é investir em áreas que fomentassem a indústria local, e com isso, diminuíssem a dependência futura no petróleo.

Existem ainda grandes disparidades em setores básicos, como saúde e educação. Os gastos são grandes em virtude do alto custeio, mas as parcelas de investimento são muito pequenas. Gasta-se mais investindo em desporto e lazer do que em educação ou saúde, e o dispêndio no investimento na rubrica “Direitos da cidadania” supera o investimento em “saúde e educação” juntos. Por fim, apesar do alto valor dos gastos com urbanismo, os gastos com habitação são irrisórios, pois não há investimento no setor. O mesmo se configura com o trabalho e comércio/serviços.

6.2 – EVOLUÇÕES DOS INDICADORES DE DESENVOLVIMENTO

Esses indicadores foram levantados a partir dos Censos Demográficos do Instituto Brasileiro de Geografia Estatística (IBGE), do Centro de Informações e Dados do Estado do Rio de Janeiro (CIDE) e do Centro Estadual de Estatísticas, Pesquisas e Formação de Servidores Públicos do Rio de Janeiro - CEPERJ e condensados em blocos temáticos: social e econômico. Neste primeiro bloco (6.2.1) veremos os indicadores sociais e no próximo (6.2.2), os econômicos. A escolha desses indicadores foi guiada pelos critérios de credibilidade dos dados obtidos, representatividade e disponibilidade dos mesmos.

6.2.1- INDICADORES SOCIAIS

Na área social, a qualidade de vida pode ser definida como o somatório de fatores decorrentes da interação entre sociedade e ambiente, atingindo a vida no que concerne às suas necessidades biológicas e psíquicas. Dessa maneira, a qualidade de vida acaba sendo o grau de satisfação atingido, no âmbito de tais subáreas. Ela pode ser avaliada também em termos de capacitação para alcançar funcionalidades, tais como: nutrir-se adequadamente, ter saúde, abrigo, entre outras, e as que envolvem auto-respeito e integração social (Fonte: TOTTI, M. E. F., CARVALHO, A. M., ALTOÉ, A. P., 2002)

6.2.1.1 – ÍNDICES DE CRESCIMENTO POPULACIONAL

É importante a análise do crescimento populacional de uma região para visualizar se as taxas estão a ritmos constantes e proporcionais ou se estão acelerados para comparações posteriores com a infra-estrutura existente.

Taxa média geométrica de crescimento anual 1991/2000 (%)	3,96
Taxa média geométrica de crescimento anual 2000/2010 (%)	4,62
Taxa de urbanização - 2000	95,1
Taxa de urbanização – 2010	98,1
Densidade demográfica – 2000 (hab/km ²)	107
Densidade demográfica - 2010 (hab/km ²)	169,89

Tabela 5 – Variáveis de crescimento urbano, 2000 / 2010
 Fonte: IBGE, Censo Demográfico, Rio de Janeiro, RJ, 1991 a, 2000 b, 2011 c



Gráfico 7 – Taxa de crescimento anual comparativa (Macaé, Rio de Janeiro, Região Sudeste e Brasil)

Através da análise da tabela 5 e do gráfico 7 vemos que a cidade de Macaé passou por um processo de urbanização muito rápido e descontrolado, um processo acelerado acarretado, principalmente, pela indústria do petróleo na região. A população do município ampliou, entre os Censos Demográficos de 2000 e 2010, à taxa de 4,62% ao ano. Essa taxa foi superior àquela registrada no Estado, que ficou em 1,08% ao ano, e superior a cifra de 1,06% ao ano da Região Sudeste.

Nos próximos índices veremos como esta aceleração afetou a população e suas atividades econômicas e sociais. No gráfico 8 confirma-se o crescimento populacional no município com a visualização da evolução da população residente.

Evolução da população residente em Macaé, 1940-2011

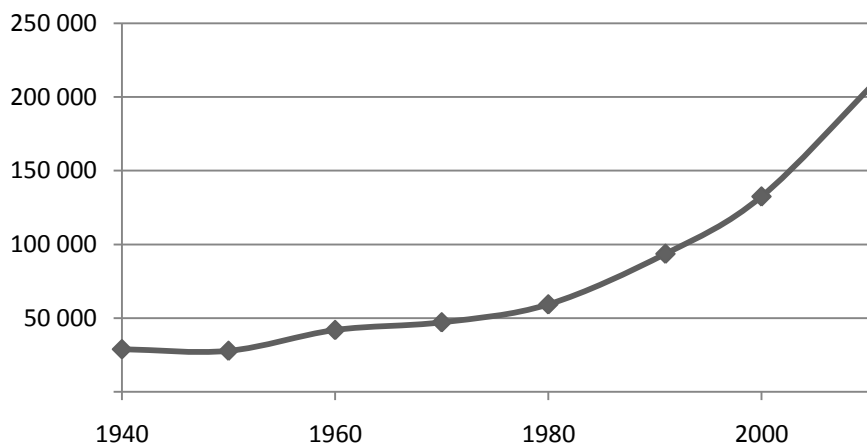


Gráfico 8 - Evolução da população residente em Macaé, 1940 – 2011

Fonte: IBGE, Censo Demográfico, Rio de Janeiro, RJ, 1991 a, 2000 b, 2011 c

Com base nos gráficos 9 e 10 vemos uma taxa de natalidade em ritmo decrescente (com uma variação de 5 por mil habitantes de 1996 até 2010) e a taxa de mortalidade também reduzindo, mas com uma variação muito pequena de 1 para cada 1000 habitantes. Desse modo, fica claro que o crescimento populacional da região foi fortemente influenciado por migrações, logo, não cresceu numa taxa que seria considerada natural, o que levou ao desordenamento habitacional e na ocupação de postos de trabalho, ou seja, criou-se trabalhadores informais no contingente de população ativa no município.

Taxa bruta de natalidade (por mil habitantes)

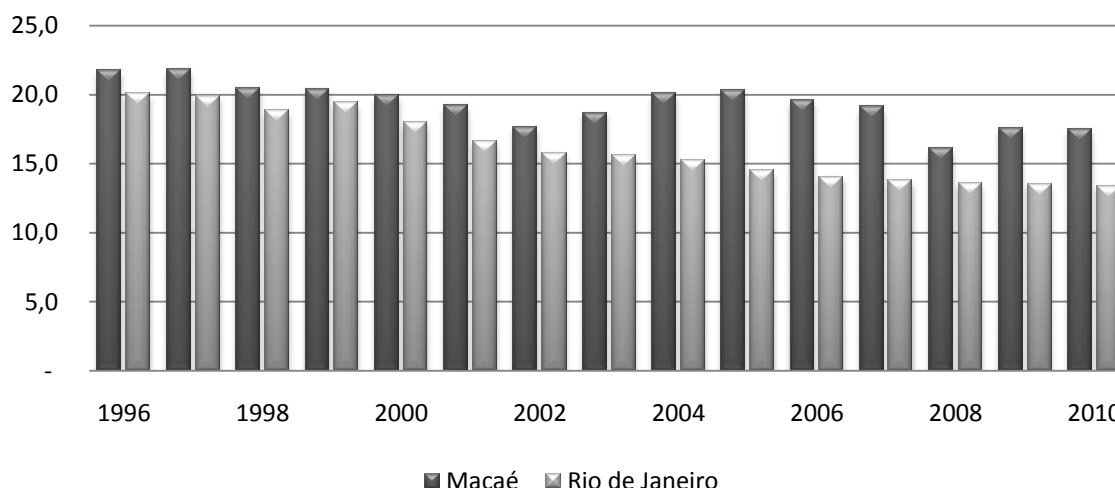


Gráfico 9 - Evolução da taxa bruta de natalidade (Macaé e Rio de Janeiro), 1996 – 2010

Fonte: Fundação Centro Estadual de Estatísticas, Pesquisas e Formação de Servidores Públicos – CEPERJ

Taxa bruta de mortalidade (por mil habitantes)

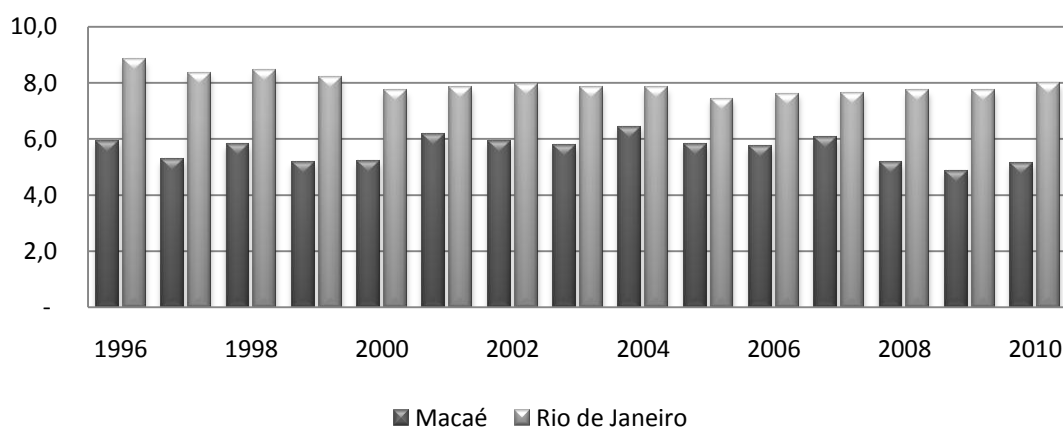


Gráfico 10 - Evolução da taxa bruta de mortalidade (Macaé e Rio de Janeiro), 1996 – 2010

Fonte: Fundação Centro Estadual de Estatísticas, Pesquisas e Formação de Servidores Públicos – CEPERJ

6.2.1.2 - ÍNDICE DE DESENVOLVIMENTO HUMANO MUNICIPAL (IDH-M)

O Índice de Desenvolvimento Humano Municipal possui vários indicadores são eles (Fonte: <http://www.firjan.org.br/IFDM/>):

- Esperança de vida ao nascer (em anos);
- A taxa de alfabetização de adultos (%) que representa o percentual de pessoas acima de 15 anos de idade que sabem ler e escrever;
- A Taxa bruta de frequência escolar (%) que é a proporção entre o número total de pessoas em todas as faixas etárias que freqüentam os cursos de ensino fundamental, segundo grau ou superior em relação ao total de pessoas na faixa etária de 7 a 22 anos;
- A renda per capita dada em R\$ que é a razão entre o somatório da renda de todos os indivíduos (incluindo aqueles com renda nula) e a população total;
- O Índice de longevidade (IDHM-L) que significa o índice do IDHM relativo à dimensão Longevidade. É obtido a partir do indicador esperança de vida ao nascer, através da fórmula: $(\text{valor observado do indicador} - \text{limite inferior}) / (\text{limite superior} - \text{limite inferior})$, onde os limites inferior e superior são equivalentes a 25 e 85 anos, respectivamente;
- O Índice de educação (IDHM-E) que significa o índice do IDHM relativo à Educação. Obtido a partir da taxa de alfabetização e da taxa bruta de frequência à escola, convertidas em índices por: $(\text{valor observado} - \text{limite inferior}) / (\text{limite superior} - \text{limite inferior})$, com limites inferior e superior de 0% e 100%. O IDHM-Educação é a média desses 2 índices, com peso 2 para o da taxa de alfabetização e peso 1 para o da taxa bruta de frequência;
- O índice de renda (IDM-R) que significa o índice do IDHM relativo à Renda. É um parâmetro relacionado ao produto interno bruto (PIB) per capita da região;
- O Índice de Desenvolvimento Humano Municipal (IDH-M) que é obtido pela média aritmética simples de três índices, referentes às dimensões Longevidade (IDHM-Longevidade), Educação (IDHM-Educação) e Renda (IDHM-Renda);

- Classificação na UF, posição do município no estado;
- Classificação Nacional, posição do município em relação aos municípios de todo o Brasil.

Na tabela abaixo vemos a evolução do IDH-M da cidade de Macaé.

Índice de Desenvolvimento Humano Municipal (IDH-M)										
Macaé	Esperança de vida ao nascer (em anos)	Taxa de alfabetização de adultos (%)	Taxa bruta de frequência escolar (%)	Renda per capita (em R\$)	IDH-M-L	IDH-M-E	IDH-M-R	IDH-M	Classificação na UF	Classificação Nacional
1991	64,75	87,40	66,89	288,94	0,663	0,806	0,719	0,729	10	621
2000	67,63	92,12	82,34	392,94	0,710	0,889	0,770	0,790	17	815

Tabela 6 – Evolução do IDH-M de Macaé

Fonte: Fundação Centro Estadual de Estatísticas, Pesquisas e Formação de Servidores Públicos – CEPERJ

Na tabela 6 acima se destaca a queda de posições da cidade, perdendo 7 posições no *ranking* estadual. Inicialmente deduz-se que os *royalties* não estão influenciando positivamente em melhores condições de vida para a população macaense, o que é confirmado pelo PNUD. Neste, onde são analisados todos os municípios do Rio de Janeiro, verifica-se que os municípios das Baixadas Litorâneas subiram 5 posições no *ranking*, enquanto que os do Norte Fluminense desceram 31. Contudo, apesar de os municípios localizados na região produtora de óleo estarem em melhores posições no *ranking* estadual, o IDH não foi constituído para avaliar as contribuições específicas dos *royalties* no desenvolvimento humano. De acordo com Souto (1995, p.5), os indicadores, por melhores que possam ser, expressam apenas aspectos parciais, não sendo capazes de refletir todas as dimensões da realidade, muitas delas não mensuráveis numericamente, como, por exemplo, a cultura, a sociabilidade e outras. É importante destacar que somente em 1999, os *royalties* alcançaram valores expressivos e informações do IDH-M iniciam em 2000, isto é, não houve tempo suficiente para que tal incremento nas receitas pudesse se converter em melhorias sociais, já que as demandas sociais são elevadas e, os índices, refletem um acúmulo das ações de sucessivas administrações municipais.

6.2.1.3 - INDICADORES DE CONDIÇÕES HABITACIONAIS

Neste tópico será vista se as habitações em que vivem os Macaenses tem as condições básicas necessárias para uma vida saudável. Na tabela 7 encontra-se a divisão dos domicílios nas áreas urbana ou rural.

Domicílios Particulares Ocupados (2010)						
Total	Urbana			Rural		
	Cidade ou vila		Área urbana isolada	Área rural (exceto aglomerado)	Aglomerado De extensão urbana	Aglomerado Povoado
	Área urbanizada	Área não urbanizada				
66 986	64 746	573	344	1 255	-	68

Tabela 7 - Domicílios particulares existentes na cidade de Macaé, 2010

Fonte: Fundação Centro Estadual de Estatísticas, Pesquisas e Formação de Servidores Públicos – CEPERJ

Domicílios particulares sob forma de abastecimento de água			
Total	Rede geral de distribuição (2010)	Outra (2010)	População total atendida com abastecimento de água (2009)
66 890	52 765	14 125	66,55%

Domicílios particulares por tipo de esgotamento sanitário				
Total	Rede geral de esgoto ou pluvial ou fossa séptica (2010)	Outro (2010)	População total atendida com esgotamento sanitário (2009)	Economias residenciais ativas de esgoto (2009)
66 807	55 387	11 420	26,72%	10 786

Tabela 8 - Domicílios com abastecimento de água e esgoto sanitário, 2010
 Fonte: Fundação Centro Estadual de Estatísticas, Pesquisas e Formação de Servidores Públicos – CEPERJ

De acordo com as tabelas 7 e 8, a quantidade de municípios na área urbana é muito maior que da área rural; contudo, com uma extensão de 422 Km, a rede geral de distribuição de água atinge 52 765 domicílios, o que representa 141.395 habitantes. Nota-se um *gap* de mais de 50 mil habitantes sem acesso a este serviço básico.

No que tange a situação do esgotamento sanitário, a situação é bem pior, pois apenas 56.771 habitantes possuem este serviço disponível, logo mais de 150 mil ainda necessitam deste serviço. É reconhecido que esta carência de esgotamento sanitário na cidade trás várias doenças para a população, sendo que a pior consequência é na taxa de mortalidade infantil. No gráfico 11, pode-se ver a taxa de mortalidade infantil na cidade. Ela se apresenta constante, com uma lenta redução de 17 para 13 crianças mortas para cada mil nascidas vivas se comparando com a redução de 26 para 13 crianças mortas no mesmo período no estado do Rio de Janeiro.

Taxa de mortalidade infantil (por mil nascidos vivos)

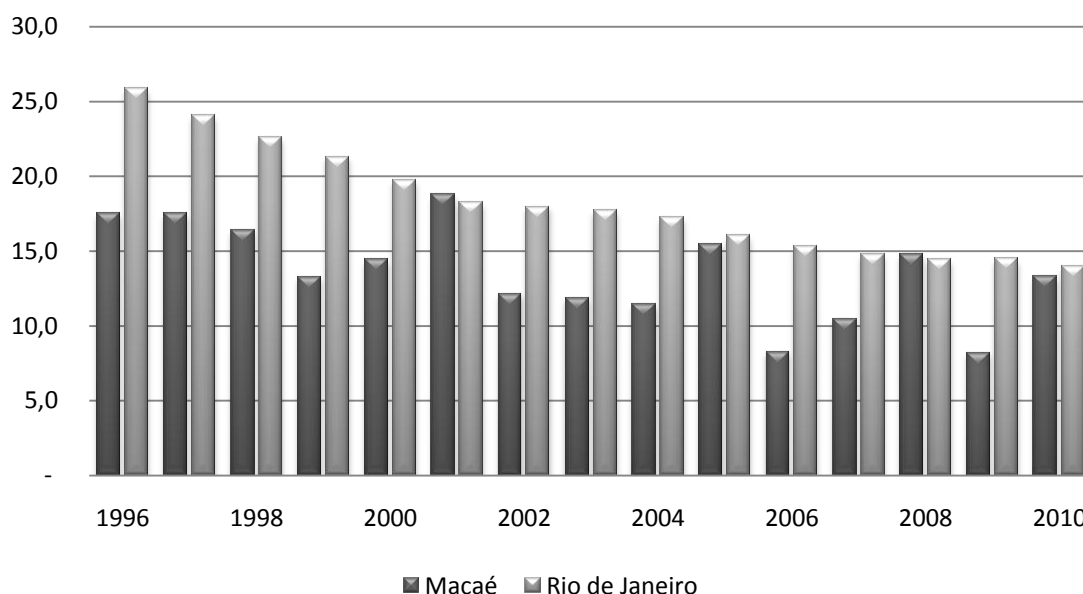


Gráfico 11 - Taxa de Mortalidade Infantil (Macaé e Rio de Janeiro), 1996-2010
 Fonte: Fundação Centro Estadual de Estatísticas, Pesquisas e Formação de Servidores Públicos – CEPERJ

Domicílios particulares pela existência de energia elétrica, 2010				
	Tinham			Não tinham
Total	Total	De companhia distribuidora	De outra fonte	
66 890	66 796	66 130	666	94

Tabela 9 - Domicílios com energia elétrica, 2010

Fonte: Fundação Centro Estadual de Estatísticas, Pesquisas e Formação de Servidores Públicos – CEPERJ

A atual companhia distribuidora de energia elétrica em Macaé é a Ampla Energia e Serviços S/A. O consumo total da cidade no ano de 2009 foi de 655.070 MWh para 88.246 consumidores, estes divididos entres industrias e residenciais. Pela tabela 9 pode-se verificar que o serviço de energia é distribuído a aproximadamente 99.9% da população.

6.2.1.4 – INDICADORES DE INFRA-ESTRUTURA URBANA

A análise dos indicadores de infra-estrutura urbana é necessária pois a quantidade de estabelecimentos deve ser proporcional a população atendida para que a qualidade de vida seja satisfeita. E uma vez que estes valores não estejam proporcionais o estudo destes índices será um critério para distribuição dos recursos disponíveis.

Tipo de estabelecimento de saúde, 2010	
Centro de saúde / unidade básica de saúde	42
Clínica especializada / ambulatório especializado	90
Consultório isolado	364
Hospital especializado	1
Hospital geral	5
Policlínica	7
Posto de saúde	5
Unidade de serviço de apoio de diagnose e terapia	40
Outras unidades	17
Total	571

Tabela 10 - Quantidade de Estabelecimentos de Saúde, 2010

Fonte: Fundação Centro Estadual de Estatísticas, Pesquisas e Formação de Servidores Públicos – CEPERJ

Estabelecimentos de ensino em atividade (2010)					Salas de aula	
Total	Federal	Estadual	Municipal	Privada	Existentes	Utilizadas
164	1	11	109	43	1 715	1 610

Tabela 11 - Quantidade de Estabelecimentos de Ensino, 2010

Fonte: Fundação Centro Estadual de Estatísticas, Pesquisas e Formação de Servidores Públicos – CEPERJ

Creche (2010)				
Total	Federal	Estadual	Municipal	Privada
82	-	-	56	26
Pré-escolar (2010)				
Total	Federal	Estadual	Municipal	Privada
87	-	-	61	26
Estabelecimentos de Ensino Fundamental (2010)				
Total	Federal	Estadual	Municipal	Privada
97	-	10	58	29
Estabelecimentos de Ensino Médio (2010)				
Total	Federal	Estadual	Municipal	Privada
28	1	8	7	12

Tabela 12 - Disposição dos Estabelecimentos de Ensino, 2010

Fonte: Fundação Centro Estadual de Estatísticas, Pesquisas e Formação de Servidores Públicos – CEPERJ

Instituições de Ensino Superior (2010)				
Total	Universidade	Centro Universitário	Instituto Federal de Educação Ciência e Tecnologia	Faculdade
3	-	-	-	3

Tabela 13 – Distribuição das Instituições de Ensino, 2010

Fonte: Fundação Centro Estadual de Estatísticas, Pesquisas e Formação de Servidores Públicos – CEPERJ

Pelas tabelas 10, 11, 12 e 13 vemos que a quantidade de estabelecimentos de saúde e de ensino ainda são poucos para atender devidamente a população da cidade. São apenas 5 postos de saúde e hospitais gerais, e apenas 1 hospital especializado, ou seja assim, como no resto do Estado do Rio de Janeiro, a população macaense sofre quanto ao *déficit* no atendimento hospitalar.

Contudo, segundo o jornal “O Debate”, em reunião com o Ministro da Saúde, o deputado federal Adrian Dela Cruz (PMDB) sugeriu parceria entre o ministério e o município de Macaé para a criação de setor oncológico, com quimioterapia e radioterapia, numa unidade de saúde do município, proporcionando assim o atendimento aos pacientes que hoje são obrigados a viajar mais de 200 quilômetros para obter o tratamento. O ministro admitiu que esse modelo de parceria pode vir a solucionar uma grande carência da região. “Não dá mais pra ficar apenas esperando pelo governo federal. Precisamos mostrar boa vontade em colaborar e trazer a solução” disse o deputado.

Durante a reunião, Dep. Federal Adrian ainda solicitou ao ministro o aumento da cota do SUS para Macaé, que hoje atende pacientes em várias especialidades e de vários municípios, inclusive atendendo a mais de 100 km de BR-101, tendo o Hospital Público Municipal como referência no atendimento de acidentados e cirurgias complexas.

Entretanto, essas reuniões e pedidos podem demorar para sair do papel e enquanto isto, a população continua prejudicada e passando por grande provação para conseguir atendimento digno.

Tratando do ensino, é notável o *déficit* de estabelecimentos para o Ensino Médio e Ensino Superior; estes que agregariam mais valor aos salários da população residente em Macaé, além de diminuir a quantidade da população flutuante e ou migrações.

Quanto à parte cultural/lazer, a disponibilidade também não é boa, pois a cidade conta com apenas 1 *shopping*, 1 museu, 1 teatro, 1 cinema, 1 biblioteca pública, 1 livraria e 1 Estádio, considerando mais de 200.000 mil habitantes.

6.2.1.5 – INDICADORES DE INSTRUÇÃO POPULACIONAL

Os indicadores de instrução populacional demonstram indiretamente o quanto do Produto Interno Bruto vai efetivamente permanecer na cidade, já que para maiores graus de escolaridade os salários serão maiores.

Pessoas de 15 anos ou mais não alfabetizadas (2010)						
Total	15 a 19 anos	20 a 29 anos	30 a 39 anos	40 a 49 anos	50 a 59 anos	60 anos ou mais
6 778	161	474	871	1 253	1 334	2 685
Taxa de analfabetismo						
Total	15 a 19 anos	20 a 29 anos	30 a 39 anos	40 a 49 anos	50 a 59 anos	60 anos ou mais
4,27	0,10	0,30	0,55	0,79	0,84	1,69

Tabela 14 - Quantidade de analfabetos por idade e taxa de analfabetismo, 2010
Fonte: Fundação Centro Estadual de Estatísticas, Pesquisas e Formação de Servidores Públicos – CEPERJ

Pessoas de 10 anos ou mais de idade alfabetizadas		
Total	Homens	Mulheres
168 840	83 586	85 254
Taxa de alfabetização		
Total	Homens	Mulheres
96,00	96,21	95,80

Tabela 15 - Quantidade de alfabetizados por sexo e taxa de alfabetização, 2010
Fonte: Fundação Centro Estadual de Estatísticas, Pesquisas e Formação de Servidores Públicos – CEPERJ

Das duas últimas tabelas (14 e 15) percebe-se que a cidade está reduzindo sua taxa de analfabetismo, vendo que a quantidade de pessoas analfabetas com mais de 60 anos é de 2685, enquanto que a de 15 a 19 anos é de 161. Entretanto, podem ser feitas melhorias visto que a população não é 100% alfabetizada.

Abaixo temos a tabela 16 com as metas projetadas e os índices obtidos para a cidade de Macaé no que se refere ao Índice de Desenvolvimento da Educação Básica desde 2005 até 2021.

Metas projetadas - 5º ano do Ensino Fundamental.								
2005	2007	2009	2011	2013	2015	2017	2019	2021
-	3.9	4.2	4.7	4.9	5.2	5.5	5.8	6.0
IDEB observado								
2005	2007	2009						
3.8	3.8	4.8						
Metas projetadas - 9º ano do Ensino Fundamental.								
2005	2007	2009	2011	2013	2015	2017	2019	2021
-	2.9	3.1	3.3	3.7	4.1	4.4	4.6	4.9
IDEB observado								
2005	2007	2009						
2.9	2.8	2.7						

Tabela 16 - Resultados obtidos e metas projetadas para o Índice de Desenvolvimento da Educação Básica – IDEB, na Rede Estadual

Fonte: Fundação Centro Estadual de Estatísticas, Pesquisas e Formação de Servidores Públicos – CEPERJ

O Índice de Desenvolvimento da Educação Básica (Ideb) foi criado em 2007 visando medir a qualidade de cada escola e de cada rede de ensino. O indicador é calculado com base no desempenho do estudante em avaliações do Inep e em taxas de aprovação. Assim, para que o Ideb de uma escola ou rede cresça é preciso que o aluno aprenda, não repita o ano e frequente a sala de aula.

A partir da análise dos indicadores do Ideb, o MEC ofereceu apoio técnico e/ou financeiro aos municípios com índices insuficientes de qualidade de ensino. O aporte de recursos se deu a partir da adesão ao “Compromisso Todos pela Educação” e da elaboração do “Plano de Ações Articuladas” (PAR). Comparando-se com o Estado do Rio de Janeiro, referente ao 1º-5º ano (séries iniciais), Macaé ficou na 22ª colocação, à frente de municípios vizinhos como Cabo Frio, Niterói, Quissamã e Campos dos Goytacazes. Já nas séries finais houve uma redução na colocação, caracterizando que o investimento feito nesta área não está sendo efetivo.

6.2.1.6 – DADOS DE SEGURANÇA PÚBLICA

A cidade de Macaé faz parte da Área Integrada de Segurança Pública 32 (AISP 32) e da Região Integrada de Segurança Pública (RISP 6), com a 123ª Delegacia de Polícia abaixo do 32º Batalhão da Polícia Militar. A delegacia de Macaé, a 123ª D.P., é a que apresenta maior frequência de ocorrências dentro da 32ª AISP, geralmente mais de 50% dos casos. Na tabela 17 seguem dados de quantidades de delitos criminais e sua incidência por cada 100.000 habitantes, para o ano de 2010.

O aumento da violência, não restrita aos grandes centros urbanos, é um dos fatores que reduz a qualidade de vida da população de uma forma geral, além de exercer efeitos negativos sobre as empresas, tendo em vista seus impactos sobre os trabalhadores. Atualmente, o índice alarmante de roubos vem crescendo em Macaé. Somente em um dia tem sido registrados mais de 10 assaltos a mão armada na cidade, e a grande maioria dos delitos tem ocorrido no Centro, Miramar, Visconde e Terminal Central (Fonte: <http://www.odebateon.com.br>). Segundo a polícia civil, os roubos a transeunte, roubos a estabelecimentos comerciais e roubos a coletivos estão cada vez mais frequentes em Macaé. Segundo o inspetor de polícia da 123ª DP de Macaé: “Nas saidinhas de banco ou assalto a transeunte, os criminosos têm

preferência por assaltar mulheres, jovens e idosos, pois na maioria das vezes são considerados mais frágeis, e raramente reagem ao assalto. Por isso os criminosos se utilizam dessa fragilidade fazendo ameaças e intimidando as vítimas”, explicou. Importante ressaltar que, “temos tido um grande problema na cidade, com relação à falta de denuncia desses delitos, pois sabemos que a grande maioria dos crimes não está sendo registrada, e isso atrapalha as investigações da polícia, mascarando os índices de violência em Macaé”, explicou ele (Fonte: <http://www.odebateon.com.br>). Podemos induzir então que o número de assaltos registrados está abaixo de seu valor real, o que mostra um relaxamento por parte da administração local e estadual.

Delito Criminal	Quantidade	Incidência por 100 mil habitantes
Homicídios dolosos	145	44,83
Latrocínios	5	1,55
Tentativas de homicídios	178	55,04
Lesões corporais dolosas	2062	637,58
Estupros	176	54,42
Atentado violento ao pudor	172	53,18
Encontros de cadáveres	29	8,97
Roubos em estabelecimentos comerciais	124	38,34
Roubos a residências	79	24,43
Roubos de veículos	269	83,18
Roubos a transeuntes	1168	361,15
Roubos a bancos	3	0,93
Furtos de veículos	703	217,37
Estelionato	483	149,35
Apreensões de drogas	145	44,83
Apreensões de armas	211	65,24
Pessoas desaparecidas	124	38,34
Total de roubos	2152	665,40
Total de furtos	5235	1618,68

Tabela 17 - Quantidade de delitos e sua incidência

Fonte: Fundação Centro Estadual de Estatísticas, Pesquisas e Formação de Servidores Públicos – CEPERJ

Em geral, para os indicadores sociais, apesar dos números dos *royalties* favorecerem um amplo desenvolvimento social, a realidade do município aponta para um sentido diverso. Isto é, o aquecimento na economia não tem sido transformado efetivamente na melhoria da qualidade de vida da população e, conseqüentemente, da população do município.

6.2.2 – INDICADORES ECONÔMICOS

Estes indicadores fornecem informações importantes para que por comparação com o tópico anterior se possa então medir os impactos socioeconômicos da atividade petrolífera na cidade de Macaé.

6.2.2.1 – DADOS DE OFERTA DE TRABALHO

Devido ao grande aumento da oferta de empregos em Macaé ouve-se muito que “na cidade não trabalha quem não quer”, “que existem muitas oportunidades”, mas a realidade não é exatamente essa, ou é em parte. No gráfico 12, pode-se confirmar a oferta de empregos, uma vez que as admissões são maiores que os desligamentos.

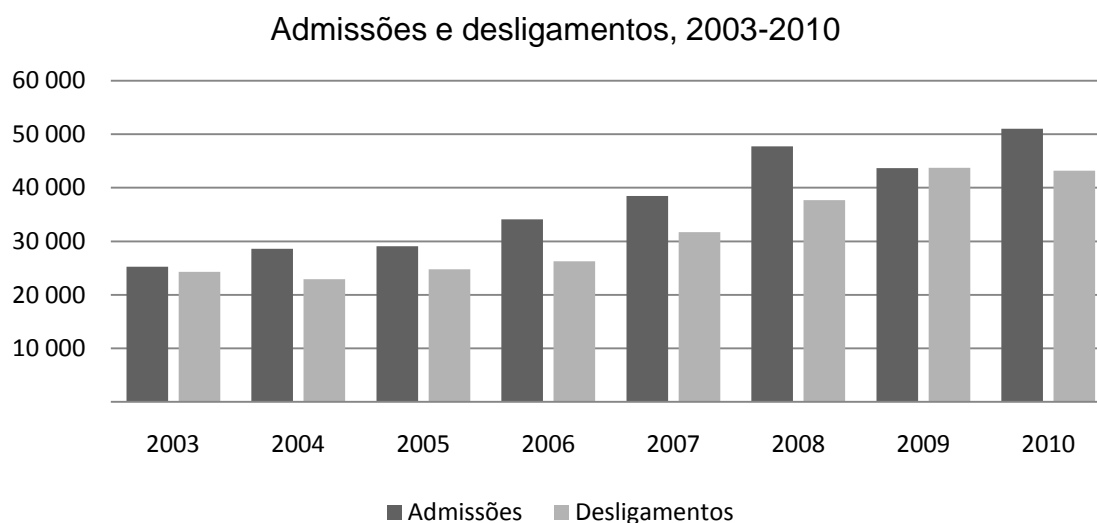


Gráfico 12 - Evolução das admissões e desligamentos, 2003-2010

Fonte: Fundação Centro Estadual de Estatísticas, Pesquisas e Formação de Servidores Públicos – CEPERJ

Apesar de segundo a FIRJAN (Federação das Indústrias do Rio de Janeiro), o município ter a maior taxa de criação de novos postos de trabalho do interior do Estado, os imigrantes chegam a Macaé com suas aspirações individuais, mas muitas vezes não encontram condições sociais disponíveis para concretizá-las, permanecendo numa região em que o número de empregos cresce enormemente, mas não são absorvidos pelo sistema. Geralmente, a expectativa criada em torno da implantação de grandes empreendimentos em cidades consideradas “do interior” é bastante significativa. Esta expectativa em Macaé é maior do que a real oferta de empregos, o que contribui na geração de marginalidades de toda espécie. Boa parte do número de pessoas trabalhando nas empresas está ligada ao setor petrolífero, que é visto como a garantia de trabalho para um contingente proveniente de outras

localidades e com alta qualificação profissional especializada na área. Sendo assim, a própria polícia e autoridades ligadas a administração municipal afirmam que estas questões contribuem para o crescimento da violência urbana na cidade. Nas tabelas 18-19-20 podem ser visto: a) o número de pessoas ocupadas, com carteira assinada, por faixa de rendimento médio mensal; b) o número de pessoas ocupadas, com carteira assinada, por setores de atividade econômica; c) o número de pessoas ocupadas com carteira assinada, por nível de instrução. Desse modo fica confirmado o fato de que a oferta de emprego é grande para profissionais qualificados.

Número de pessoas ocupadas, com carteira assinada, por faixa de rendimento médio mensal - 2010 (em salário mínimo)													
Total (salário mínimo)	Até 0,50	0,51 a 1,00	1,01 a 1,50	1,51 a 2,00	2,01 a 3,00	3,01 a 4,00	4,01 a 5,00	5,01 a 7,00	7,01 a 10,00	10,01 a 15,00	15,01 a 20,00	Mais de 20,00	Igno rado
115 775	60	2343	18 079	12322	17650	11 267	7 123	9835	9 486	9 480	5 745	10593	1792

Tabela 18 - Número de pessoas ocupadas, com carteira assinada, por faixa de rendimento médio mensal, 2010

Fonte: Fundação Centro Estadual de Estatísticas, Pesquisas e Formação de Servidores Públicos – CEPERJ

Número de pessoas ocupadas, com carteira assinada, por setores de atividade econômica (2009-2010)								
Total	Extrativa mineral	Indústria de transformação	SIUP (1)	Construção civil	Comércio	Serviços	Administração pública	Agropecuária
106 347	24 504	12 629	421	9 279	12 881	38 945	7 217	471

Tabela 19 - Número de pessoas ocupadas, com carteira assinada, por setores de atividade econômica (2009-2010)

Fonte: Fundação Centro Estadual de Estatísticas, Pesquisas e Formação de Servidores Públicos – CEPERJ

Nota: (1) Serviços Industriais de Utilidade Pública

Número de pessoas ocupadas com carteira assinada, por nível de instrução - 2010		
Analfabeto		136
4ª série	incompleta	1 193
	completa	1 998
8ª série	incompleta	4 475
	completa	13 041
2º grau	incompleto	5 880
	completo	66 254
Superior	incompleto	4 027
	completo	18 579
Mestrado		158
Doutorado		34
Total		115 775

Tabela 20 - Número de pessoas ocupadas com carteira assinada, por nível de instrução, 2010

Fonte: Fundação Centro Estadual de Estatísticas, Pesquisas e Formação de Servidores Públicos – CEPERJ

6.2.2.2 – ÍNDICE FIRJAN DE DESENVOLVIMENTO MUNICIPAL – IFDM

O Índice Firjan de Desenvolvimento Municipal (IFDM) nasceu em resposta à necessidade de se monitorar anualmente o desenvolvimento sócio-econômico de uma região, considerando as diferentes realidades de sua menor divisão federativa: o município. Emprego e renda, Educação e Saúde constituem as três esferas contempladas pelo IFDM, todas com peso igual no cálculo para determinação do índice de desenvolvimento dos municípios brasileiros. O índice varia de 0 a 1, sendo que, quanto mais próximo de 1, maior será o nível de desenvolvimento da localidade, o que permite a comparação entre municípios ao longo do tempo.

VARIÁVEIS QUE COMPÕEM O CÁLCULO DO ÍNDICE IFDM

1- Emprego & Renda:

- Geração de emprego formal
- Estoque de emprego formal
- Salários médios do emprego formal

2- Educação

- Taxa de matrícula na educação infantil
- Taxa de abandono
- Taxa de distorção idade série
- Percentual de docentes com ensino superior
- Média de horas aula diárias
- Resultado do IDEB

3- Saúde

- Número de consultas pré-natal
- Óbitos por causas mal definidas
- Óbitos infantis por causas evitáveis

Com base nessa metodologia, estipularam-se as seguintes classificações:

- a) municípios com IFDM entre 0 e 0,4 à baixo estágio de desenvolvimento;
- b) municípios com IFDM entre 0,4 e 0,6 à desenvolvimento regular;
- c) municípios com IFDM entre 0,6 e 0,8 à desenvolvimento moderado;
- d) municípios com IFDM entre 0,8 e 1,0 à alto estágio de desenvolvimento.

As principais vantagens do IFDM em comparação com o IDH-m são: Enquanto o IFDM é anual, o IDH-m é decenal, baseado no censo populacional. Dessa forma, com o IFDM, é possível obter a evolução do indicador. Logo, o IFDM pode ser considerado uma ferramenta de gestão pública, na medida em que permite o acompanhamento sistemático da realidade dos municípios brasileiros.

O IFDM permite a comparação relativa e absoluta entre municípios ao longo do tempo, uma vez que sua metodologia possibilita determinar com precisão se a melhora relativa ocorrida em determinado município decorre da adoção de políticas específicas, ou se o resultado obtido é apenas reflexo da queda dos demais municípios.

O IDH-m, por sua vez, permite apenas a comparação relativa, pois as notas de corte são determinadas pela amostra do ano em questão. Enquanto o IFDM foi criado para avaliar o desenvolvimento dos municípios, com variáveis que espelham, com maior nitidez, a realidade municipal brasileira, o IDH-m é mera adaptação do IDH, desenvolvido para analisar os mais diferentes países. A tabela 21 mostra a evolução do IFDM de Macaé.

IFDM	2000	2005	2006	2007	2008	2009
Macaé	0,7807	0,8729	0,8604	0,9038	0,9139	0,827
Ranking estadual			1º	1º	1º	4º
Ranking nacional				11º	11º	141º

Tabela 21 - Evolução do Índice Firjan de Desenvolvimento Municipal (2000-2009)

Fonte: Índice Firjan de Desenvolvimento Municipal, 2011

Para o ano de 2009, o IFDM foi de 0,827, sendo que 0,8411 foi o índice de educação, 0,8935 o de saúde e 0,7464 o de emprego e renda. Na distribuição dos municípios brasileiros por intervalos de desenvolvimento, Macaé ficou entre os 4,1% no grupo dos de alto desenvolvimento (superiores a 0,8 pontos).

A retração que o município teve acompanhou a conjuntura de crise internacional, que abalou também o desenvolvimento do Estado (-1,3%) e do País (-0,6%). Nesse contexto, a única vertente a apresentar recuo na região foi a de Emprego e Renda (3,5%), em contraste aos avanços observados em Educação (1,4%) e Saúde (0,6%). Contudo, esse recuo foi o suficiente para Macaé ter sido ultrapassado por 3 municípios no *ranking* estadual, são eles: Niterói, Rio de Janeiro e Rio das Ostras. Além de no *ranking* nacional ter uma perda de 130 posições. Ainda que a indústria petrolífera represente o maior volume da economia da cidade, ela não poderia ter tido uma queda tão grande se os outros setores estivessem fortalecidos. No gráfico 13 (FIRJAN), encontra-se o posicionamento relativo da cidade de Macaé no *ranking* nacional.

MÁXIMO, MÍNIMO E MEDIANA

IFDM (2009)

SITUAÇÃO RELATIVA DO MUNICÍPIO

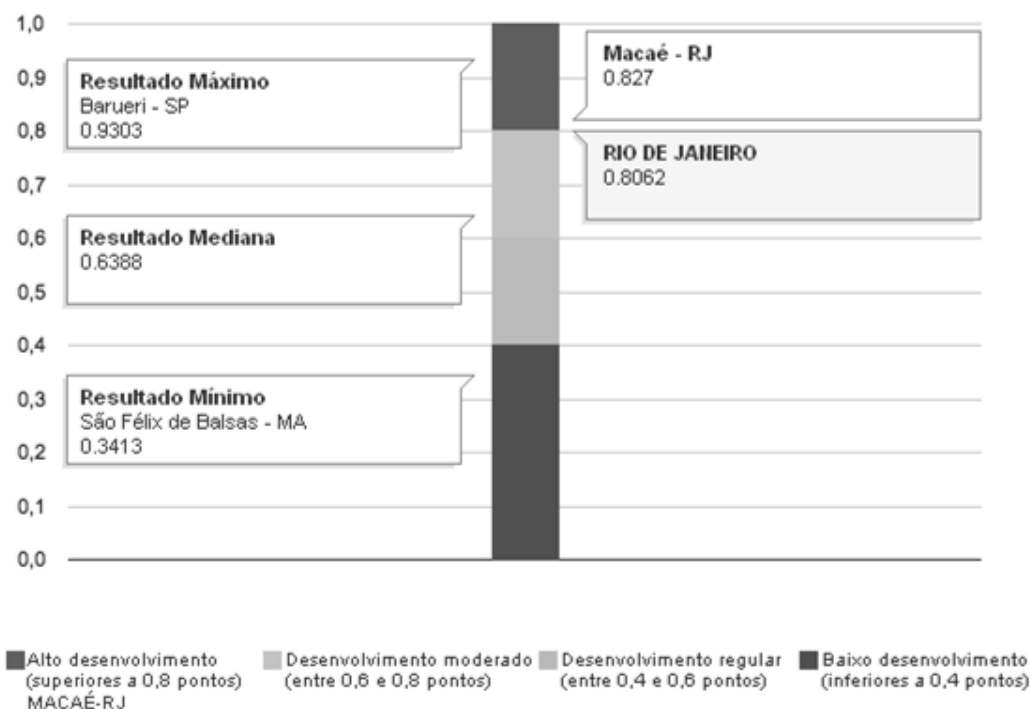


Gráfico 13 - Posição relativa de Macaé no ranking nacional para o IFDM

Fonte: FIRJAN

6.2.2.3 - ÍNDICE DE QUALIDADE MUNICIPAL (IQM)

Calculado pela Fundação Centro de Informações e Dados do Rio de Janeiro - CIDE - vinculada à Secretaria de Planejamento do Estado - apenas para os municípios do Estado do Rio de Janeiro. O IQM foi elaborado com o objetivo de classificar os municípios fluminenses, segundo seu potencial e condições apresentadas para o crescimento e o desenvolvimento; possibilitando, também, a avaliação dos pontos fracos a serem corrigidos; em que patamar os municípios se encontram para receber novos investimentos. Foram utilizadas inúmeras fontes, tais como IBGE, MEC, CAPES, SENAC, SENAI, ABERJ, TELERJ, ECT, DETRO, TURISRIO, SEBRAE, CERJ e o próprio CIDE.

Macaé tem hoje o terceiro maior Índice de Qualidade Municipal (IQM) do estado, atrás apenas de Rio de Janeiro e Niterói. O IQM de Macaé é de 0,6386. Entre o Rio de Janeiro e Macaé (3º colocado), a distância é de 36%. A

diferença entre os dois municípios foi reduzida em 16 pontos percentuais desde 1998.

O índice é composto pelos seguintes indicadores:

- Dinamismo (DIN) – representa os serviços especializados existentes no município.
- Centralidade (CEN) - representa, neste caso, a capacidade que possui o município de estabelecer vínculos com os mercados vizinhos e a vantagem locacional.
- Riqueza (RIQ) – representa a sua produção e o nível de rendimento de seus habitantes assim como o potencial de consumo.
- Qualificação da mão-se-obra (QMA) - representa o padrão de formação educacional da população, do ponto de vista da especialização e profissionalização.
- Facilidades para negócios (FAC) - demonstra as facilidades existentes para a operação das empresas e seus funcionários.
- Infra-estrutura para grandes empreendimentos (IGE) – representa o quanto o município possui da infra-estrutura necessária para grandes empreendimentos.
- Cidadania (CID) - representa forma pela qual o município atende às necessidades básicas de sua população: escolas, leitos hospitalares, saneamento, meios de comunicação, ou seja, saúde, educação e segurança.

Abaixo temos a evolução do IQM geral da cidade de Macaé e ainda a variação de cada índice.

	1998	2005
IQM geral	0.47 (5º)	0.63 (3º)
DIN	37	33
CEN	17	13
RIQ	5	2
QMA	6	4
FAC	7	8
IGE	13	6
CID	18	39

Tabela 22 - Variação no ranking estadual do IQM de Macaé

Fonte: CIDE/SEDET_www.nitvista.com/nfqvidac.php

6.2.2.4 - ATIVIDADES ECONÔMICAS AGRÍCOLAS

Para demonstrar que o governo municipal não está investindo eficazmente nas atividades que venham a promover o desenvolvimento local além da indústria relacionada ao setor petrolífero, com a recuperação dos setores que seriam relevantes para a economia municipal temos a tabela 23, que mostra uma redução na área colhida, e apesar do aumento da produtividade houve uma queda drástica da produção colhida.

Ano	Área colhida (ha)	Produção colhida (t)	Produtividade obtida (kg/ha)
2009	3 464,4	26 171,0	7 554,3
2010	2 062,4	19 592,1	9 499,7

Tabela 23 – Evolução da área de plantio e da produção colhida

Fonte: Fundação Centro Estadual de Estatísticas, Pesquisas e Formação de Servidores Públicos – CEPERJ

Estabelecimentos, por classes da atividade econômica - 2010											
Lavouras temporárias		Lavouras permanentes		Horticultura e floricultura		Pecuária e criação de outros animais		Produção florestal - florestas plantadas		Aqüicultura	
Unidades	Área (ha)	Unidades	Área (ha)	Unidades	Área (ha)	Unidades	Área (ha)	Unidades	Área (ha)	Unidades	Área (ha)
73	1946	15	181	94	3415	437	49658	5	1308	2	(1)

Tabela 24 – Estabelecimentos de acordo com a atividade econômica, 2010

Fonte: Fundação Centro Estadual de Estatísticas, Pesquisas e Formação de Servidores Públicos – CEPERJ

Na tabela 24 pode ser vista a divisão dos estabelecimentos pelas classes de atividades econômicas no ano de 2010, com um total de 626 estabelecimentos e área de 56 591(ha).

Valor da produção dos estabelecimentos, por tipo de produção											
Animal											
Total		Total		De grande porte		De médio porte		Aves		Pequenos animais	
Estabelecimentos	Valor (1000R\$)	Estabelecimentos	Valor (1000R\$)	Estabelecimentos	Valor (1000R\$)	Estabelecimentos	Valor (1000R\$)	Estabelecimentos	Valor (1000R\$)	Estabelecimentos	Valor (1000R\$)
469	9 329	397	3 629	219	3 363	79	135	236	125	4	6
Vegetal											
Total		Lavouras				Horticultura		Floricultura		Silvicultura	
		Temporária		Permanente							
Estabelecimentos	Valor (1000R\$)	Estabelecimentos	Valor (1000R\$)	Estabelecimentos	Valor (1000R\$)	Estabelecimentos	Valor (1000R\$)	Estabelecimentos	Valor (1000R\$)	Estabelecimentos	Valor (1000R\$)
280	3 386	142	1 437	171	1 563	105	315	1	-	17	56

Tabela 25 – Quantidade e valor dos estabelecimentos por tipo de produção, 2010

Fonte: Fundação Centro Estadual de Estatísticas, Pesquisas e Formação de Servidores Públicos – CEPERJ

Valor agregado da agroindústria	
Estabelecimentos	Valor (1000 R\$)
6	2 314

Tabela 26 - Valor agregado da agroindústria, 2010

Fonte: Fundação Centro Estadual de Estatísticas, Pesquisas e Formação de Servidores Públicos – CEPERJ

Nas tabelas 25 e 26 pode ser vista a quantidade e o valor dos estabelecimentos por tipo de produção. Percebe-se que os valores destes estabelecimentos não chegam nem perto daqueles relacionados ao setor petrolífero.

Efetivo da pecuária, 2006		
	Estabelecimentos	Número de cabeças
Bovinos	407	57 969
Bubalinos	1	-
Eqüinos	256	2 218
Asininos	3	5
Muare	64	127
Caprinos	14	158
Ovinos	20	1 558
Suínos	137	1 365
Aves	282	13 353
Outras aves	72	1 299
Coelhos	6	426

Tabela 27 - Efetivo da pecuária, 2006

Fonte: Fundação Centro Estadual de Estatísticas, Pesquisas e Formação de Servidores Públicos – CEPERJ

Produção e venda de leite de vaca nos estabelecimentos, 2006							
Produção				Leite cru beneficiado no estabelecimento (1000 l)	Venda		
Estabelecimentos	Vacas ordenhadas	Leite produzido (1 000 l)	Valor (1 000 R\$)		Leite cru		
				Estabelecimentos	Leite cru (1000 l)	Valor (1000 R\$)	
154	3 981	4 929	2257	52	138	4 397	2018

Tabela 28 - Produção e venda de leite de vaca, 2006

Fonte: Fundação Centro Estadual de Estatísticas, Pesquisas e Formação de Servidores Públicos – CEPERJ

Ovos de galinha, 2006		
Produção		
Estabelecimentos	Quantidade (1 000 dúzias)	Valor (1 000 R\$)
206	26	76
Venda (para consumo)		
Estabelecimentos	Quantidade (1 000 dúzias)	Valor (1 000 R\$)
108	15	44
Venda (para incubação)		
Estabelecimentos	Quantidade (1000 dúzias)	Valor (1000 R\$)
2	0	0

Tabela 29 - Produção e venda de ovos de galinha, 2006

Fonte: Fundação Centro Estadual de Estatísticas, Pesquisas e Formação de Servidores Públicos – CEPERJ

Tratando-se das potencialidades locais, na agroindústria Macaé possui uma fruticultura razoavelmente desenvolvida, que possibilita a geração de empregos. Segundo a FIRJAN, Macaé possui diferenciais que contribuem para o sucesso do programa de fruticultura irrigada. Um dos principais aspectos que comprovam este potencial é a proximidade geográfica do município com mercados de frutas, desconsiderando o clima e logística local. As principais frutas que podem ser produzidas na região são: abacaxi, maracujá, coco, banana, goiaba, pinha e citrus.

A fruticultura irrigada é uma opção, uma vez que a fruticultura de sequeira está fadada a terminar. Outras atividades primárias bastante promissoras no município são o cultivo da cana de açúcar, a pecuária e a pesca, sendo esta última uma das atividades mais antigas que chega a gerar cerca de 10 a 15 mil empregos diretos e indiretos, mas que, com a exploração e produção de petróleo vem sendo extremamente prejudicada em razão das restrições às áreas de pesca, que se concentra basicamente em água salgada (Fonte: Prefeitura de Macaé).

6.2.2.5 - ATIVIDADES ECONÔMICAS INDUSTRIAIS

A escolha da cidade de Macaé como base para a exploração da Bacia de Campos pela Petrobras atraiu várias indústrias relacionadas ao setor petrolífero para a região, além dos estabelecimentos comerciais menores. Abaixo é vista a variação da quantidade destes nos últimos anos.

Quantidade de estabelecimentos industriais, 2003-2010

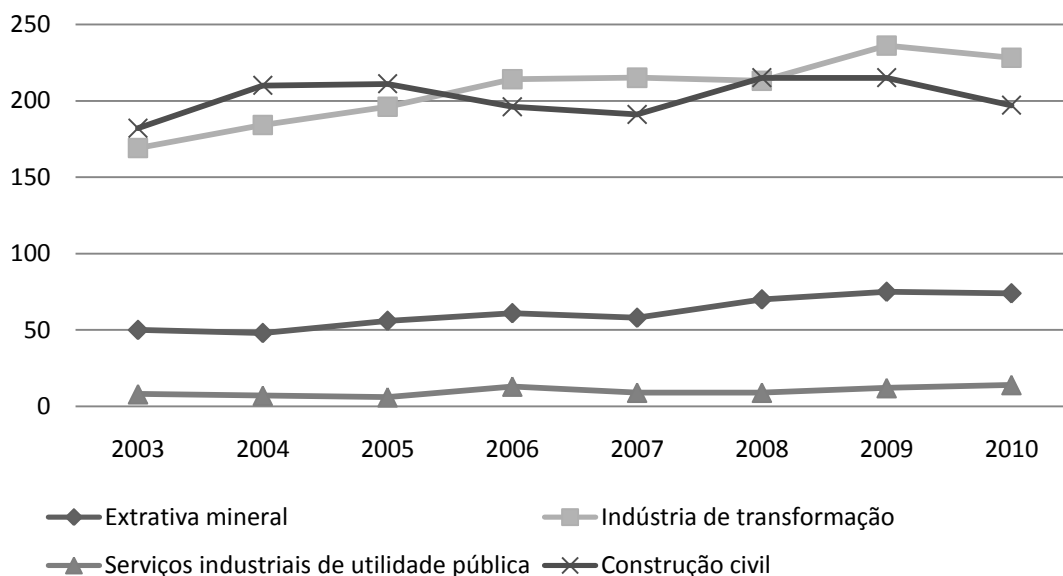


Gráfico 14 - Evolução da quantidade de estabelecimentos industriais, 2003-2010

Fonte: Elaborado pela autora a partir da Fundação Centro Estadual de Estatísticas, Pesquisas e Formação de Servidores Públicos – CEPERJ

Quantidade de estabelecimentos comerciais, 2003-2010

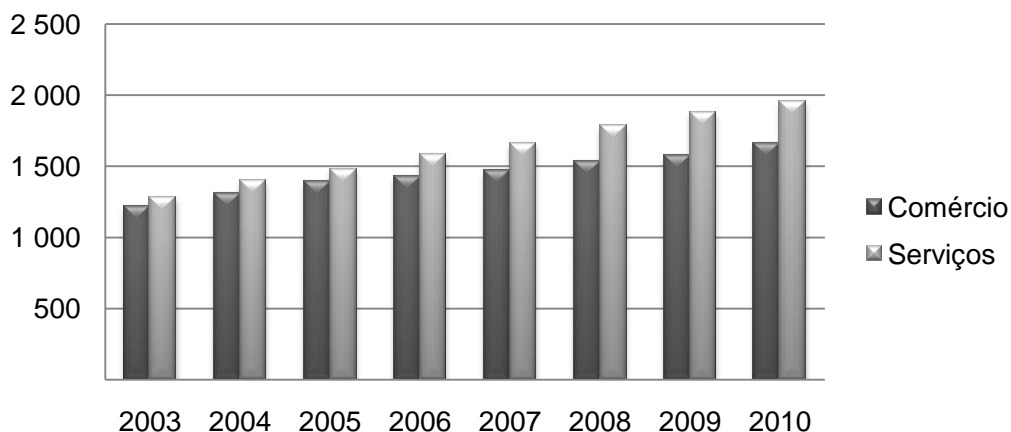


Gráfico 15 - Evolução da quantidade de estabelecimentos comerciais, 2003-2010

Fonte: Elaborado pela autora a partir da Fundação Centro Estadual de Estatísticas, Pesquisas e Formação de Servidores Públicos – CEPERJ

Nos dois gráficos 14-15 fica evidente que as atividades que mais cresceram foram as de comércio e serviços e a indústria de transformação. A indústria de construção civil compete com a indústria de transformação a 1ª. colocação, embora o aumento exorbitante da cidade, a quantidade de estabelecimentos permaneceu quase que estagnada. O setor secundário na cidade é marcado pela concentração das indústrias

petrolíferas, principalmente pela PETROBRAS, que concentra grande parcela de seus investimentos na cidade.

6.2.2.6 - ATIVIDADES ECONÔMICAS RELACIONADAS AO TURISMO

Na tabela 30 pode ser visto um resumo das principais atividades relacionadas ao turismo na cidade de Macaé, com a quantidade de estabelecimentos e a de pessoas empregadas no ano de 2010. As duas áreas que empregam mais de 50% do total de empregados são: os restaurantes e outros estabelecimentos de serviços de alimentação e bebidas e a navegação de apoio.

Atividade característica de Turismo	Número de estabelecimentos 2010	Número de empregados 2010
Transporte rodoviário de táxi	21	799
Transporte rodoviário coletivo de passageiros, sob regime de fretamento, e outros transportes rodoviários não especificados anteriormente	6	79
Transporte marítimo de cabotagem	9	987
Navegação de apoio	15	3396
Transporte por navegação de travessia	1	5
Transporte aéreo de passageiros regular	1	70
Transporte aéreo de passageiros não-regular	5	606
Atividades auxiliares dos transportes terrestres não especificadas anteriormente	12	73
Atividades auxiliares dos transportes aquaviários não especificadas anteriormente	7	328
Atividades auxiliares dos transportes aéreos	2	161
Hotéis e similares	55	945
Outros tipos de alojamento não especificados anteriormente	15	157
Restaurantes e outros estabelecimentos de serviços de alimentação e bebidas	238	2099
Locação de automóveis sem condutor	19	295
Total	406	10 000

Tabela 30 - Quantidade de estabelecimentos e pessoas empregadas por atividade de turismo, 2010

Fonte: Fundação Centro Estadual de Estatísticas, Pesquisas e Formação de Servidores Públicos – CEPERJ

O setor terciário, que abrange as atividades turísticas, é bastante promissor, pois Macaé é um município privilegiado que reúne serra e mar em seu território. Na região serrana é possível encontrar áreas ecológicas bem preservadas, como o distrito do Sana. Além disto, o município abriga parte do Parque Nacional de Jurubatiba, atraindo muitos pesquisadores pela sua biodiversidade.

6.2.2.7 - ATIVIDADES COM ENTRADA DE CAPITAL EXTERNO

Como Macaé é uma cidade que cresce economicamente através do petróleo é de bom tom saber a quantidade de capital externo que chega na cidade, seja por investimento estrangeiro ou através das exportações. Esses dados podem ser vistos nas tabelas 31 e 32. Ressaltando que segundo o CEPERJ as importações tiveram seus valores reduzidos de 2009 de 661 714,2 para 549 590,2 em 2010.

Investimentos estrangeiros diretos em Macaé (US\$ 1000) - 2010						
Total	Indústria de Transformação	Construção Civil	Comércio	Transporte e Armazenagem	Serviços prestados às Empresas	Serviços prestados às Famílias
59 025	12 327	27	4 367	853	41 236	214

Tabela 31 - Quantidade de investimento estrangeiro por setor em Macaé, 2010

Fonte: Fundação Centro Estadual de Estatísticas, Pesquisas e Formação de Servidores Públicos – CEPERJ

Exportações por Macaé de mercadorias produzidas no Estado (1 000 US\$ FOB)						
2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
9 363,0	15 816,2	15 222,0	523 950,2	2 233 039,6	4 474 850,8	2 672 879,3

Tabela 32 - Evolução das exportações pela cidade de Macaé, 2003-2009

Fonte: Fundação Centro Estadual de Estatísticas, Pesquisas e Formação de Servidores Públicos – CEPERJ

6.2.2.8 - RECEITAS MUNICIPAIS

Para uma melhor análise da influencia dos *royalties* nos municípios, é necessário o entendimento do seu significado nas receitas totais da cidade. A tarefa de mensurar a dependência das finanças locais em relação às rendas petrolíferas não é simples. O comportamento dos *royalties* do petróleo, como visto, é marcado pela volatilidade e a incerteza em relação à trajetória futura. Além disso, a dependência de um Estado ou município em relação às receitas petrolíferas será menor caso sua economia seja capaz de apresentar mais alternativas de produção e emprego nos demais setores. Logo, localidades menos dinâmicas devem aproveitar as receitas dos *royalties* com o intuito de evitar os efeitos sobre o produto e o emprego da região, quando houver a escassez dele no futuro.

Desse modo, abaixo temos gráficos 16-17 e tabelas 33-34-35 da evolução das arrecadações e distribuições do ICMS, IPVA e IPI para o município de Macaé.

Arrecadação do ICMS (1000 R\$)

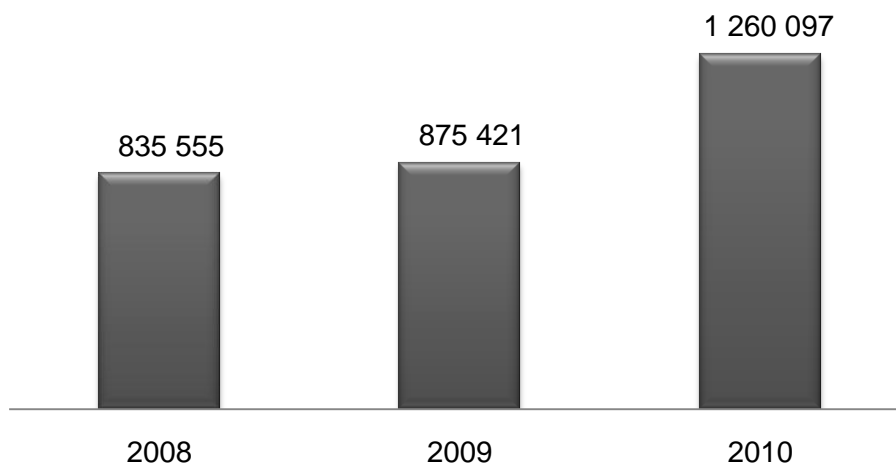


Gráfico 16 - Arrecadação do ICMS em Macaé, 2008-2010

Fonte: Fundação Centro Estadual de Estatísticas, Pesquisas e Formação de Servidores Públicos – CEPERJ

Arrecadação do IPVA (1000 R\$)

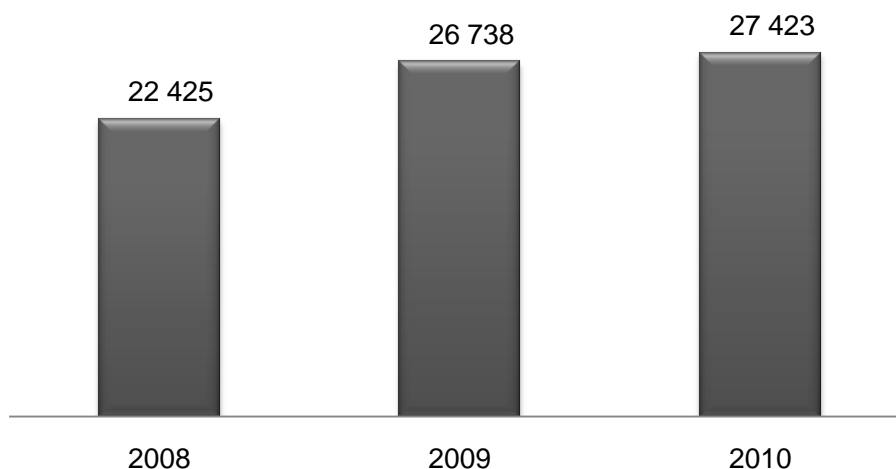


Gráfico 17 - Arrecadação do IPVA em Macaé, 2008-2010

Fonte: Fundação Centro Estadual de Estatísticas, Pesquisas e Formação de Servidores Públicos – CEPERJ

Valores distribuídos do ICMS (1 000 R\$)		
2008	2009	2010
142 146	175 181	227 750

Tabela 33 - Valores distribuídos do ICMS, 2008 – 2010

Fonte: Fundação Centro Estadual de Estatísticas, Pesquisas e Formação de Servidores Públicos – CEPERJ

Valores distribuídos do IPVA (1 000 R\$)		
2008	2009	2010
9 686	10 881	10 972

Tabela 34 - Valores distribuídos do IPVA, 2008 – 2010

Fonte: Fundação Centro Estadual de Estatísticas, Pesquisas e Formação de Servidores Públicos – CEPERJ

Valores distribuídos do IPI (R\$)		
2008	2009	2010
5 575 761	3 994 284	5 763 991

Tabela 35- Valores distribuídos do IPI, 2008 – 2010

Fonte: Fundação Centro Estadual de Estatísticas, Pesquisas e Formação de Servidores Públicos – CEPERJ

Uma comparação dos gráficos e tabelas acima que os valores finais dos impostos que são distribuídos pelo governo federal aos municípios são bem menores do que os arrecadados inicialmente.

Receitas tributárias municipais (1 000 R\$) -2009				
Total	Imposto Predial e Territorial Urbano	Imposto de Transmissão de Bens Imóveis	Imposto sobre serviço de qualquer natureza	Taxas
290 903	9 595	6 372	269 111	5 825
100%	3%	2%	93%	2%

Tabela 36 – Receitas tributárias municipais, 2009

Fonte: Fundação Centro Estadual de Estatísticas, Pesquisas e Formação de Servidores Públicos – CEPERJ

Receitas correntes municipais (1 000 R\$) - 2009						
Total	Tributária	Patrimonial	Receita de Contribuição	Royalties	Transferências Correntes	Outras
1 113 363	290 903	41 810	30 769	367 259	321 002	61 621
100%	26%	4%	3%	33%	29%	5%

Tabela 37 - Receitas correntes municipais, 2009

Fonte: Fundação Centro Estadual de Estatísticas, Pesquisas e Formação de Servidores Públicos – CEPERJ

	Receita de Royalties	Receita total	Relação Royalties/Receita Total (%)
1999	35.000.000,00	92.000.000,00	38,04
2009	367.259.000,00	1.113.363.000,00	32,99

Tabela 38 - Evolução da relação Receita de Royalties/ Receita Total, 1999-2009

Fonte: Fundação Centro Estadual de Estatísticas, Pesquisas e Formação de Servidores Públicos – CEPERJ

Pela tabela 38 observamos uma diminuição na participação dos *royalties* no total das despesas de 38% para 33% em 10 anos. Contudo, o valor das receitas dos *royalties* ainda é o maior de todos das receitas correntes municipais.

Isso gera um problema para o município, pois a Constituição de 1988 modificou a partilha de recursos dentro da Federação, beneficiando os governos estaduais e municipais. No entanto, essa descentralização não afetou de maneira igual todos os municípios, mas em especial os que apresentam maior dinamismo econômico, como citado a seguir: “Os tributos municipais são de caráter eminentemente urbano, enquanto a maioria dos municípios brasileiros tem base econômica rural. Nessas condições, a descentralização associada à autonomia financeira é encontrada apenas entre as pouco numerosas cidades de maior porte populacional – aproximadamente 5% do número total de municípios –, grande parte dos quais localizadas nas regiões economicamente mais dinâmicas (Sudeste e Sul).” (SANTOS, 2006, p. 33-34). Assim, as possibilidades de arrecadação própria dos municípios menos dinâmicos são limitadas, e a dependência das transferências é maior. Abaixo temos na tabela 39 as transferências correntes municipais do Estado e da União para a cidade de Macaé em 2009:

Transferências correntes municipais (1 000 R\$) - 2009					
Total	Transferências do Estado				
321 002	Estado	ICMS	IPVA	FUNDEF	Outras
	244 331	174 859	10 698	51 907	6 866
	Transferências da União				
	União	FPM	Outras		
76 671	27 625	49 047			

Tabela 39 - Transferências correntes municipais, 2009

Fonte: Fundação Centro Estadual de Estatísticas, Pesquisas e Formação de Servidores Públicos – CEPERJ

Essas transferências geralmente são divididas em três categorias: neutras, redistributivas e voluntárias. Onde as primeiras estão relacionadas à capacidade fiscal da localidade, já as redistributivas servem para atenuar as desigualdades entre as regiões e por fim as voluntárias, que representam menos de 10% das transferências da União destinadas a funções específicas, como a de transportes (Lima, 2003, p. 128). Assim, os municípios de menor dinamismo econômico não recebem grandes recursos de transferências neutras, dependendo basicamente das transferências redistributivas. Dentre elas, destacam-se os fundos de participação, concebidos com a ideia de melhor distribuir a renda entre a federação ao utilizar o inverso da renda *per capita* como um dos critérios de partilha de recursos (Lima, 2003, p. 130). A soma da receita dos fundos de participação e da arrecadação própria normalmente é pequena para municípios de baixa renda *per capita* e base rural, o que não é o caso de Macaé que possui como veremos a seguir um alto PIB *per capita*. Além dessas receitas, o município conta com as receitas do Sistema Único de Saúde (SUS) e do Fundo de Manutenção e Desenvolvimento da Educação Básica e de Valorização dos Profissionais da Educação (Fundeb), vinculadas à saúde e educação, respectivamente. A vinculação dessas receitas permite que as atividades, reconhecidamente com elevado retorno social, tenham garantia e estabilidade de recursos. Logo, esses, apesar de pertencerem à receita orçamentária do município, não estão disponíveis para a promoção de políticas públicas.

Pelo lado da despesa, existe uma inflexibilidade dos gastos correntes, em especial, aqueles destinados a pagamento de pessoal. Assim, para os municípios, a capacidade de promoção de políticas públicas para o desenvolvimento é limitada.

Despesas correntes municipais (1 000 R\$) 2009		
Total	Custeio	Transferências
857 733	857 733	-

Tabela 40 - Despesas correntes municipais, 2009

Fonte: Fundação Centro Estadual de Estatísticas, Pesquisas e Formação de Servidores Públicos – CEPERJ

Despesas de capital municipais (1 000 R\$) 2009			
Total	Investimentos	Inversões financeiras	Transferências
197 439	175 539	6 011	15 889

Tabela 41 - Despesas de capital municipais, 2009

Fonte: Fundação Centro Estadual de Estatísticas, Pesquisas e Formação de Servidores Públicos – CEPERJ

Nas tabelas 40-41 temos dois tipos de despesas: a) as despesas correntes, que são aquelas consideradas como consumo do governo, além do pagamento de juros da dívida pública. São despesas que não contribuem para a elevação do patrimônio do ente público, mas sim para a manutenção de serviços existentes. b) as despesas de capital que representam o investimento; dentro delas estão, a compra de novos equipamentos (investimento, para a contabilidade pública), a aquisição de equipamentos já existentes (inversões financeiras) e a amortização de dívidas (Fonte: QUINTELLA, S. F., 2000.).

Das tabelas 40-41 vemos que para o ano de 2009, o total das despesas em Macaé foi de R\$ 1.055.172.000, enquanto que o total receitas contando as transferências e sem contar os royalties foi de R\$ 746.105.000 o que leva a um *déficit* orçamentário. Nesse contexto, os *royalties* do petróleo (R\$ 367.259.000) surgem como receitas expressivas, e desvinculadas, o que dá ao município ou Estado, a capacidade de passar de *déficit* a *superávit*, além de promover políticas públicas que possam aumentar o bem-estar de sua população.

6.2.2.9 - PRODUTO INTERNO BRUTO

A indústria petrolífera tem induzido evolução tecnológica em vários importantes setores da indústria. A tabela 42 apresenta a evolução do PIB dividido pelos setores de atividade econômica e impostos sobre produtos e o PIB *per capita*. Pode-se ver que indústria e serviços foram as atividades que mais cresceram. Sendo que como citado na seção, ATIVIDADES ECONÔMICAS INDUSTRIAIS, os estabelecimentos que mais cresceram foram os da indústria extrativa mineral e os da indústria de transformação, deixando para trás setores como construção civil e agropecuária.

Ano	Valor adicionado bruto por atividade econômica (1000 R\$)					Impostos sobre produtos (1000R\$)	PIB a preços de mercado (1000R\$)	PIB per capita (R\$)
	Total	Agropecuária	Indústria	Serviços (1)	Administração Pública			
1999	1 130 623	14 819	438 922	676 881	202 886	104 292	1 234 915	9 480,67
2000	1 729 982	17 793	928 756	783 433	235 280	142 316	1 872 298	13 874,94
2001	2 171 955	20 435	1 181 917	969 602	281 809	272 649	2 444 604	17 563,95
2002	2 950 842	17 591	1 731 164	1 202 088	331 557	322 268	3 273 110	22 823,60
2003	3 470 526	20 847	1 940 127	1 509 552	391 567	481 594	3 952 120	26 751,00
2004	4 096 572	23 608	2 253 896	1 819 068	497 717	622 099	4 718 671	31 031,02
2005	4 865 582	23 777	2 859 636	1 982 169	532 759	436 782	5 302 364	33 900,00
2006	5 830 927	27 144	3 524 358	2 279 426	633 470	646 182	6 477 109	40 299,00
2007	5 740 296	28 763	2 985 099	2 726 435	767 228	656 310	6 396 606	37 735,00
2008	7 232 029	31 788	3 968 574	3 231 667	943 405	771 343	8 003 372	42 393,66
2009	6 025 334	36 178	2 489 346	3 499 810	1 029 695	1 031 947	7 057 282	36 300,46

Tabela 42 - PIB total e por setor de atividade econômica, 1999 – 2009

Fonte: Fundação Centro Estadual de Estatísticas, Pesquisas e Formação de Servidores Públicos – CEPERJ

Nota: (1) A atividade econômica Serviços inclui a Administração Pública.

Participação das atividades econômicas (%) no valor adicionado bruto					
Ano	Total	Agropecuária	Indústria	Serviços (1)	Administração Pública
1999	100,000	1,311	38,821	59,868	17,945
2000	100,000	1,029	53,686	45,286	13,600
2001	100,000	0,941	54,417	44,641	12,975
2002	100,000	0,596	58,667	40,737	11,236
2003	100,000	0,600	55,900	43,500	11,280
2004	100,000	0,580	55,020	44,400	12,150
2005	100,000	0,490	58,770	40,740	10,950
2006	100,000	0,470	60,440	39,090	10,860
2007	100,000	0,500	52,000	47,500	13,370
2008	100,000	0,440	54,870	44,690	13,040
2009	100,000	0,600	41,315	58,085	17,089

Tabela 43- Participação percentual das atividades econômicas no valor adicionado bruto, 1999 – 2009

Fonte: Fundação Centro Estadual de Estatísticas, Pesquisas e Formação de Servidores Públicos – CEPERJ

Nota: (1) A atividade econômica Serviços inclui a Administração Pública.

Pela tabela 43 vemos que o setor industrial desde 2000, quando os *royalties* passaram a ter valores significativos, sempre teve participação de mais de 50% do PIB e apenas em 2009, devido à crise que se instaurou na economia, este valor ficou abaixo de 50% quase atingindo os valores de 1999.

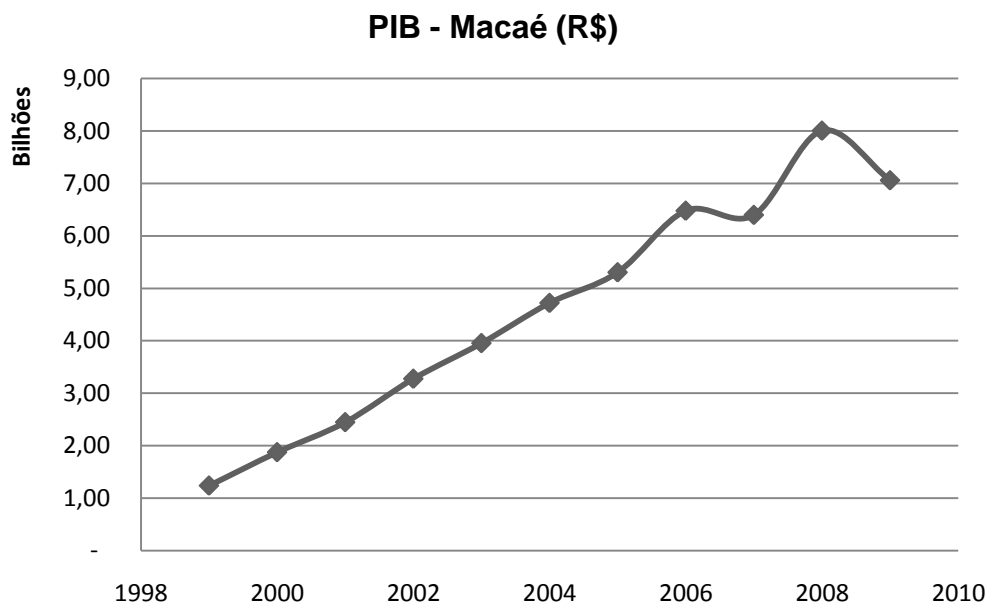


Gráfico 18 - Evolução do PIB a preços de mercado de Macaé, 1999-2009
 Fonte: Elaborado pela autora a partir da Fundação Centro Estadual de Estatísticas, Pesquisas e Formação de Servidores Públicos – CEPERJ

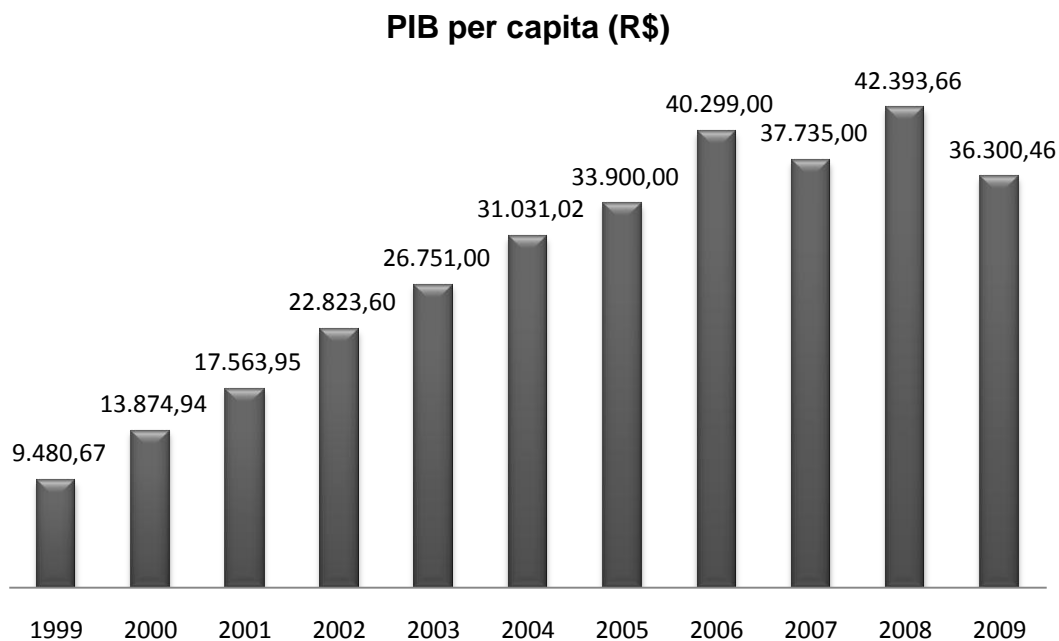


Gráfico 19 - Evolução do PIB per capita de Macaé, 1999-2009
 Fonte: Elaborado pela autora a partir da Fundação Centro Estadual de Estatísticas, Pesquisas e Formação de Servidores Públicos – CEPERJ

Da análise dos gráficos 18-19 vemos uma intrínseca relação entre o PIB macaense e os valores dos *royalties* arrecadados, pois o PIB só obteve retração em seus valores nos mesmos anos em que os *royalties* tiveram uma queda de arrecadação.

Vale ressaltar que apenas o PIB não é suficiente para validar as condições de vida da população local, visto que a maior parte da renda é destinada ao pagamento de indivíduos de outros locais, logo a mesma não permanece na região, distorcendo então os resultados das evoluções das condições sócio-econômicas e do bem estar da população realmente residente.

6.3 - ÍNDICE DE RESPONSABILIDADE FISCAL

Para que as aplicações dos royalties sejam eficazes, dois pontos essenciais devem ser observados: os orçamentos municipais e a garantia da transparência da administração municipal. A necessidade de transparência da administração municipal no tocante aos royalties é de fundamental importância, pois além de surgir como uma opção para ajudar os gestores municipais a aplicar o dinheiro público de maneira racional e eficaz, através desta medida estarão ainda promovendo a socialização da gestão pública, estimulando a conscientização através do desempenho ativo do povo perante a vida pública.

Para atender a tal demanda, a Confederação Nacional de Municípios(CNM) criou o Índice de Responsabilidade Fiscal, Social e de Gestão (IRFS) para compreender e estimular a melhoria das gestões municipais. Nível de endividamento e gasto com pessoal, recursos de manutenção da máquina administrativa e investimentos em infraestrutura, em saúde e em educação são algumas das informações que compõem o IRFS, além de um comparativo de dados, como o custeio da máquina, o esforço de investimento e o *superávit* primário. Sendo assim, ele reflete, anualmente, o desempenho dos municípios sob as óticas fiscal, social e de gestão. Oferece à sociedade um parâmetro simples e ao mesmo tempo amplo de avaliação das administrações municipais, que não se restringe aos controles da Lei de Responsabilidade Fiscal, pois abrange medidas de eficiência interna e de responsabilidade social.

O presidente da CNM, Paulo Ziulkoski, destaca que o levantamento foi criado para compreender e estimular a melhoria das gestões municipais. “Mostrar, todos os anos, o desempenho dos municípios, sob as óticas fiscal, social e de gestão, é uma forma de incentivar a boa gestão”, avaliou o dirigente. Fonte: portal.cnm.org.br/sites/5700/.../17052011_Estudo_IRFS_2009.pdf

O IRFS é dividido em três subíndices (fiscal, social e de gestão), compostos por 16 índices específicos, calculados a partir de indicadores construídos com informações das prefeituras à Secretaria do Tesouro Nacional (STN) e a outros órgãos oficiais, como Datasus (Banco de dados do Sistema Único de Saúde) e Inep (Instituto Nacional de Estudos e Pesquisas Educacionais Anísio Teixeira).

IRFS: Média do Índice Fiscal + Índice de Gestão + Índice Social

- Índice fiscal = Médias (endividamento + suficiência de caixa + gasto com pessoal LRF ajustado + superávit primário)
- Índice gestão = Médias (custeio da máquina + gasto com Legislativo + grau de investimento)
- Índice social = Média de Subíndice educação + Subíndice saúde

- Subíndice educação = Média de gasto com educação + matrículas da rede municipal + taxa de abandono da rede municipal + porcentagem de professores da rede municipal com curso superior
- Subíndice saúde = Média de gasto com saúde líquido + taxa de mortalidade infantil + Cobertura vacinal + média de consultas médicas

Todos os indicadores fiscais são calculados como prevê a LRF e as normas da STN. Estes variam de 0 a 1, sendo que quanto mais próximo de 1 melhor colocado é o município.

A 5ª. Edição (2010) do estudo Índice de Responsabilidade Fiscal, Social e de Gestão dos Municípios Brasileiros (IRFS) mostra que a crise de 2009 refletiu na gestão dos municípios durante o ano de 2010. O levantamento - divulgado anualmente pela Confederação Nacional de Municípios (CNM) - é realizado a partir da análise de dados das prestações de contas. De acordo com os dados, o desempenho social e de gestão das prefeituras teve queda, em relação ao ano de 2009. Para a CNM, o fenômeno pode ter sido causado por duas hipóteses: a lenta e gradual recuperação da crise econômica mundial e o segundo ano de mandato dos prefeitos eleitos.

Nenhum município do Rio de Janeiro apareceu entre os 100 melhor posicionados no IRFS desde 2002, e nenhum município que recebe *royalty* aparece entre os 100 melhores em nenhum dos índices. Isto demonstra que esta renda não está sendo utilizada da melhor maneira possível, com uma boa gestão para que melhoras contundentes sejam vistas nos índices sociais.

Ficou nítido no IRFS, índice de responsabilidade fiscal, social e de gestão dos municípios brasileiros, que apesar de os municípios terem melhorado a arrecadação própria ao longo dos anos, fator que mostra uma melhora da administração dos recursos municipais e da provisão de serviços, seu desempenho foi relativamente pior quando comparamos o índice gestão de 2010 com o de 2002. Isso será o grande desafio dos municípios, quais seja: ampliar a capacidade de investimento até para superar o pico de 2002 e restabelecer o papel dos municípios no investimento em infraestrutura. O esforço de vencer esse desafio será tanto maior quanto maiores forem as necessidades de contratação de pessoal para atender às crescentes responsabilidades nas áreas sociais. Nesse sentido, os municípios devem aumentar a eficiência municipal, isto é, melhor uso do recurso financeiro existente.

Visto que o objetivo deste projeto é apresentar os impactos dos *royalties* sobre o município de Macaé torna-se importante destacar a organização a qual este município é membro.

7 - CONCLUSÃO

A indústria de petróleo é sabidamente uma das mais prósperas e rentáveis da atualidade. Além do desenvolvimento econômico e social que as atividades das empresas petrolíferas proporcionam, por meio de novas oportunidades empresariais, abertura de empregos diretos e indiretos, crescimento do mercado consumidor local e aumento da arrecadação municipal e estadual, elas pagam compensações financeiras sobre o valor da produção de petróleo e gás natural aos municípios e Estados produtores.

Este trabalho foi feito com intuito de analisar os aspectos positivos e negativos do crescimento do setor petrolífero na cidade de Macaé.

Inicialmente foi explicitada a importância da exploração e desenvolvimento da produção de petróleo da Bacia de Campos no Brasil. Foi visto a sua enorme capacidade operacional de desenvolvimento e também de base de estudo para o desenvolvimento futuro. Sendo que esta bacia é atualmente a responsável pelo equivalente a mais de 80% da produção nacional.

Logo após, foi realizada uma análise geral da cidade de Macaé. Esta foi definida como uma cidade que não para de crescer. Pois de pacata cidade do interior à condição de Capital Nacional do Petróleo, se tornou cenário das principais descobertas do setor petrolífero brasileiro transformando-se de município pesqueiro e agrícola a produtor nacional de petróleo e gás. Com isso, atraiu grandes contingentes populacionais, grande parte oriunda de regiões mais pobres e sem as qualificações necessárias para serem inseridas no mercado de trabalho.

Em seguida foi estudada toda a evolução dos fundamentos regulatórios para o cálculo dos *royalties*, com ênfase para as mudanças mais importantes que cada Lei ou Decreto inseriu. Com base nos conhecimentos adquiridos tem-se uma visualização de como pode ser feito o cálculo dos *royalties* para cada município do Brasil.

Depois foi visto o desenvolvimento da produção de petróleo na Bacia de Campos, assim como, a evolução da arrecadação dos *royalties* e participações especiais pela cidade de Macaé. Pôde-se ver que os valores recebidos pela cidade são bem altos, mas também são flutuantes, pois a qualquer momento podem sofrer influências internas ou externas, como os problemas operacionais em 2007 e a crise mundial em 2009, que reduziram relativamente seus montantes.

Para finalizar foi analisado que o setor econômico da cidade de Macaé encontra-se em ritmo crescente; contudo, a economia e as atividades produtivas não petrolíferas estão quase que estagnadas e as receitas dos *royalties* do petróleo não estão sendo aplicadas de maneira a proporcionar uma cadeia integrada de atividades econômicas que venham a promover o desenvolvimento local sustentável. É preciso uma recuperação dos setores tradicionalmente relevantes para a economia municipal a fim de diminuir a dependência dos *royalties* nas arrecadações municipais. É de se esperar que os *royalties* favoreçam o desenvolvimento social, mas a realidade do município aponta para sentido diverso. Pois, o aquecimento na economia não tem sido transformado efetivamente na melhoria da qualidade de vida da população do município.

Desta forma, se pode afirmar que Macaé passou por um processo de desenvolvimento local a partir da exploração de petróleo e gás natural *off-shore* e da instalação de uma indústria relacionada a esta exploração na cidade.

O crescimento da indústria na cidade gerou um processo de desenvolvimento e urbanização rápido e descontrolado que trouxe consigo vários fatores como: a migração intensa, habitação inadequada, aumento do custo de vida, concentração de renda, o encarecimento dos aluguéis, originados, principalmente da carência de uma infra-estrutura municipal, e a oferta de emprego insuficiente à demanda populacional, ou seja, a não-correspondência entre as expectativas da população e a real situação de empregos na cidade. Fatores esses que tiveram como consequência o aumento da criminalidade local. No setor imobiliário, diversos hotéis de luxo vêm sendo construídos, pois os investidores entendem que a todo momento aporta no município pessoas com grande capacidade econômica. Em razão desta supervalorização imobiliária, a população de menor poder aquisitivo está se instalando na periferia da cidade, onde os valores são mais acessíveis, dando início ao processo de favelização. Logo, mesmo contando com um grande orçamento, é notório que a cidade vem apresentando diversos problemas em virtude da falta de planejamento municipal.

Lembrando que os *royalties* deveriam ser cobrados para captar a renda extraordinária do setor e, além de compensar os impactos ambientais causados pela indústria, deveria fornecer fundos às futuras gerações, para que também desfrutassem dos benefícios do petróleo.

É necessário, então, que os gestores municipais atentem para o fato de que as regras para a divisão dos *royalties* no país podem ser mudadas a qualquer momento. Por isso, faz-se indispensável a aplicação dos mesmos para o desenvolvimento de setores não relacionados, proporcionando alternativas de atividades produtivas e sua independência definitiva desta *commodity*.

É conhecido que investimentos em saúde e educação são condição *sine qua non* para o alcance do desenvolvimento econômico-social da população; para isso, é indispensável que haja um planejamento na aplicação das rendas dos *royalties* nestes setores, de forma a proporcionar a sustentabilidade em longo prazo.

Para finalizar, no município de Macaé, que recebe uma considerável quantidade de *royalties* não foi visto uma melhora significativa na saúde, nem na habitação. Há falta de planejamento com relação aos recursos públicos. Vários prefeitos na região foram cassados. Por não ter um controle social adequado, via regulação, o dinheiro dos *royalties* só trouxe a corrupção. Isso não quer dizer que os recursos devam ser retirados desse município, mas sim deve-se ter um controle forte sobre sua utilização e o caminho que ele percorre. Somente desta maneira, o petróleo proporcionará melhor condição de vida para a população macaense e brasileira.

BIBLIOGRAFIA

A Bacia de Campos. Disponível em: <<http://www.Petrobras.com.br>> Acessado em: 10/06/2011.

American Petroleum Institute - API. Questions and Answers on Royalty Valuation. Disponível em:<<http://www.api.org>> Acessado em:25/06/2012.

ANP. Agência Nacional do Petróleo. Rio de Janeiro: ANP, 2005. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br>>. Acessado em 1/05/2012.

Anuário Estatístico 2011 – Disponível em:<http://177.71.187.192/aerj_online/> Acessado em: 11/06/2012.

Anuário Estatístico 2010 – Disponível em:<http://177.71.187.192/aerj_online/> Acessado em: 11/06/2012.

Anuário Estatístico 2009 – Disponível em:<http://177.71.187.192/aerj_online/> Acessado em: 11/06/2012.

Anuário Estatístico 2008 – Disponível em:<http://177.71.187.192/aerj_online/> Acessado em: 11/06/2012.

Anuário Estatístico 2007 – Disponível em:<http://177.71.187.192/aerj_online/> Acessado em: 11/06/2012.

Anuário Estatístico 2006 – Disponível em:<http://177.71.187.192/aerj_online/> Acessado em: 11/06/2012.

AQUINO, C. N. P., 2004. *Um Estudo dos Royalties de Petróleo: Impactos sobre Indicadores Sociais nos Municípios do Rio de Janeiro*. Tese de mestrado, Universidade Candido Mendes, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

ARAGÃO, A. P., 2005. *Estimativa da contribuição do setor petróleo ao Produto Interno Bruto Brasileiro: 1955/2004*. Tese de mestrado. COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

ARAÚJO, E. OLIVEIRA, P. A. *Tributação municipal: desigualdades na carga tributária local (1996)*. Informe Secretaria para Assuntos Fiscais/BNDES, n. 15, jul 2000.

ARAÚJO, F. P., 2005. *Migrantes Ricos e Migrantes Pobres: as heranças da economia do petróleo em Macaé*. Tese de graduação. Universidade Federal do Rio de Janeiro - UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

BP Statistical Review of World Energy June 2012. Disponível em: <bp.com/statisticalreview> Acessado em: 02/07/2012

Click Macaé. Disponível em:

<<http://www.clickmacae.com.br/?sec=109&pag=pagina&cod=343>>

<<http://www.clickmacae.com.br/?sec=109&pag=pagina&cod=205>>

<<http://www.clickmacae.com.br/?sec=109&pag=pagina&cod=263>>

Acessado em: 09/05/2011

COELHO, A. S., 2007. *As participações governamentais e o impacto dos royalties sobre a economia do Estado do Rio de Janeiro*. Jus Navigandi, Teresina, ano 12, n. 1318, 9 fev. 2007. Disponível em: <<http://jus.uol.com.br/revista/texto/9476>> Acessado em: 10/06/2011.

COSTA FILHO, L.M., PORTO, L.F.L., MURTA, M.M., *et all* Finanças Públicas do Estado e dos Municípios do Rio de Janeiro, dezembro de 1999. Rio de Janeiro: Tribunal de Contas do Estado do Rio de Janeiro. 1999.

COSTA FILHO, L. M., MURTA, M. M., 2000. *Efeito dos royalties e participações especiais na economia Fluminense*. Trabalho de estudo econômico. Tribunal de Contas do Estado do Rio de Janeiro.

DECRETO-LEI Nº 523, DE 8 DE ABRIL DE 1969 Disponível em: <<http://www2.camara.gov.br/legin/fed/declei/1960-1969/decreto-lei-523-8-abril-1969-373995-publicacaooriginal-1-pe.html>> Acessado em: 21/05/2012.

DECRETO Nº 2.705, DE 3 DE AGOSTO DE 1998 Disponível em: <www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/D2705.htm> Acessado em: 21/05/2012.

DECRETO Nº 7.403, DE 23 DE DEZEMBRO DE 2010. Disponível em: <www.planalto.gov.br/ccivil_03/_...2010/2010/Decreto/D7403.htm> Acessado em: 21/05/2012.

DECRETO Nº 7.657, DE 23 DE DEZEMBRO DE 2011. Disponível em: <www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2011.../Decreto/D7657.htm> Acessado em: 21/05/2012.

Fundação CEPERJ - Centro Estadual de Estatísticas, Pesquisas e Formação de Servidores Públicos do Rio de Janeiro. Disponível em: <www.ceperj.rj.gov.br> Acessado em: 10/06/2011.

Guia do Royalties do Petróleo e do Gás Natural, 2001. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br>>. Acessado em 1/05/2012.

IBGE, Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. Censo Demográfico, Rio de Janeiro, RJ, 1991.

IBGE, Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. Censo Demográfico, Rio de Janeiro – RJ, 2000.

IBGE, Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. Censo Demográfico, Rio de Janeiro – RJ, 2011.

IFDM, Índice Firjan de Desenvolvimento Municipal. Disponível em: <<http://www.firjan.org.br/IFDM/>> Acessado em 01/05/2012.

IQM, Índice de Qualidade Municipal. Disponível em: <www.nitvista.com/nfqvidac.php> Acessado em 01/05/2012.

Jornal on-line Macaé News. Disponível em <<http://www.macaenews.com.br/index2.php>> Acessado em: 18/06/2012.

Jornal on-line O Debate. Disponível em <<http://www.odebateon.com.br>> Acessado em: 18/06/2012.

KHALILI, Amyra El. *Royalties de petróleo: recursos para a sustentabilidade ou instrumento de barganha política?* Disponível em: <<<http://comciencia.br/reportagens/petroleo>>> Acessado em: 18/06/2012.

LEAL, J.; SERRA, R. 2002, *Nota sobre os Fundamentos Econômicos da Distribuição Espacial dos Royalties Petrolíferos no Brasil*. Universidade Cândido Mendes – Campos dos Goytacazes, Rio de Janeiro,. 20 p. (Mimeo).

LEI Nº 2.004, DE 3 DE OUTUBRO DE 1953. Disponível em: <www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L2004.htm> Acessado em: 21/05/2012

LEI Nº 3.257, DE 2 DE SETEMBRO DE 1957. Disponível em: <www.planalto.gov.br/ccivil_03/Leis/1980-1988/L7453.htm> Acessado em: 21/05/2012.

LEI Nº 7.453, DE 27 DE DEZEMBRO DE 1985. Disponível em: <www.planalto.gov.br/ccivil_03/Leis/1980-1988/L7453.htm> Acessado em: 21/05/2012.

LEI Nº 7.525, DE 22 DE JULHO DE 1986. Disponível em: <www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/1980-1988/L7525.htm> Acessado em: 21/05/2012.

LEI Nº 7.990, DE 28 DE DEZEMBRO DE 1989. Disponível em: <www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L7990.htm> Acessado em: 21/05/2012.

LEI Nº 9.478, DE 6 DE AGOSTO DE 1997. Disponível em: <www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L9478.htm> Acessado em: 21/05/2012

LEI Nº 10.261, DE 12 DE JULHO DE 2001. Disponível em: <www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/LEIS_2001/L10261.htm> Acessado em: 21/05/2012.

LEI Nº 10.848, DE 15 DE MARÇO DE 2004. Disponível em: <www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004.../2004/lei/l10.848.htm> Acessado em: 21/05/2012.

LEI Nº 11.097, DE 13 DE JANEIRO DE 2005. Disponível em: <www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004.../2005/Lei/L11097.htm> Acessado em: 21/05/2012.

LEI Nº 11.540, DE 12 DE NOVEMBRO DE 2007. Disponível em:

<www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2007.../2007/Lei/L11540.htm> Acessado em: 21/05/2012.

LEI Nº 11.921, DE 13 DE ABRIL DE 2009. Disponível em:
<www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2007.../2009/Lei/L11921.htm> Acessado em: 21/05/2012.

LEI Nº 12.114, DE 9 DE DEZEMBRO DE 2009. Disponível em:
<www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2007.../2009/Lei/L12114.htm> Acessado em: 21/05/2012.

LEI Nº 12.351, DE 22 DE DEZEMBRO DE 2010. Disponível em:
<www.planalto.gov.br/ccivil_03/_...2010/2010/Lei/L12351.htm> Acessado em: 21/05/2012.

Ministério da Educação. Disponível em:
<http://portal.mec.gov.br/index.php?option=com_content&view=article&id=273&Itemid=345> Acessado em: 10/04/2012.

Ministério da Fazenda. Disponível em:
<<http://www.fazenda.gov.br/resenhaeletronica/MostraMateria.asp?cod=383730>>
Acessado em: 1/06/2012.

Ministéri do Desenvolvimento Social e Combate à Fome. Disponível em:
<http://aplicacoes.mds.gov.br/sagi/simulacao/layout/teste/miv_novo.php> Acessado em: 11/07/2012.

NASCIMENTO, F.; NUNES, F. 2002. Municípios abrem fronteiras à indústria do petróleo. In: *Gazeta Mercantil*. Rio de Janeiro, 11 jun. 2002. Primeiro Caderno, p.1.

Notícias de Macaé/RJ. Disponível em:
<<http://blog.clickgratis.com.br/paparazzomacae/355129/%CDndice+de+assaltos+em+Maca%E9+assusta+popula%E7%E3o+todos+os+dias.html>> Acessado em: 09/05/2011.

PACHECO, C. A. G., 2003 *A Aplicação e o impacto dos royalties do petróleo no desenvolvimento econômico dos municípios frontantes da bacia de Campos*. Monografia Bacharelado em Economia. IE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

Participações Governamentais. Royalties e participações especiais. Disponível em:
<<http://www.anp.gov.br>> Acessado em: 5/04/2012

PETROBRAS. Disponível em:
<<http://www.petrobras.com.br/pt/busca/?q=bacia%20de%20campos>> Acessado em: 9/06/2011

PNUD. Atlas do desenvolvimento humano no Brasil. Disponível em:
<<http://www.pnud.org.br/atlas/>>. Acessado em: 1/06/2012.

PONTES, C. A., 2004. *Mudanças Recentes no Trabalho: Um estudo sobre trabalho emprego em Macaé/RJ pós indústria petrolífera*. Tese de graduação. Universidade Estadual do Norte Fluminense, Campos dos Goytacazes, RJ, Brasil.

Prefeitura Municipal de Macaé – Gastos com Royalties 2009 - Disponível em: <http://sistemas2.macaee.rj.gov.br:82/apps/portalthransparencia/midia/royalties/2009/royalties_2009.pdf> Acessado em: 10/06/2011.

QUINTANS, Luiz Cezar Pazos. ***Os "royalties" do petróleo na legislação brasileira e a Emenda Ibsen***. Jus Navigandi, Teresina, ano 15, n. 2480, 16 abr. 2010. Disponível em: <<http://jus.uol.com.br/revista/texto/14698>>. Acessado em: 10/06/2011.

QUINTELLA, S. F., 2000. *Os Royalties do petróleo e a Economia do Estado do Rio de Janeiro*. Tribunal de Contas do Estado do Rio de Janeiro.

SILVA, E. T., 2003. *Desenvolvimento local e criminalidade urbana em Macaé/RJ*. Tese de mestrado. Universidade Estadual do Norte Fluminense – UENF. Campos dos Goytacazes, RJ, Brasil.

SOUTO, A. Como reconhecer um bom governo?; O papel das administrações municipais na melhoria da qualidade de vida. São Paulo: Publicações Pólis, n. 21, 1995.

STF, Secretaria do Tesouro Nacional. Disponível em <<http://www.stn.fazenda.gov.br>>. Acessado em: 10/04/2012.

TCE-RJ. Tribunal de Contas do Estado do Rio de Janeiro. Estudos Socioeconômicos 1997-2002. Rio de Janeiro: TCERJ,2004. Disponível em: <<http://www.tce.rj.gov.br>>. Acessado em: 10/04/2012.

TOTTI, M. E. F., CARVALHO, A. M., ALTOÉ, A. P., 2002, *Indicadores de Qualidade de Vida nas Cidades das Regiões Norte e Noroeste Fluminense*. Consórcio Universitário de Pesquisa da Região Norte Fluminense.

ANEXOS

1- LEI Nº 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.

O PRESIDENTE DA REPÚBLICA: Faço saber que o Congresso Nacional decreta e eu sanciono a seguinte Lei:

CAPÍTULO I DISPOSIÇÕES PRELIMINARES

Art. 1º Constituem monopólio da União:

I – a pesquisa e a lavra das jazidas de petróleo e outros hidrocarbonetos fluídos e gases raros, existentes no território nacional;

II – a refinação do petróleo nacional ou estrangeiro;

III – o transporte marítimo do petróleo bruto de origem nacional ou de derivados de petróleo produzidos no País, e bem assim o transporte, por meio de condutos, de petróleo bruto e seus derivados, assim como de gases raros de qualquer origem.

Art. 2º A União exercerá, o monopólio estabelecido no artigo anterior:

I – por meio do Conselho Nacional do Petróleo, como órgão de orientação e fiscalização;

II – por meio da sociedade por ações Petróleo Brasileiro S. A. e das suas subsidiárias, constituídas na forma da presente lei, como órgãos de execução.

CAPÍTULO II Do CONSELHO NACIONAL DO PETRÓLEO

Art. 3º O Conselho Nacional do Petróleo, órgão autônomo, diretamente subordinado ao Presidente da República, tem por finalidade superintender as medidas concernentes ao abastecimento nacional de petróleo.

§ 1º Entende-se por abastecimento nacional de petróleo a produção, a importação, a exportação, a refinação, o transporte, a distribuição e o comércio de petróleo bruto, de poço ou de xisto, assim como de seus derivados.

§ 2º Ainda se inclui na esfera da superintendência do Conselho Nacional do Petróleo o aproveitamento de outras hidrocarbonetos fluídos e de gases raras.

Art. 4º O Conselho Nacional do Petróleo continuará a reger-se, na sua organização e funcionamento, pelas leis em vigor, com as modificações decorrentes da presente lei.

Parágrafo único. O Presidente da República expedirá o novo Regimento do Conselho Nacional do Petróleo, tendo em vista o disposto neste artigo.

CAPÍTULO III DA SOCIEDADE POR AÇÕES PETRÓLEO BRASILEIRO S. A. (PETROBRÁS) E SUAS SUBSIDIÁRIAS

SEÇÃO I

Da Constituição da Petrobrás

Art. 5º Fica a União autorizada a constituir, na forma desta lei, uma sociedade por ações, que se denominará Petróleo Brasileiro S. A. e usará a sigla ou abreviatura de Petrobrás.

Art. 6º A Petróleo Brasileiro S. A. terá por objeto a pesquisa, a lavra, a refinação, o comércio e o transporte do petróleo proveniente de poço ou de xisto – de seus derivados bem como de quaisquer atividades correlatas ou afins.

Parágrafo único. A pesquisa e a lavra, realizadas pela Sociedade, obedecerão a plano por ela organizados e aprovados pelo Conselho Nacional do Petróleo, sem as formalidades, exigências de limitações de área, e outras julgadas dispensáveis, em face da decreto-lei nº 3.236, de 7 de maio de 1941, autorizando-as o Conselho em nome da União.

Art. 7º O Presidente da República designará por decreto o representante da União nos atos constitutivos da Sociedade.

§ 1º Os atos constitutivos serão precedidos:

I – Pelo estudo e aprovação do projeto de organização dos serviços básicos da Sociedade, quer internos, quer externos.

II – Pelo arrolamento, com tôdas as especificações, dos bens e direitos que a União destinar à integralização de seu capital.

III – Pela elaboração dos Estatutos e sua publicação prévia, para conhecimento geral

§ 2º Os atos constitutivos compreenderão:

I – aprovação das avaliações dos bens e direitos arrolados para constituírem em o capital da União.

II – Aprovação dos Estatutos.

III – Aprovação do plano de transferência dos serviços que tenham de passar do Conselho Nacional do Petróleo para a Sociedade e das verbas respectivas.

§ 3º A Sociedade será constituída em sessão pública do Conselho Nacional do Petróleo, cuja ata deverá conter os Estatutos aprovados, bem como o histórico e o resuma dos atos constitutivos, especialmente da avaliação dos bens e direitos convertidos em capital.

§ 4º A constituição da Sociedade será aprovada por decreto do Poder executivo e sua ata será arquivada, por cópia autêntica, no Registro do Comércio.

Art. 8º Nos Estatutos da Sociedade serão observadas, em tudo que lhes fôr aplicável, as normas da lei de sociedades anônimas. A reforma dos Estatutos em pontos que impliquem modificação desta lei depende de autorização legislativa, e, nos demais casos, fica subordinada à aprovação do Presidente da República, mediante decreto.

SEÇÃO II

DO CAPITAL DA PETROBRÁS

Art. 9º A Sociedade terá inicialmente o capital de Cr\$ 4.000.000.000,00 (quatro bilhões de cruzeiros), dividido em 20.000.000 (vinte milhões) de ações ordinárias, nominativas, do valor de Cr\$ 200,00 (duzentos cruzeiros) cada uma.

§ 1º Até o ano de 1957, o capital será, elevado a um mínimo de Cr\$ 10.000.000.000,00 (dez bilhões de cruzeiros), na forma prevista no art. 12.

§ 2º As ações da Sociedade serão ordinárias, com direito de voto, e preferenciais, sempre sem direito de voto, e inconversíveis em ações ordinárias, podendo os aumentos de capital dividir-se, na todo ou em parte, em ações preferenciais para cuja emissão não prevalecerá a restrição do parágrafo único do art. 9º do decreto-lei nº 2.627, de 26 de setembro de 1940.

§ 3º As ações preferenciais terão prioridade no reembolso do capital e na distribuição do dividendo mínimo de 5% (cinco por cento).

§ 4º As ações da Sociedade poderão ser agrupadas em títulos múltiplos de 100 (cem) a 100.000 (cem mil) ações, sendo nos Estatutos regulados o agrupamento e o desdobramento de acordo com a vontade do acionista.

Art. 10. A União subscreverá a totalidade do capital inicial da Sociedade, que será expresso em ações ordinárias e, para sua integralização, disporá de bens e direitos que possui, relacionados com o petróleo, inclusive a permissão para utilizar jazidas de petróleo, rochas betuminosas e pirobetuminosas e de gases naturais; também subscreverá, em todo aumento de capital, ações ordinárias que lhe assegurem pelo menos 51 % (cinquenta e um por cento) do capital votante.

§ 1º e o valor dos bens e direitos referidos neste artigo, apurado mediante avaliação aprovada pelo Conselho Nacional do Petróleo, não bastar para a integração do capital a União o fará em dinheiro.

§ 2º Fica o Tesouro Nacional, no caso previsto no parágrafo anterior, autorizado a fazer adiantamentos sobre a receita dos tributos e contribuições destinados à integralização do capital da Sociedade, ou a efetuar operações de crédito por antecipação da receita até a quantia de Cr\$ 1.500.000.000,00 (um bilhão e quinhentos milhões de cruzeiros).

§ 3º A União transferirá, sem ônus, aos Estados e Municípios em cujos territórios existem ou venham a ser descobertas jazidas e minas de petróleo de rochas betuminosas e piro-betuminosas e de gases naturais, respectivamente 8% (oito por cento) e 2% (dois por cento) das ações relativas ao valor atribuído a essas jazidas e pelo qual sejam incorporadas ao capital da Petrobrás no ato de sua constituição ou posteriormente.

Art. 11. As transferências pela União de ações do capital social ou as subscrições de aumento de capital pelas entidades e pessoas às quais a lei confere este direito, não poderão, em hipótese alguma, importar em reduzir a menos de 51% (cinquenta e um por cento) não só as ações com direito a voto de propriedade da União, como a participação desta na constituição do capital social.

Parágrafo único. Será nula qualquer transferência ou subscrição de ações feita com infringência deste artigo, podendo a nulidade ser pleiteada inclusive por terceiros, por meio de ação popular.

Art. 12 Os aumentos periódicos do capital da Sociedade far-se-ão com recursos mencionados nos artigos seguintes.

Art. 13. A parte da receita do imposto único sobre combustíveis líquidos a que se refere o art. 3º da lei nº 1.749, de 28 de novembro de 1.952. terá a seguinte aplicação:

I – Os 40% (quarenta por cento) pertencentes à, União em ações da Sociedade, até que esteja assegurada a integralização do capital previsto no § 1º do art. 9º e, eventualmente, na tomada de obrigações;

II – Os 60% (sessenta por cento) pertencentes aos Estados, Distrito Federal e aos Municípios ser o aplicados:

a) em ações da Sociedade, até que esteja assegurada a integralização do capital de acordo com os planos aprovados pelo Conselho Nacional do Petróleo, devendo a participação de cada entidade ser, no mínimo, proporcional a respectiva cota do imposto único;

b) na comada de obrigações da Sociedade ou de ações e obrigações das Subsidiárias, ficando sempre assegurada aos Estados, Distrito Federal e Municípios, uma participação proporcional às respectivas contribuições, observada a preferência estabelecida no art. 40.

Parágrafo único. A cota do Fundo Rodoviário Nacional, que cabe às entidades mencionadas no inciso II, poderá ficar retida, se fôr opôsto qualquer obstáculo à aplicação da percentagem especificada no mesmo inciso aos fins e nos termos estabelecidos neste artigo.

Art. 14. O produto dos impostos de importação e de consumo incidentes sobre veículos, automóveis e do imposto sôbre a remessa de valores para o exterior, correspondente à importação dêsses veículos, suas peças e acessórios, se destina à subscrição pela União de ações e obrigações da Sociedade.

Art. 15 Os proprietários e veículos automóveis, terrestres, aquáticos e aéreos, contribuirão anualmente, até o exercício de 1957, com as quantias discriminadas na tabela, recebendo, respeitado o disposto no art. 18, certificados que serão substituídos por ações preferenciais ou obrigações da sociedade, os quais conterão declaração expressa dêsse direito, assegurada a responsabilidade solidária da União, em qualquer hipótese, pelo valor nominal de tais títulos.

Parágrafo único. Os atos relativos a veículos automóveis compreendidos na competência da União só poderão ser realizados depois de feito o pagamento da contribuição a que se refere êste artigo, promovendo o Govêrno convênio entendimento com as demais entidades de direito público para que em relação ao licenciamento e emplacamento anual daquêles veículos, nos limites de sua competência, seja prestada colaboração no mesmo sentido.

Art. 16 Os recursos a que tratam os artigos 13, 14 e 15 serão recolhidos à conta ou contas especiais no Banco do Brasil.

§ 1º A União, por intermédio do representante destinado nos termos do art 7º, poderá movimentar os recursos destinados por esta lei à Petrobrás, antes de sua constituição, de acôrdo com as instruções do Ministro da Fazenda, para ocorrer às respectivas despesas.

§ 2º Ainda que não tenham sido distribuídas as ações correspondentes ao aumento de capital, a Sociedade poderá movimentar as contas especiais referidas neste artigo.

Art. 17 A Sociedade poderá emitir, até o limite do dôbro do seu capital social integralizado, obrigações ao portador, com ou sem garantia do Tesouro.

SEÇÃO III

Dos acionistas da Petrobrás

Art. 18. Os Estatutos da Sociedade, garantida a preferência às pessoas jurídicas de direito público interno, poderão admitir como acionistas sômente:

I – as pessoas jurídicas de direito público interno;

II – o Banco do Brasil e as sociedades de economia mista, criadas pela União, pelos Estados ou Municípios, as quais em conseqüência de lei, estejam sob contrôle permanente do Poder Público;

III – os brasileiros natos ou naturalizados há mais de cinco anos e residentes no Brasil uns e outros solteiros ou casados com brasileiras ou estrangeiras, quando não o sejam sob o regime de comunhão de bens ou qualquer outro que permita a

comunicação dos adquiridos na constância do casamento, limitada a aquisição de ações ordinárias a 20.000(vinte mil);

IV – as pessoas jurídicas de direito privado, organizadas com observância do disposto no art. 9º, alínea b do decreto nº 4.071, de 12 de maio de 1939, limitada a aquisição de ações ordinárias a 100.000 (cem mil):

V - as pessoas jurídicas de direito privado, brasileiros de que somente façam parte as pessoas indicadas no item III, limitada a aquisição de ações ordinárias a 20.000 (vinte mil).

SEÇÃO IV

Da diretoria e do conselho fiscal da Petrobrás

Art. 19 A Sociedade será dirigida por um Conselho de Administração, com funções deliberativas, e uma Diretoria Executiva.

§ 1º O Conselho de Administração será constituído de:

a) 1 (um) Presidente nomeado pelo Presidente da República e demissível ad nutum com direito de veto sobre as decisões do próprio Conselho e da Diretoria Executiva.

b) 3 (três) Diretores nomeados pelo Presidente da República, com mandato de 3 (três) anos;

c) Conselheiros eleitos pelas pessoas jurídicas de direito público, com exceção da União em número máximo de 3 (três) e com mandato de 3 (três) anos;

d) Conselheiros eleitos pelas pessoas físicas e jurídicas de direito privado, em número máximo de 2 (dois) e com mandato de 3 (três) anos, cada parcela de 7,5 % (sete e meio por cento) do capital votante da Sociedade, subscrito pelas pessoas mencionadas nas letras c e d do § 1º.

§ 2º O número dos Conselheiros será fixado na proporção de um para cada parcela de 7,5% (sete e meio por cento) do capital votante da Sociedade, subscrito pelas pessoas mencionadas nas letras c e d do § 1º.

§ 3º A Diretoria Executiva compor-se-á do Presidente e dos 3 (três) Diretores nomeados pelo Presidente da República.

§ 4º É privativo dos brasileiros natos o exercício das funções de membro do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal.

§ 5º Do veto do Presidente ao qual se refere a letra a do § 1º, haverá recurso ex-officio para o Presidente da República, ouvido o Conselho Nacional do Petróleo.

§ 6º Os 3 (três) primeiros Diretores serão nomeados pelos prazos de respectivamente, 1 (um), 2 (dois) e 3 (três) anos, de forma a que anualmente termine o mandato de um Diretor.

Art. 20. O Conselho Fiscal será constituído de 5 (cinco) membros, com mandato de 3 (três) anos.

Parágrafo único. A união elegerá um representante, as pessoas físicas e jurídicas de direito privado outro, as demais pessoas jurídicas de direito público, três, assegurados neste caso, a cada grupo de acionistas que representar um terço dos votos, o direito de eleger separadamente um membro.

Art. 21 O Conselho Fiscal da Petróleo Brasileiro S A. terá as atribuições constantes do art. 127 do decreto-lei nº 2.627, de 26 de setembro de 1940, não se lhe aplicando o decreto-lei nº 2.928, de 31 de dezembro do mesmo ano.

SEÇÃO V

Dos fatores e obrigações atribuídos à Petrobrás

Art. 22. Os atos de constituição da Sociedade e de integralização do seu capital, bem como as propriedades que possuir e as aquisições de bens móveis e imóveis que fizer e ainda os instrumentos de mandato para o exercício do direito de voto nas Assembléias Gerais serão isentos de impostos e taxas e quaisquer outros onus fiscais compreendidos na competência da União, que se entenderá com as outras entidades de direito público, solicitando-lhes os mesmos favores para a Sociedade da qual participarão, na esfera de competência tributária.

Art. 23. A Sociedade gozará de isenção de direitos de importação para consumo e de impostos adicionais em relação aos maquinismos, seus sobressalentes e acessórios aparelhos, ferramentas, instrumentos e materiais destinados à construção, instalação, ampliação, melhoramento, funcionamento, exploração conservação e manutenção de suas instalações, para os fins a que se destina.

Parágrafo único. Todos os materiais e mercadorias referidos neste artigo com restrição quanto aos similares de produção nacional, serão desembaraçados mediante portaria dos inspetores das Alfândegas.

Art. 24. A Sociedade fica assegurado o direito de promover desapropriação, nos termos da legislação em vigor.

Art. 25. Dependendo sempre de prévia e específica aprovação do Conselho Nacional do Petróleo a Sociedade só poderá dar garantias a financiamentos, tomados no país ou no exterior a favor das empresas subsidiárias, e desde que a operação no caso de capital estrangeiro não tenha qualquer vinculação real.

Parágrafo único. O Poder Executivo poderá dar aos financiamentos tomados no exterior, pela Sociedade e pelas suas subsidiárias, a garantia do Tesouro Nacional até 25% (vinte e cinco por cento) do respectivo capital integralizado quando se tornar necessário pelo vulto de operação e pelo eminente interesse nacional em causa.

Art. 26 Somente quando os dividendos atingirem 6% (seis por cento), poderá a Assembléia Geral dos Acionistas fixar as percentagens ou gratificação por conta dos lucros para a Administração da Sociedade.

Art. 27. A Sociedade e suas subsidiárias ficam obrigadas a pagar aos Estados e Territórios onde fizerem a lavra de petróleo e xisto betuminoso e a extração de gás, indenização correspondente a 5% (cinco por cento) sobre o valor do óleo extraído ou do xisto ou do gás.

§ 1º Os valores do óleo e do xisto betuminoso serão fixados pelo Conselho Nacional do Petróleo.

§ 2º Será efetuado trimestralmente o pagamento de que trata este artigo.

§ 3º Os Estados e Territórios distribuirão 20% (vinte por cento) do que receberem, proporcionalmente aos Municípios, segundo a produção de óleo de cada um deles devendo este pagamento ser efetuado trimestralmente.

§ 4º Os Estados, Territórios e Municípios deverão aplicar os recursos fixados neste artigo, preferentemente, na produção de energia elétrica e na pavimentação de rodovias.

Art. 28. A União poderá incumbir à Sociedade a execução de serviços condizentes com a sua finalidade, para os quais destinar recursos financeiros especiais.

Art. 29. Os direitos relativos a concessões e autorizações referentes a jazidas de óleo mineral, refinarias e oleodutos que a Sociedade receber da União serão

malienáveis, ainda quando, como valor econômico, seja pela Petrobrás, cedido o seu direito de utilização dos mesmos a qualquer de suas subsidiárias.

Art. 30. Não ocorrendo a desapropriação, a Petrobrás indenizará pelos seu justo valor aos proprietários do solo pelos prejuízos causados com a pesquisa ou lavra.

Art. 31. A Petrobrás, de acordo com a orientação do Conselho Nacional do Petróleo, deverá manter um coeficiente mínimo de reservas de óleo nos campos petrolíferos.

Art. 32. A Petrobrás e as sociedades dela subsidiárias enviarão ao Tribunal de Contas, até 31 de março de cada ano, as contas gerais da Sociedade relativas ao exercício anterior, as quais serão por aquele emitidas à Câmara dos Deputados e Senado Federal.

Parágrafo único. O tribunal de Contas limitar-se-á a emitir parecer sobre as contas que lhe forem enviadas e o Congresso Nacional, depois de tomar conhecimento das mesmas sem julgá-las, e do parecer do Tribunal, adotará, por qualquer de suas Casas, quanto ao assunto, as medidas que a sua ação fiscalizadora entender convenientes.

Art. 33. A direção da Petrobrás e a direção das sociedades dela subsidiárias são obrigadas a prestar as informações que lhes forem solicitadas pelo Congresso Nacional acerca dos seus atos e deliberações.

Art. 34. Quando o acionista for pessoa jurídica de direito público, ser-lhe-á facultado o exame dos papéis e documentos da Sociedade para o fim de fiscalização das contas.

Art. 35. Os Estatutos da Petrobrás prescreverão normas específicas para participação dos seus empregados nos lucros da Sociedade, as quais deverão prevalecer até que, de modo geral, seja regulamentado o inciso IV do art. 157 da Constituição.

SEÇÃO VI

Disposições relativas ao pessoal da Petrobrás

Art. 36. Os militares e os funcionários públicos civis da União e das entidades autárquicas, paraestatais e das sociedades de economia mista, poderão servir na Petrobrás em funções de direção ou de natureza técnica, na forma do decreto-lei nº 6.877, de 18 de setembro de 1944, não podendo, todavia, acumular vencimentos, gratificações ou quaisquer outras vantagens, sob pena de se considerar como tendo renunciado ao cargo primitivo.

Parágrafo único. Na hipótese do Conselho Nacional do Petróleo reduzir o seu pessoal, a Petrobrás dará preferência no preenchimento dos cargos ou funções, de acordo com as suas aptidões, aos servidores dispensados.

Art. 37. Não se aplica aos diretores, funcionários e acionistas da Petróleo Brasileiro S. A. o disposto na alínea c do art. 2º do decreto-lei nº 538, de 7 de julho de 1938, podendo ser acionista da Sociedade os funcionários dela e os servidores públicos em geral, inclusive os do Conselho Nacional do Petróleo.

Art. 38. A Sociedade contribuirá para a preparação do pessoal técnico necessário aos seus serviços, bem como de operários qualificados, através de cursos de especialização, que organizará podendo também conceder auxílios aos estabelecimentos de ensino do País ou bolsas de estudo para a preparação no exterior e outros meios adequados.

SEÇÃO VII

Das subsidiárias da Petrobrás

Art. 39. A Sociedade operará diretamente ou através de suas subsidiárias, organizadas com aprovação do Conselho Nacional do Petróleo, nas quais deverá sempre ter a maioria das ações com direito a voto.

§ 1º Na composição da restante parte do capital, observar-se-á o mesmo critério estabelecido para a Petrobrás, assegurada a proporcionalidade a que se refere o art. 13, inciso II, letra b, e a preferência estabelecida no art. 40.

§ 2º Os cargos de direção das empresas referidas neste artigo serão privativos dos brasileiros natos, sempre que seu objeto seja qualquer das privacidades da indústria do petróleo.

§ 3º Na constituição dos corpos de direção e fiscalização das subsidiárias serão adotados critérios análogos aos estabelecidos nesta Lei, assegurando-se, ainda, às pessoas de direito público, com interesse relevante naquelas empresas, a representação na diretoria executiva.

Art. 40. Ao Estado em cujo território fôr extraído ou refinado óleo cru ou exploração será assegurada a preferência, com o concurso dos seus municípios para a participação nas sociedades subsidiárias destinadas à sua refinação ou distribuição, até o montante de 20% (vinte por cento) do seu capital.

Parágrafo único. Sempre que o Estado produtor de petróleo ou de gás manifestar o propósito de usar da preferência de que trata este artigo ser-lhe-ão atribuídas ou transferidas pela Petrobrás, nos limites prefixados as ações que o mesmo se proponha tomar e para cuja integralização serão, previamente estabelecidos os prazos e condições que visando a facilitar a colaboração do Estado não sacrifiquem, no entanto os interesses relacionados com a constituição e o funcionamento da subsidiária de que o mesmo deva participar.

Art. 41. A Petrobrás, por autorização do Presidente da República, expedida em decreto e depois de ouvido o Conselho Nacional do Petróleo, poderá associar-se, sem as limitações previstas no art. 39. a entidades destinadas à exploração do petróleo fora do território nacional, desde que a participação do Brasil ou de entidades brasileiras seja prevista, em tais casos, por tratado ou convênio.

Art. 42. O disposto nos arts. 22, 23, 24, 33 e 36 aplica-se, igualmente, às empresas subsidiárias da sociedade.

CAPÍTULO IV

Disposições Finais

Art. 43. Ficam excluídas do monopólio estabelecido pela presente lei as refinarias ora em funcionamento no país, e mantidas as concessões dos oleodutos em idêntica situação.

Art. 44. Não ficam prejudicadas as autorizações para a instalação e exploração de refinarias no País, feitas até 30 de junho de 1952, salvo se as mesmas não estiverem em funcionamento nos prazos prefixados até a presente data.

Art. 45. Não será dada autorização para a ampliação de sua capacidade às refinarias de que tratam os dois artigos anteriores.

Art. 46. A Petróleo Brasileiro S. A. poderá, independentemente de autorização legislativa especial, participar, como acionista, de qualquer das empresas de refinação de que tratam os artigos antecedentes para o fim de torná-las suas subsidiárias.

Parágrafo único. A Petróleo Brasileiro S.A. adquirirá nos casos do presente artigo no mínimo 51% (cinquenta e um por cento) das ações de cada empresa.

Art. 47 Do monopólio estabelecido pela presente lei, ficam excluídos os navios-tanques de propriedade particular ora utilizados no transporte especializado de petróleo e seus derivados.

Art. 48 As contribuições especiais para pesquisa e outras, a que se obrigam as empresas concessionárias, na forma da lei vigente, e ainda as muitas em que incorrerem os titulares de autorizações ou concessões para quaisquer das atividades relacionadas com hidrocarburetos líquidos serão destinadas a subscrição pela União de ações e obrigações da Sociedade ou de suas subsidiárias.

Art. 49 As sociedades de economia mista, a que se refere o inciso II do art. 18, dispensadas da prova de nacionalidade brasileira dos seus sócios ou acionistas, são exclusivamente as existentes na data da vigência desta lei.

Art. 50 Sempre que o Conselho Nacional do Petróleo tiver que deliberar sobre assunto de interesse da Sociedade, o presidente desta participará das sessões plenárias, sem direito a voto.

Art. 51 Na regulamentação desta lei, o Poder Executivo disciplinará relações entre a Sociedade e o Conselho Nacional do Petróleo.

Art. 52 O saldo das dotações orçamentárias e créditos adicionais do Conselho Nacional do Petróleo, para o exercício em que entrar em funcionamento a Petrobrás correspondente a serviços, encargos, obras, equipamentos e aquisições, ou quaisquer outras relativas a atividades que passarem à sociedade, lhe será entregue logo que constituída.

Parágrafo único. Essas quantias serão levadas à conta de integralização de capital da União.

Art. 53. Da receita do imposto único sobre combustíveis e lubrificantes líquidos de que trata a lei nº 1.749, de 28 de novembro de 1952, 48% (quarenta e oito por cento) caberão aos Estados e Distrito Federal, feita a distribuição separadamente para os produtos oriundos de matéria prima nacional e para os produtos importados ou de óleo importado. (Vide Decreto-lei nº 335, de 1967)

I – A parte da receita destinada aos empreendimentos ligados à indústria do petróleo (art. 3º da lei nº 1.749, de 28 de novembro de 1952) terá, a aplicação prevista na art. 13 desta lei.

II – A parte da receita destinada ao Fundo Rodoviário Nacional será aplicada de acordo com as disposições da lei nº 302, de 13 de julho de 1938, e lei nº 1.749, de 28 de novembro de 1952.

§ 1º A receita resultante dos produtos de matéria prima nacional será distribuída, observadas as disposições dos incisos anteriores, aos Estados e Distrito Federal da seguinte forma:

- 1) 18% (dezoito por cento) proporcionalmente às superfícies;
- 2) 36% (trinta e seis por cento) proporcionalmente às populações;
- 3) 36% (trinta e seis por cento) proporcionalmente aos consumos;
- 4) 10% (dez por cento) proporcionalmente à produção de óleo cru de poço ou de xisto ou ainda de condensados.

§ 2º A receita resultante de derivados importados ou produzidos com óleo cru importado será distribuída aos Estados e ao Distrito Federal pela forma seguinte:

- 1) 20% (vinte por cento) proporcionalmente às superfícies;

2) 40% (quarenta por cento) proporcionalmente às populações;

3) 40% (quarenta por cento) proporcionalmente aos consumos.

§ 3º As proporções de consumo previstas nos parágrafos anteriores serão calculadas com base nas quantidades consumidas em cada unidade federativa e não sobre o imposto pago.

§ 4º A distribuição da cota de 12% (doze por cento) do imposto único, que caberá aos Municípios, far-se-á, também, no que for aplicável, pelos critérios dos parágrafos anteriores

§ 5º Os novos critérios de distribuição, estabelecidos no presente artigo, só vigorarão a partir de 1954.

Art. 54 Anualmente o Departamento Nacional de Estradas de Rodagem empregará em obras rodoviárias, nos Territórios Federais, quantia não inferior à cota que caberia a cada um, caso participasse da distribuição prevista no art. 53 da presente lei, tornando-se por base a arrecadação do ano anterior.

Art. 55 Aos empregados e servidores da Sociedade aplicar-se-ão os preceitos da legislação do trabalho nas suas relações com a Petrobrás.

Art. 56 Esta lei entrará em vigor na data de sua publicação, revogadas as disposições em contrário.

Rio de Janeiro, 3 de outubro de 1953; 132º da Independência e 65º da República.

1.2 - LEI Nº 3.257, DE 2 DE SETEMBRO DE 1957

Modifica o artigo 27 e seus parágrafos da Lei nº 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 por ações Petróleo Brasileiro Sociedade Anônima, e dá outras providências).

O PRESIDENTE DA REPÚBLICA, faço saber que o CONGRESSO NACIONAL decreta e eu sanciono a seguinte Lei:

Art. 1º O art. 27 e seus parágrafos da Lei nº 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 por ações Petróleo Brasileiro Sociedade Anônima, e dá outras providências), passam a ter a seguinte redação:

Art. 27. A sociedade e suas subsidiárias ficam obrigadas a pagar indenização correspondente a 4% (quatro por cento) sobre o valor do óleo extraído ou do xisto ou do gás aos Estados e Territórios onde fizerem a lavra do petróleo e xisto betuminoso e a extração de gás, de indenização de 1% (um por cento) aos Municípios onde fizerem a mesma lavra ou extração.

§ 1º Os valores do óleo e do xisto betuminoso serão fixados pelo Conselho Nacional do Petróleo.

§ 2º Será efetuado trimestralmente o pagamento de que trata este artigo.

§ 3º Os Estados, Territórios e Municípios deverão aplicar os recursos fixados neste artigo, preferentemente, na produção da energia elétrica e na pavimentação de rodovias.

Art. 2º Revogam-se as disposições em contrário.

Rio de Janeiro, em 2 de setembro de 1957; 136º da Independência e 69º da República.

1.3 - DECRETO-LEI Nº 523, DE 8 DE ABRIL DE 1969

Acrescenta parágrafo ao Artigo 27 da Lei nº 2.004, de 3 de outubro de 1953, com a redação que lhe foi dada pela Lei nº 3.257, de 2 de setembro de 1957, e dá outras providências.

O PRESIDENTE DA REPÚBLICA, no uso da atribuição que lhe confere o § 1º do Artigo 2º do Ato Institucional nº 5, de 13 de dezembro de 1968, DECRETA:

Art. 1º O Artigo 27 da Lei 2.004, de 3 de outubro de 1953, com a redação que lhe foi dada pela Lei nº 3.257, de 2 de setembro de 1957, fica acrescido do seguinte parágrafo:

"§ 4º Quando o óleo ou gás forem extraídos da plataforma continental, os 5% (cinco por cento) de que trata o "caput" deste Artigo serão destinados, em partes iguais, ao Departamento Nacional da Produção Mineral, do Ministério das Minas e Energia, para constituição do Fundo Nacional de Mineração e ao Ministério da Educação e Cultura, para o incremento da pesquisa e do ensino de nível superior no campo das geociências".

Art. 2º O Artigo 14 da Lei nº 4.425, de 8 de outubro de 1964, passa a vigorar com a seguinte redação:

"Art. 14. O Fundo Nacional de Mineração será constituído:

I - Da parcela, pertencente à União, do imposto único de que trata esta Lei, ressalvada a parte destinada à Comissão do Plano do Carvão Nacional;

II - Da parte que couber ao Departamento Nacional da Produção Mineral nos pagamentos devidos pela Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRÁS, sobre o valor do óleo ou gás extraídos da plataforma continental;

III - De dotações consignadas no Orçamento Geral da União;

IV - De rendimentos de depósitos e de aplicação do próprio Fundo".

Art. 3º Este Decreto-lei entrará em vigor na data de sua publicação, revogadas as disposições em contrário.

Brasília, 8 de abril de 1969; 148º da Independência e 81º da República.

1.4 - DECRETO-LEI Nº1.288, DE 1 DE NOVEMBRO DE 1973

Altera o parágrafo 4, do artigo 27, da Lei nº 2.004, de 3 de outubro de 1953, acrescentado pelo Decreto-lei nº 523, de 8 abril de 1969. Ela decreta que:

Art. 1º O § 4º, do artigo 27, da Lei nº 2.004, de 3 de outubro de 1953, acrescentado pelo Decreto-lei nº 523, de 8 de abril de 1969, passa a vigorar com a seguinte redação:

"Art.27.....
.....

§ 4º Quando o óleo ou gás forem extraídos da plataforma continental, os 5% (cinco por cento) de que trata o caput deste artigo serão destinados ao Conselho Nacional do Petróleo - C.N.P., do Ministério das Minas e Energia, para formação de estoques de combustíveis destinados a garantir a segurança e a regularidade de geração de energia elétrica."

Art. 2º Este Decreto-lei entrará em vigor em 1 de janeiro de 1975, revogadas as disposições em contrário.

1.5 - LEI Nº 7.453, DE 27 DE DEZEMBRO DE 1985

Modifica o artigo 27 e seus parágrafos da Lei nº 2.004, de 3 de outubro de 1953, alterada pela Lei nº 3.257, de 2 de setembro de 1957, que "dispõe sobre a Política Nacional do Petróleo e define as atribuições do Conselho Nacional do Petróleo, institui a Sociedade por Ações Petróleo Brasileiro Sociedade Anônima e dá outras providências"

O PRESIDENTE DA REPÚBLICA Faço saber que o Congresso Nacional decreta e eu sanciono a seguinte Lei:

Art. 1º - O artigo 27 e seus parágrafos da Lei nº 2.004, de 3 de outubro de 1953, alterada pela Lei nº 3.257, de 2 de setembro de 1957, passam a vigorar com a seguinte redação:

"Art. 27 - A Sociedade e suas subsidiárias ficam obrigadas a pagar indenização correspondente a 4% (quatro por cento) aos Estados ou Territórios e 1% (um por cento) aos Municípios, sobre o valor do óleo, do xisto betuminoso e do gás extraídos de suas respectivas áreas, onde se fizer a lavra do petróleo.

§ 1º - Os valores de que trata este artigo serão fixados pelo Conselho Nacional do Petróleo.

§ 2º - O pagamento da indenização devida será efetuado trimestralmente.

§ 3º - Os Estados, Territórios e Municípios deverão aplicar os recursos previstos neste artigo, preferentemente, em energia, pavimentação de rodovias, abastecimento e tratamento de água, irrigação, proteção ao meio-ambiente e saneamento básico.

§ 4º - É também devida a indenização aos Estados, Territórios e Municípios confrontantes, quando o óleo, o xisto betuminoso e o gás forem extraídos da plataforma continental, nos mesmos 5% (cinco por cento) fixados no caput deste artigo, sendo 1,5% (um e meio por cento) aos Estados e Territórios; 1,5% (um e meio por cento) aos Municípios e suas respectivas áreas geo-econômicas, 1% (um por cento) ao Ministério da Marinha, para atender aos encargos de fiscalização e proteção das atividades econômicas das referidas áreas, e 1% (um por cento) para constituir um Fundo Especial a ser distribuído entre todos os Estados, Territórios e Municípios.

§ 5º - (VETADO).

§ 6º - Os Estados, Territórios e Municípios centrais, em cujos lagos, rios, ilhas fluviais e lacustres se fizer a exploração de petróleo, xisto betuminoso ou gás, farão jus à indenização prevista no caput deste artigo".

Art. 2º - Os valores do óleo e do gás extraídos da Plataforma Continental Brasileira serão, para os efeitos desta Lei, fixados pelo Conselho Nacional do Petróleo, o qual determinará, também, parcela específica na estrutura de preços dos derivados de petróleo, a fim de assegurar à Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRÁS os recursos necessários ao pagamento dos encargos previstos na presente Lei.

Art. 3º - Esta Lei entra em vigor a 1º de janeiro de 1986.

Art. 4º - Revogam-se as disposições em contrário.

Brasília, em 27 de dezembro de 1985; 164º da Independência e 97º da República.

1.6 - LEI Nº 7.525, DE 22 DE JULHO DE 1986

Estabelece normas complementares para a execução do disposto no art. 27 da Lei nº 2.004, de 3 de outubro de 1953, com a redação da Lei nº 7.453, de 27 de dezembro de 1985, e dá outras providências.

O PRESIDENTE DA REPÚBLICA, faço saber que o Congresso Nacional decreta e eu sanciono a seguinte lei:

Art. 1º A indenização a ser paga pela Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRÁS e suas subsidiárias, nos termos do art. 27 da Lei nº 2.004, de 3 de outubro de 1953, com a redação dada pela Lei nº 7.453, de 27 de dezembro de 1985, estender-se-á à plataforma continental e obedecerá ao disposto nesta lei.

Art. 2º Para os efeitos da indenização calculada sobre o valor do óleo de poço ou de xisto betuminoso e do gás natural extraído da plataforma continental, consideram-se confrontantes com poços produtores os Estados, Territórios e Municípios contíguos à área marítima delimitada pelas linhas de projeção dos respectivos limites territoriais até a linha de limite da plataforma continental, onde estiverem situados os poços.

Art. 3º A área geoeconômica de um Município confrontante será definida a partir de critérios referentes às atividades de produção de uma dada área de produção petrolífera marítima e a impactos destas atividades sobre áreas vizinhas.

Art. 4º Os Municípios que integram tal área geoeconômica serão divididos em 3 (três) zonas, distinguindo-se 1 (uma) zona de produção principal, 1 (uma) zona de produção secundária e 1 (uma) zona limítrofe à zona de produção principal.

§ 1º Considera-se como zona de produção principal de uma dada área de produção petrolífera marítima, o Município confrontante e os Municípios onde estiverem localizadas 3 (três) ou mais instalações dos seguintes tipos:

I - instalações industriais para processamento, tratamento, armazenamento e escoamento de petróleo e gás natural, excluindo os dutos;

II - instalações relacionadas às atividades de apoio à exploração, produção e ao escoamento do petróleo e gás natural, tais como: portos, aeroportos, oficinas de manutenção e fabricação, almoxarifados, armazéns e escritórios.

§ 2º Consideram-se como zona de produção secundária os Municípios atravessados por oleodutos ou gasodutos, incluindo as respectivas estações de compressão e bombeio, ligados diretamente ao escoamento da produção, até o final do trecho que serve exclusivamente ao escoamento da produção de uma dada área de produção petrolífera marítima, ficando excluída, para fins de definição da área geoeconômica, os ramais de distribuição secundários, feitos com outras finalidades.

§ 3º Consideram-se como zona limítrofe à de produção principal os Municípios contíguos aos Municípios que a integram, bem como os Municípios que sofram as conseqüências sociais ou econômicas da produção ou exploração do petróleo ou do gás natural.

§ 4º Ficam excluídos da área geoeconômica de um Município confrontante, Municípios onde estejam localizadas instalações dos tipos especificados no parágrafo

primeiro deste artigo, mas que não sirvam, em termos de produção petrolífera, exclusivamente a uma dada área de produção petrolífera marítima.

§ 5º No caso de 2 (dois) ou mais Municípios confrontantes serem contíguos e situados em um mesmo Estado, será definida para o conjunto por eles formado uma única área geoeconômica.

Art. 5º O percentual de 1,5% (um e meio por cento), atribuído aos Municípios confrontantes e respectivas áreas geoeconômicas, será partilhado da seguinte forma:

I - 60% (sessenta por cento) ao Município confrontante juntamente com os demais municípios que integram a zona de produção principal, rateados, entre todos, na razão direta da população de cada um, assegurando-se ao Município que concentrar as instalações industriais para processamento, tratamento, armazenamento e escoamento de petróleo e gás natural, 1/3 (um terço) da cota deste item;

II - 10% (dez por cento) aos Municípios integrantes de produção secundária, rateado, entre eles, na razão direta da população dos distritos cortados por dutos;

III - 30% (trinta por cento) aos Municípios limítrofes à zona de produção principal, rateado, entre eles, na razão direta da população de cada um, excluídos os Municípios integrantes da zona de produção secundária.

Parágrafo único. No caso previsto no § 5º do art. 4º os percentuais citados nos incisos I, II e III deste artigo passam a referir-se ao total das indenizações que couberem aos Municípios confrontantes em conjunto, a parcela mínima mencionada no mesmo inciso I, devendo corresponder a montante equivalente ao terço dividido pelo número de Municípios confrontantes.

Art. 6º A distribuição do Fundo Especial de 1% (um por cento) previsto no § 4º do art. 27 da Lei nº 2.004, de 3 de outubro de 1953, far-se-á de acordo com os critérios estabelecidos para o rateio dos recursos dos Fundos de Participação dos Estados, dos Territórios e dos Municípios, obedecida a seguinte proporção:

I - 20% (vinte por cento) para os Estados e Territórios;

II - 80% (oitenta por cento) para os Municípios.

Parágrafo único. O Fundo Especial será administrado pela Secretaria de Planejamento da Presidência da República - SEPLAN.

Art. 7º O § 3º do art. 27 da Lei nº 2.004, de 3 de outubro de 1953, alterado pela Lei nº 7.453, de 27 de dezembro de 1985, passa a vigorar com a seguinte redação:

"§ 3º Ressalvados os recursos destinados ao Ministério da Marinha, os demais recursos previstos neste artigo serão aplicados pelos Estados, Territórios e Municípios, exclusivamente, em energia, pavimentação de rodovias, abastecimento e tratamento de água, irrigação, proteção ao meio ambiente e em saneamento básico."

Art. 8º O cálculo das indenizações a serem pagas aos Estados, Territórios e Municípios confrontantes e aos Municípios pertencentes às respectivas áreas geoeconômicas, bem como o cálculo das cotas do Fundo Especial referidos no art. 5º desta lei serão efetuados pelo Conselho Nacional do Petróleo - CNP e remetidos ao

Tribunal de Contas da União, ao qual competirá também fiscalizar a sua aplicação, na forma das instruções por ele expedidas.

Parágrafo único. A Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRÁS, feitos os cálculos a cargo do Conselho Nacional do Petróleo - CNP, promoverá, dentro de 10 (dez) dias, a transferência dos recursos devidos diretamente aos Estados, Territórios e Municípios.

Art. 9º Caberá à Fundação Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística - IBGE:

I - tratar as linhas de projeção dos limites territoriais dos Estados, Territórios e Municípios confrontantes, segundo a linha geodésica ortogonal à costa ou segundo o paralelo até o ponto de sua interseção com os limites da plataforma continental;

II - definir a abrangência das áreas geoeconômicas, bem como os Municípios incluídos nas zonas de produção principal e secundária e os referidos no § 3º do art. 4º desta lei, e incluir o Município que concentra as instalações industriais para o processamento, tratamento, armazenamento e escoamento de petróleo e gás natural;

III - publicar a relação dos Estados, Territórios e Municípios a serem indenizados, 30 (trinta) dias após a publicação desta lei;

IV - promover, semestralmente, a revisão dos Municípios produtores de óleo, com base em informações fornecidas pela PETROBRÁS sobre a exploração de novos poços e instalações, bem como reativação ou desativação de áreas de produção.

Parágrafo único. Serão os seguintes os critérios para a definição dos limites referidos neste artigo:

I - linha geodésica ortogonal à costa para indicação dos Estados onde se localizam os Municípios confrontantes;

II - seqüência da projeção além da linha geodésica ortogonal à costa, segundo o paralelo para a definição dos Municípios confrontantes no território de cada Estado.

Art. 10. A Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRÁS, fornecerá as informações necessárias à definição dos Municípios que integram as zonas de produção principal e secundária, que será feita pelo IBGE dentro de 30 (trinta) dias a contar da vigência desta lei.

Art. 11. A indenização aos Estados, Territórios, Municípios e ao Ministério da Marinha, e o percentual destinado ao Fundo Especial, determinado pela Lei nº 7.453, é devido a partir do dia 1º de janeiro de 1986.

Art. 12. O Poder Executivo regulamentará esta lei no prazo de 30 (trinta) dias.

Art. 13. Esta lei entra em vigor na data de sua publicação.

Art. 14. Revogam-se as disposições em contrário.

Brasília, 22 de julho de 1986; 165º da Independência e 98º da República.

1.7 - LEI Nº 7.990, DE 28 DE DEZEMBRO DE 1989

Institui, para os Estados, Distrito Federal e Municípios, compensação financeira pelo resultado da exploração de petróleo ou gás natural, de recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica, de recursos minerais em seus respectivos territórios, plataformas continental, mar territorial ou zona econômica exclusiva, e dá outras providências. (Art. 21, XIX da CF)

O PRESIDENTE DA REPÚBLICA, faço saber que o Congresso Nacional decreta e eu sanciono a seguinte Lei:

Art. 1º O aproveitamento de recursos hídricos, para fins de geração de energia elétrica e dos recursos minerais, por quaisquer dos regimes previstos em lei, ensejará compensação financeira aos Estados, Distrito Federal e Municípios, a ser calculada, distribuída e aplicada na forma estabelecida nesta Lei.

Art. 2º A compensação pela utilização de recursos hídricos, para fins de geração de energia elétrica, será de 6% (seis por cento) sobre o valor da energia produzida, a ser paga pelos concessionários de serviço de energia elétrica aos Estados, ao Distrito Federal e aos Municípios, em cujos territórios se localizarem instalações destinadas à produção de energia elétrica, ou que tenham áreas invadidas por águas dos respectivos reservatórios.

Art. 3º O valor da compensação financeira corresponderá a um fator percentual do valor da energia constante da fatura, excluídos os tributos e empréstimos compulsórios.

§ 1º A energia de hidrelétrica, de uso privativo de produtor, quando aproveitada para uso externo de serviço público, também será gravada com a aplicação de um fator de 6% (seis por cento) do valor da energia elétrica correspondente ao faturamento calculado nas mesmas condições e preços do concessionário do serviço público local.

§ 2º Compete ao Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE, fixar, mensalmente, com base nas tarifas de suprimento vigentes, uma tarifa atualizada de referência, para efeito de aplicação das compensações financeiras, de maneira uniforme e equalizada, sobre toda a hidreletricidade produzida no País.

Art. 4º É isenta do pagamento de compensação financeira a energia elétrica:

I - produzida pelas instalações geradoras com capacidade nominal igual ou inferior a 10.000 kW (dez mil quilowatts);

II - gerada e consumida para uso privativo de produtor (autoprodutor), no montante correspondente ao seu consumo próprio no processo de transformação industrial; quando suas instalações industriais estiverem em outro Estado da Federação, a compensação será devida ao Estado em que se localizarem as instalações de geração hidrelétrica;

III - gerada e consumida para uso privativo de produtor, quando a instalação consumidora se localizar no Município afetado.

Art. 5º Quando o aproveitamento do potencial hidráulico atingir mais de um Estado ou Município, a distribuição dos percentuais referidos nesta Lei será feita proporcionalmente, levando-se em consideração as áreas inundadas e outros parâmetros de interesse público regional ou local.

Parágrafo único. O Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE, elaborará, anualmente, os estudos necessários à operacionalização dos critérios estabelecidos no caput deste artigo.

Art. 6º A compensação financeira pela exploração de recursos minerais, para fins de aproveitamento econômico, será de até 3% (três por cento) sobre o valor do faturamento líquido resultante da venda do produto mineral, obtido após a última etapa do processo de beneficiamento adotado e antes de sua transformação industrial.

§ 1º (Vetado).

§ 2º (Vetado).

I - (Vetado).

- II - (Vetado).
- III - (Vetado).
- § 3º (Vetado).
- I - (Vetado).
- II - (Vetado).
- III - (Vetado).

Art. 7º O art. 27 e seus §§ 4º e 6º, da Lei nº 2.004, de 3 de outubro de 1953, alterada pelas Leis nºs 3.257, de 2 de setembro de 1957, 7.453, de 27 de dezembro de 1985, e 7.525, de 22 de julho de 1986, passam a vigorar com a seguinte redação:

"Art. 27. A sociedade e suas subsidiárias ficam obrigadas a pagar a compensação financeira aos Estados, Distrito Federal e Municípios, correspondente a 5% (cinco por cento) sobre o valor do óleo bruto, do xisto betuminoso e do gás extraído de seus respectivos territórios, onde se fixar a lavra do petróleo ou se localizarem instalações marítimas ou terrestres de embarque ou desembarque de óleo bruto ou de gás natural, operados pela Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRÁS, obedecidos os seguintes critérios:

- I - 70% (setenta por cento) aos Estados produtores;
- II - 20% (vinte por cento) aos Municípios produtores;
- III - 10% (dez por cento) aos Municípios onde se localizarem instalações marítimas ou terrestres de embarque ou desembarque de óleo bruto e/ou gás natural.

.....
§ 4º É também devida a compensação financeira aos Estados, Distrito Federal e Municípios confrontantes, quando o óleo, o xisto betuminoso e o gás forem extraídos da plataforma continental nos mesmos 5% (cinco por cento) fixados no caput deste artigo, sendo 1,5% (um e meio por cento) aos Estados e Distrito Federal e 0,5% (meio por cento) aos Municípios onde se localizarem instalações marítimas ou terrestres de embarque ou desembarque; 1,5% (um e meio por cento) aos Municípios produtores e suas respectivas áreas geoeconômicas; 1% (um por cento) ao Ministério da Marinha, para atender aos encargos de fiscalização e proteção das atividades econômicas das referidas áreas de 0,5% (meio por cento) para constituir um fundo especial a ser distribuído entre os Estados, Territórios e Municípios.

.....
§ 6º Os Estados, Territórios e Municípios centrais, em cujos lagos, rios, ilhas fluviais e lacustres se fizer a exploração de petróleo, xisto betuminoso ou gás, farão jus à compensação financeira prevista no caput deste artigo."

Art. 8º O pagamento das compensações financeiras previstas nesta Lei, inclusive o da indenização pela exploração do petróleo, do xisto betuminoso e do gás natural será efetuado, mensalmente, diretamente aos Estados, ao Distrito Federal, aos Municípios e aos órgãos da Administração Direta da União, até o último dia útil do mês subsequente ao do fato gerador, vedada aplicação dos recursos em pagamento de dívida e no quadro permanente de pessoal.

-
Parágrafo único. O não cumprimento do prazo estabelecido no caput deste artigo implicará correção do débito pela variação diária do Bônus do Tesouro Nacional - BTN, ou outro parâmetro de correção monetária que venha a substituí-lo, juros de mora de 1% (um por cento) ao mês e multa de 10% (dez por cento) aplicável sobre o montante final apurado.

Art. 9º Os Estado transferirão aos Municípios 25% (vinte e cinco por cento) da parcela da compensação financeira que lhes é atribuída pelos arts. 2º, § 1º, 6º, § 3º e 7º desta Lei, mediante observância dos mesmos critérios de distribuição de recursos, estabelecidos em decorrência do disposto no art. 158, inciso IV e respectivo parágrafo único da Constituição, e dos mesmos prazos fixados para a entrega desses recursos, contados a partir do recebimento da compensação.

Art. 10. O Poder Executivo regulamentará esta Lei no prazo máximo de 90 (noventa) dias da data de sua publicação.

Art. 11. Esta Lei entra em vigor na data de sua publicação.

Art. 12. Revogam-se os §§ 1º e 2º do art. 27 da Lei nº 2.004, de 3 de outubro de 1953, na redação que lhes foi dada pela Lei nº 7.453, de 27 de dezembro de 1985, e as demais disposições em contrário.

Brasília, 28 de dezembro de 1989; da 168ª Independência e 101ª da República.

2 - LEI Nº 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.

O PRESIDENTE DA REPÚBLICA, Faço saber que o Congresso Nacional decreta e eu sanciono a seguinte Lei:

CAPÍTULO I

Dos Princípios e Objetivos da Política Energética Nacional

Art. 1º As políticas nacionais para o aproveitamento racional das fontes de energia visarão aos seguintes objetivos:

- I - preservar o interesse nacional;
- II - promover o desenvolvimento, ampliar o mercado de trabalho e valorizar os recursos energéticos;
- III - proteger os interesses do consumidor quanto a preço, qualidade e oferta dos produtos;
- IV - proteger o meio ambiente e promover a conservação de energia;
- V - garantir o fornecimento de derivados de petróleo em todo o território nacional, nos termos do § 2º do art. 177 da Constituição Federal;
- VI - incrementar, em bases econômicas, a utilização do gás natural;
- VII - identificar as soluções mais adequadas para o suprimento de energia elétrica nas diversas regiões do País;
- VIII - utilizar fontes alternativas de energia, mediante o aproveitamento econômico dos insumos disponíveis e das tecnologias aplicáveis;
- IX - promover a livre concorrência;
- X - atrair investimentos na produção de energia;
- XI - ampliar a competitividade do País no mercado internacional.

CAPÍTULO II

Do Conselho Nacional de Política Energética

Art. 2º Fica criado o Conselho Nacional de Política Energética - CNPE, vinculado à Presidência da República e presidido pelo Ministro de Estado de Minas e Energia, com a atribuição de propor ao Presidente da República políticas nacionais e medidas específicas destinadas a:

- I - promover o aproveitamento racional dos recursos energéticos do País, em conformidade com os princípios enumerados no capítulo anterior e com o disposto na legislação aplicável;
- II - assegurar, em função das características regionais, o suprimento de insumos energéticos às áreas mais remotas ou de difícil acesso do País, submetendo as medidas específicas ao Congresso Nacional, quando implicarem criação de subsídios;
- III - rever periodicamente as matrizes energéticas aplicadas às diversas regiões do País, considerando as fontes convencionais e alternativas e as tecnologias disponíveis;
- IV - estabelecer diretrizes para programas específicos, como os de uso do gás natural, do álcool, do carvão e da energia termonuclear;
- V - estabelecer diretrizes para a importação e exportação, de maneira a atender às necessidades de consumo interno de petróleo e seus derivados, gás natural e

condensado, e assegurar o adequado funcionamento do Sistema Nacional de Estoques de Combustíveis e o cumprimento do Plano Anual de Estoques Estratégicos de Combustíveis, de que trata o art. 4º da Lei nº 8.176, de 8 de fevereiro de 1991.

§ 1º Para o exercício de suas atribuições, o CNPE contará com o apoio técnico dos órgãos reguladores do setor energético.

§ 2º O CNPE será regulamentado por decreto do Presidente da República, que determinará sua composição e a forma de seu funcionamento.

CAPÍTULO III

Da Titularidade e do Monopólio do Petróleo e do Gás Natural

SEÇÃO I

Do Exercício do Monopólio

Art. 3º Pertencem à União os depósitos de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos existentes no território nacional, nele compreendidos a parte terrestre, o mar territorial, a plataforma continental e a zona econômica exclusiva.

Art. 4º Constituem monopólio da União, nos termos do art. 177 da Constituição Federal, as seguintes atividades:

I - a pesquisa e lavra das jazidas de petróleo e gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos;

II - a refinação de petróleo nacional ou estrangeiro;

III - a importação e exportação dos produtos e derivados básicos resultantes das atividades previstas nos incisos anteriores;

IV - o transporte marítimo do petróleo bruto de origem nacional ou de derivados básicos de petróleo produzidos no País, bem como o transporte, por meio de conduto, de petróleo bruto, seus derivados e de gás natural.

Art. 5º As atividades econômicas de que trata o artigo anterior serão reguladas e fiscalizadas pela União e poderão ser exercidas, mediante concessão ou autorização, por empresas constituídas sob as leis brasileiras, com sede e administração no País.

SEÇÃO II

Das Definições Técnicas

Art. 6º Para os fins desta Lei e de sua regulamentação, ficam estabelecidas as seguintes definições:

I - Petróleo: todo e qualquer hidrocarboneto líquido em seu estado natural, a exemplo do óleo cru e condensado;

II - Gás Natural ou Gás: todo hidrocarboneto que permaneça em estado gasoso nas condições atmosféricas normais, extraído diretamente a partir de reservatórios petrolíferos ou gaseíferos, incluindo gases úmidos, secos, residuais e gases raros;

III - Derivados de Petróleo: produtos decorrentes da transformação do petróleo;

IV - Derivados Básicos: principais derivados de petróleo, referidos no art. 177 da Constituição Federal, a serem classificados pela Agência Nacional do Petróleo;

V - Refino ou Refinação: conjunto de processos destinados a transformar o petróleo em derivados de petróleo;

VI - Tratamento ou Processamento de Gás Natural: conjunto de operações destinadas a permitir o seu transporte, distribuição e utilização;

VII - Transporte: movimentação de petróleo e seus derivados ou gás natural em meio ou percurso considerado de interesse geral;

VIII - Transferência: movimentação de petróleo, derivados ou gás natural em meio ou percurso considerado de interesse específico e exclusivo do proprietário ou explorador das facilidades;

IX - Bacia Sedimentar: depressão da crosta terrestre onde se acumulam rochas sedimentares que podem ser portadoras de petróleo ou gás, associados ou não;

X - Reservatório ou Depósito: configuração geológica dotada de propriedades específicas, armazenadora de petróleo ou gás, associados ou não;

XI - Jazida: reservatório ou depósito já identificado e possível de ser posto em produção;

XII - Prospecto: feição geológica mapeada como resultado de estudos geofísicos e de interpretação geológica, que justificam a perfuração de poços exploratórios para a localização de petróleo ou gás natural;

XIII - Bloco: parte de uma bacia sedimentar, formada por um prisma vertical de profundidade indeterminada, com superfície poligonal definida pelas coordenadas geográficas de seus vértices, onde são desenvolvidas atividades de exploração ou produção de petróleo e gás natural;

XIV - Campo de Petróleo ou de Gás Natural: área produtora de petróleo ou gás natural, a partir de um reservatório contínuo ou de mais de um reservatório, a profundidades variáveis, abrangendo instalações e equipamentos destinados à produção;

XV - Pesquisa ou Exploração: conjunto de operações ou atividades destinadas a avaliar áreas, objetivando a descoberta e a identificação de jazidas de petróleo ou gás natural;

XVI - Lavra ou Produção: conjunto de operações coordenadas de extração de petróleo ou gás natural de uma jazida e de preparo para sua movimentação;

XVII - Desenvolvimento: conjunto de operações e investimentos destinados a viabilizar as atividades de produção de um campo de petróleo ou gás;

XVIII - Descoberta Comercial: descoberta de petróleo ou gás natural em condições que, a preços de mercado, tornem possível o retorno dos investimentos no desenvolvimento e na produção;

XIX - Indústria do Petróleo: conjunto de atividades econômicas relacionadas com a exploração, desenvolvimento, produção, refino, processamento, transporte, importação e exportação de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos e seus derivados;

XX - Distribuição: atividade de comercialização por atacado com a rede varejista ou com grandes consumidores de combustíveis, lubrificantes, asfaltos e gás liquefeito envasado, exercida por empresas especializadas, na forma das leis e regulamentos aplicáveis;

XXI - Revenda: atividade de venda a varejo de combustíveis, lubrificantes e gás liquefeito envasado, exercida por postos de serviços ou revendedores, na forma das leis e regulamentos aplicáveis;

XXII - Distribuição de Gás Canalizado: serviços locais de comercialização de gás canalizado, junto aos usuários finais, explorados com exclusividade pelos Estados, diretamente ou mediante concessão, nos termos do § 2º do art. 25 da Constituição Federal;

XXIII - Estocagem de Gás Natural: armazenamento de gás natural em reservatórios próprios, formações naturais ou artificiais.

CAPÍTULO IV

Da Agência Nacional do Petróleo

Art. 7º Fica instituída a Agência Nacional do Petróleo - ANP, entidade integrante da Administração Federal indireta, submetida ao regime autárquico especial, como órgão regulador da indústria do petróleo, vinculado ao Ministério de Minas e Energia.

CAPÍTULO V

Da Exploração e da Produção

SEÇÃO I

Das Normas Gerais

Art. 21. Todos os direitos de exploração e produção de petróleo e gás natural em território nacional, nele compreendidos a parte terrestre, o mar territorial, a plataforma continental e a zona econômica exclusiva, pertencem à União, cabendo sua administração à ANP.

Art. 22. O acervo técnico constituído pelos dados e informações sobre as bacias sedimentares brasileiras é também considerado parte integrante dos recursos petrolíferos nacionais, cabendo à ANP sua coleta, manutenção e administração.

§ 1º A Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRÁS transferirá para a ANP as informações e dados de que dispuser sobre as bacias sedimentares brasileiras, assim como sobre as atividades de pesquisa, exploração e produção de petróleo ou gás natural, desenvolvidas em função da exclusividade do exercício do monopólio até a publicação desta Lei.

§ 2º A ANP estabelecerá critérios para remuneração à PETROBRÁS pelos dados e informações referidos no parágrafo anterior e que venham a ser utilizados pelas partes interessadas, com fiel observância ao disposto no art. 117 da Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976, com as alterações procedidas pela Lei nº 9.457, de 5 de maio de 1997.

Art. 23. As atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e de gás natural serão exercidas mediante contratos de concessão, precedidos de licitação, na forma estabelecida nesta Lei.

Parágrafo único. A ANP definirá os blocos a serem objeto de contratos de concessão.

Art. 24. Os contratos de concessão deverão prever duas fases: a de exploração e a de produção.

§ 1º Incluem-se na fase de exploração as atividades de avaliação de eventual descoberta de petróleo ou gás natural, para determinação de sua comercialidade.

§ 2º A fase de produção incluirá também as atividades de desenvolvimento.

Art. 25. Somente poderão obter concessão para a exploração e produção de petróleo ou gás natural as empresas que atendam aos requisitos técnicos, econômicos e jurídicos estabelecidos pela ANP.

Art. 26. A concessão implica, para o concessionário, a obrigação de explorar, por sua conta e risco e, em caso de êxito, produzir petróleo ou gás natural em determinado bloco, conferindo-lhe a propriedade desses bens, após extraídos, com os encargos relativos ao pagamento dos tributos incidentes e das participações legais ou contratuais correspondentes.

§ 1º Em caso de êxito na exploração, o concessionário submeterá à aprovação da ANP os planos e projetos de desenvolvimento e produção.

§ 2º A ANP emitirá seu parecer sobre os planos e projetos referidos no parágrafo anterior no prazo máximo de cento e oitenta dias.

§ 3º Decorrido o prazo estipulado no parágrafo anterior sem que haja manifestação da ANP, os planos e projetos considerar-se-ão automaticamente aprovados.

Art. 27. Quando se tratar de campos que se estendam por blocos vizinhos, onde atuem concessionários distintos, deverão eles celebrar acordo para a individualização da produção.

Parágrafo único. Não chegando as partes a acordo, em prazo máximo fixado pela ANP, caberá a esta determinar, com base em laudo arbitral, como serão eqüitativamente apropriados os direitos e obrigações sobre os blocos, com base nos princípios gerais de Direito aplicáveis.

Art. 28. As concessões extinguir-se-ão:

I - pelo vencimento do prazo contratual;

II - por acordo entre as partes;

III - pelos motivos de rescisão previstos em contrato;

IV - ao término da fase de exploração, sem que tenha sido feita qualquer descoberta comercial, conforme definido no contrato;

V - no decorrer da fase de exploração, se o concessionário exercer a opção de desistência e de devolução das áreas em que, a seu critério, não se justifiquem investimentos em desenvolvimento.

§ 1º A devolução de áreas, assim como a reversão de bens, não implicará ônus de qualquer natureza para a União ou para a ANP, nem conferirá ao concessionário qualquer direito de indenização pelos serviços, poços, imóveis e bens reversíveis, os quais passarão à propriedade da União e à administração da ANP, na forma prevista no inciso VI do art. 43.

§ 2º Em qualquer caso de extinção da concessão, o concessionário fará, por sua conta exclusiva, a remoção dos equipamentos e bens que não sejam objeto de reversão, ficando obrigado a reparar ou indenizar os danos decorrentes de suas atividades e praticar os atos de recuperação ambiental determinados pelos órgãos competentes.

Art. 29. É permitida a transferência do contrato de concessão, preservando-se seu objeto e as condições contratuais, desde que o novo concessionário atenda aos requisitos técnicos, econômicos e jurídicos estabelecidos pela ANP, conforme o previsto no art. 25.

Parágrafo único. A transferência do contrato só poderá ocorrer mediante prévia e expressa autorização da ANP.

Art. 30. O contrato para exploração, desenvolvimento e produção de petróleo ou gás natural não se estende a nenhum outro recurso natural, ficando o concessionário obrigado a informar a sua descoberta, prontamente e em caráter exclusivo, à ANP.

SEÇÃO II

Das Normas Específicas para as Atividades em Curso

Art. 31. A PETROBRÁS submeterá à ANP, no prazo de três meses da publicação desta Lei, seu programa de exploração, desenvolvimento e produção, com informações e dados que propiciem:

I - o conhecimento das atividades de produção em cada campo, cuja demarcação poderá incluir uma área de segurança técnica;

II - o conhecimento das atividades de exploração e desenvolvimento, registrando, neste caso, os custos incorridos, os investimentos realizados e o cronograma dos investimentos a realizar, em cada bloco onde tenha definido prospectos.

Art. 32. A PETROBRÁS terá ratificados seus direitos sobre cada um dos campos que se encontrem em efetiva produção na data de início de vigência desta Lei.

Art. 33. Nos blocos em que, quando do início da vigência desta Lei, tenha a PETROBRÁS realizado descobertas comerciais ou promovido investimentos na exploração, poderá ela, observada sua capacidade de investir, inclusive por meio de financiamentos, prosseguir nos trabalhos de exploração e desenvolvimento pelo prazo de três anos e, nos casos de êxito, prosseguir nas atividades de produção.

Parágrafo único. Cabe à ANP, após a avaliação da capacitação financeira da PETROBRÁS e dos dados e informações de que trata o art. 31, aprovar os blocos em que os trabalhos referidos neste artigo terão continuidade.

Art. 34. Cumprido o disposto no art. 31 e dentro do prazo de um ano a partir da data de publicação desta Lei, a ANP celebrará com a PETROBRÁS, dispensada a licitação prevista no art. 23, contratos de concessão dos blocos que atendam às condições estipuladas nos arts. 32 e 33, definindo-se, em cada um desses contratos, as participações devidas, nos termos estabelecidos na Seção VI.

Parágrafo único. Os contratos de concessão referidos neste artigo serão regidos, no que couber, pelas normas gerais estabelecidas na Seção anterior e obedecerão ao disposto na Seção V deste Capítulo.

Art. 35. Os blocos não contemplados pelos contratos de concessão mencionados no artigo anterior e aqueles em que tenha havido insucesso nos trabalhos de exploração, ou não tenham sido ajustados com a ANP, dentro dos prazos estipulados, serão objeto de licitação pela ANP para a outorga de novos contratos de concessão, regidos pelas normas gerais estabelecidas na Seção anterior.

SEÇÃO III

Do Edital de Licitação

Art. 36. A licitação para outorga dos contratos de concessão referidos no art. 23 obedecerá ao disposto nesta Lei, na regulamentação a ser expedida pela ANP e no respectivo edital.

Art. 37. O edital da licitação será acompanhado da minuta básica do respectivo contrato e indicará, obrigatoriamente:

I - o bloco objeto da concessão, o prazo estimado para a duração da fase de exploração, os investimentos e programas exploratórios mínimos;

II - os requisitos exigidos dos concorrentes, nos termos do art. 25, e os critérios de pré-qualificação, quando este procedimento for adotado;

III - as participações governamentais mínimas, na forma do disposto no art. 45, e a participação dos superficiários prevista no art. 52;

IV - a relação de documentos exigidos e os critérios a serem seguidos para aferição da capacidade técnica, da idoneidade financeira e da regularidade jurídica dos interessados, bem como para o julgamento técnico e econômico-financeiro da proposta;

V - a expressa indicação de que caberá ao concessionário o pagamento das indenizações devidas por desapropriações ou servidões necessárias ao cumprimento do contrato;

VI - o prazo, local e horário em que serão fornecidos, aos interessados, os dados, estudos e demais elementos e informações necessários à elaboração das propostas, bem como o custo de sua aquisição.

Parágrafo único. O prazo de duração da fase de exploração, referido no inciso I deste artigo, será estimado pela ANP, em função do nível de informações disponíveis, das características e da localização de cada bloco.

Art. 38. Quando permitida a participação de empresas em consórcio, o edital conterá as seguintes exigências:

I - comprovação de compromisso, público ou particular, de constituição do consórcio, subscrito pelas consorciadas;

II - indicação da empresa líder, responsável pelo consórcio e pela condução das operações, sem prejuízo da responsabilidade solidária das demais consorciadas;

III - apresentação, por parte de cada uma das empresas consorciadas, dos documentos exigidos para efeito de avaliação da qualificação técnica e econômico-financeira do consórcio;

IV - proibição de participação de uma mesma empresa em outro consórcio, ou isoladamente, na licitação de um mesmo bloco;

V - outorga de concessão ao consórcio vencedor da licitação condicionada ao registro do instrumento constitutivo do consórcio, na forma do disposto no parágrafo único do art. 279 da Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976.

Art. 39. O edital conterá a exigência de que a empresa estrangeira que concorrer isoladamente ou em consórcio deverá apresentar, juntamente com sua proposta e em envelope separado:

I - prova de capacidade técnica, idoneidade financeira e regularidade jurídica e fiscal, nos termos da regulamentação a ser editada pela ANP;

II - inteiro teor dos atos constitutivos e prova de encontrar-se organizada e em funcionamento regular, conforme a lei de seu país;

III - designação de um representante legal junto à ANP, com poderes especiais para a prática de atos e assunção de responsabilidades relativamente à licitação e à proposta apresentada;

IV - compromisso de, caso vencedora, constituir empresa segundo as leis brasileiras, com sede e administração no Brasil.

Parágrafo único. A assinatura do contrato de concessão ficará condicionada ao efetivo cumprimento do compromisso assumido de acordo com o inciso IV deste artigo.

SEÇÃO IV

Do Julgamento da Licitação

Art. 40. O julgamento da licitação identificará a proposta mais vantajosa, segundo critérios objetivos, estabelecidos no instrumento convocatório, com fiel observância dos princípios da legalidade, impessoalidade, moralidade, publicidade e igualdade entre os concorrentes.

Art. 41. No julgamento da licitação, além de outros critérios que o edital expressamente estipular, serão levados em conta:

I - o programa geral de trabalho, as propostas para as atividades de exploração, os prazos, os volumes mínimos de investimentos e os cronogramas físico-financeiros;

II - as participações governamentais referidas no art. 45.

Art. 42. Em caso de empate, a licitação será decidida em favor da PETROBRÁS, quando esta concorrer não consorciada com outras empresas.

SEÇÃO V

Do Contrato de Concessão

Art. 43. O contrato de concessão deverá refletir fielmente as condições do edital e da proposta vencedora e terá como cláusulas essenciais:

- I - a definição do bloco objeto da concessão;
- II - o prazo de duração da fase de exploração e as condições para sua prorrogação;
- III - o programa de trabalho e o volume do investimento previsto;
- IV - as obrigações do concessionário quanto às participações, conforme o disposto na Seção VI;
- V - a indicação das garantias a serem prestadas pelo concessionário quanto ao cumprimento do contrato, inclusive quanto à realização dos investimentos ajustados para cada fase;
- VI - a especificação das regras sobre devolução e desocupação de áreas, inclusive retirada de equipamentos e instalações, e reversão de bens;
- VII - os procedimentos para acompanhamento e fiscalização das atividades de exploração, desenvolvimento e produção, e para auditoria do contrato;
- VIII - a obrigatoriedade de o concessionário fornecer à ANP relatórios, dados e informações relativos às atividades desenvolvidas;
- IX - os procedimentos relacionados com a transferência do contrato, conforme o disposto no art. 29;
- X - as regras sobre solução de controvérsias, relacionadas com o contrato e sua execução, inclusive a conciliação e a arbitragem internacional;
- XI - os casos de rescisão e extinção do contrato;
- XII - as penalidades aplicáveis na hipótese de descumprimento pelo concessionário das obrigações contratuais.

Parágrafo único. As condições contratuais para prorrogação do prazo de exploração, referidas no inciso II deste artigo, serão estabelecidas de modo a assegurar a devolução de um percentual do bloco, a critério da ANP, e o aumento do valor do pagamento pela ocupação da área, conforme disposto no parágrafo único do art. 51.

Art. 44. O contrato estabelecerá que o concessionário estará obrigado a:

- I - adotar, em todas as suas operações, as medidas necessárias para a conservação dos reservatórios e de outros recursos naturais, para a segurança das pessoas e dos equipamentos e para a proteção do meio ambiente;
- II - comunicar à ANP, imediatamente, a descoberta de qualquer jazida de petróleo, gás natural ou outros hidrocarbonetos ou de outros minerais;
- III - realizar a avaliação da descoberta nos termos do programa submetido à ANP, apresentando relatório de comercialidade e declarando seu interesse no desenvolvimento do campo;
- IV - submeter à ANP o plano de desenvolvimento de campo declarado comercial, contendo o cronograma e a estimativa de investimento;
- V - responsabilizar-se civilmente pelos atos de seus prepostos e indenizar todos e quaisquer danos decorrentes das atividades de exploração, desenvolvimento e produção contratadas, devendo ressarcir à ANP ou à União os ônus que venham a

suportar em consequência de eventuais demandas motivadas por atos de responsabilidade do concessionário;

VI - adotar as melhores práticas da indústria internacional do petróleo e obedecer às normas e procedimentos técnicos e científicos pertinentes, inclusive quanto às técnicas apropriadas de recuperação, objetivando a racionalização da produção e o controle do declínio das reservas.

SEÇÃO VI

Das Participações

Art. 45. O contrato de concessão disporá sobre as seguintes participações governamentais, previstas no edital de licitação:

I - bônus de assinatura;

II - royalties;

III - participação especial;

IV - pagamento pela ocupação ou retenção de área.

§ 1º As participações governamentais constantes dos incisos II e IV serão obrigatórias.

§ 2º As receitas provenientes das participações governamentais definidas no caput, alocadas para órgãos da administração pública federal, de acordo com o disposto nesta Lei, serão mantidas na Conta Única do Governo Federal, enquanto não forem destinadas para as respectivas programações.

§ 3º O superávit financeiro dos órgãos da administração pública federal referidos no parágrafo anterior, apurado em balanço de cada exercício financeiro, será transferido ao Tesouro Nacional.

Art. 46. O bônus de assinatura terá seu valor mínimo estabelecido no edital e corresponderá ao pagamento ofertado na proposta para obtenção da concessão, devendo ser pago no ato da assinatura do contrato.

Art. 47. Os royalties serão pagos mensalmente, em moeda nacional, a partir da data de início da produção comercial de cada campo, em montante correspondente a dez por cento da produção de petróleo ou gás natural.

§ 1º Tendo em conta os riscos geológicos, as expectativas de produção e outros fatores pertinentes, a ANP poderá prever, no edital de licitação correspondente, a redução do valor dos royalties estabelecido no caput deste artigo para um montante correspondente a, no mínimo, cinco por cento da produção.

§ 2º Os critérios para o cálculo do valor dos royalties serão estabelecidos por decreto do Presidente da República, em função dos preços de mercado do petróleo, gás natural ou condensado, das especificações do produto e da localização do campo.

§ 3º A queima de gás em flares, em prejuízo de sua comercialização, e a perda de produto ocorrida sob a responsabilidade do concessionário serão incluídas no volume total da produção a ser computada para cálculo dos royalties devidos.

Art. 48. A parcela do valor do royalty, previsto no contrato de concessão, que representar cinco por cento da produção, correspondente ao montante mínimo referido no § 1º do artigo anterior, será distribuída segundo os critérios estipulados pela Lei nº 7.990, de 28 de dezembro de 1989.

Art. 49. A parcela do valor do royalty que exceder a cinco por cento da produção terá a seguinte distribuição:

I - quando a lavra ocorrer em terra ou em lagos, rios, ilhas fluviais e lacustres:

a) cinquenta e dois inteiros e cinco décimos por cento aos Estados onde ocorrer a produção;

b) quinze por cento aos Municípios onde ocorrer a produção;

c) sete inteiros e cinco décimos por cento aos Municípios que sejam afetados pelas operações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural, na forma e critério estabelecidos pela ANP;

d) vinte e cinco por cento ao Ministério da Ciência e Tecnologia para financiar programas de amparo à pesquisa científica e ao desenvolvimento tecnológico aplicados à indústria do petróleo;

II - quando a lavra ocorrer na plataforma continental:

a) vinte e dois inteiros e cinco décimos por cento aos Estados produtores confrontantes;

b) vinte e dois inteiros e cinco décimos por cento aos Municípios produtores confrontantes;

c) quinze por cento ao Ministério da Marinha, para atender aos encargos de fiscalização e proteção das áreas de produção;

d) sete inteiros e cinco décimos por cento aos Municípios que sejam afetados pelas operações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural, na forma e critério estabelecidos pela ANP;

e) sete inteiros e cinco décimos por cento para constituição de um Fundo Especial, a ser distribuído entre todos os Estados, Territórios e Municípios;

f) vinte e cinco por cento ao Ministério da Ciência e Tecnologia, para financiar programas de amparo à pesquisa científica e ao desenvolvimento tecnológico aplicados à indústria do petróleo.

§ 1º Do total de recursos destinados ao Ministério da Ciência e Tecnologia, serão aplicados no mínimo quarenta por cento em programas de fomento à capacitação e ao desenvolvimento científico e tecnológico nas regiões Norte e Nordeste.

§ 2º O Ministério da Ciência e Tecnologia administrará os programas de amparo à pesquisa científica e ao desenvolvimento tecnológico previstos no caput deste artigo, com o apoio técnico da ANP, no cumprimento do disposto no inciso X do art. 8º, e mediante convênios com as universidades e os centros de pesquisa do País, segundo normas a serem definidas em decreto do Presidente da República.

Art. 50. O edital e o contrato estabelecerão que, nos casos de grande volume de produção, ou de grande rentabilidade, haverá o pagamento de uma participação especial, a ser regulamentada em decreto do Presidente da República.

§ 1º A participação especial será aplicada sobre a receita bruta da produção, deduzidos os royalties, os investimentos na exploração, os custos operacionais, a depreciação e os tributos previstos na legislação em vigor.

§ 2º Os recursos da participação especial serão distribuídos na seguinte proporção:

I - quarenta por cento ao Ministério de Minas e Energia, para o financiamento de estudos e serviços de geologia e geofísica aplicados à prospecção de petróleo e gás natural, a serem promovidos pela ANP, nos termos dos incisos II e III do art. 8º;

II - dez por cento ao Ministério do Meio Ambiente, dos Recursos Hídricos e da Amazônia Legal, destinados ao desenvolvimento de estudos e projetos relacionados

com a preservação do meio ambiente e recuperação de danos ambientais causados pelas atividades da indústria do petróleo;

III - quarenta por cento para o Estado onde ocorrer a produção em terra, ou confrontante com a plataforma continental onde se realizar a produção;

IV - dez por cento para o Município onde ocorrer a produção em terra, ou confrontante com a plataforma continental onde se realizar a produção.

§ 3º Os estudos a que se refere o inciso II do parágrafo anterior serão desenvolvidos pelo Ministério do Meio Ambiente, dos Recursos Hídricos e da Amazônia Legal, com o apoio técnico da ANP, no cumprimento do disposto no inciso IX do art. 8º.

Art. 51. O edital e o contrato disporão sobre o pagamento pela ocupação ou retenção de área, a ser feito anualmente, fixado por quilômetro quadrado ou fração da superfície do bloco, na forma da regulamentação por decreto do Presidente da República.

Parágrafo único. O valor do pagamento pela ocupação ou retenção de área será aumentado em percentual a ser estabelecido pela ANP, sempre que houver prorrogação do prazo de exploração.

Art. 52. Constará também do contrato de concessão de bloco localizado em terra cláusula que determine o pagamento aos proprietários da terra de participação equivalente, em moeda corrente, a um percentual variável entre cinco décimos por cento e um por cento da produção de petróleo ou gás natural, a critério da ANP.

Parágrafo único. A participação a que se refere este artigo será distribuída na proporção da produção realizada nas propriedades regularmente demarcadas na superfície do bloco.

CAPÍTULO VI

Do Refino de Petróleo e do Processamento de Gás Natural

Art. 53. Qualquer empresa ou consórcio de empresas que atenda ao disposto no art. 5º poderá submeter à ANP proposta, acompanhada do respectivo projeto, para a construção e operação de refinarias e de unidades de processamento e de estocagem de gás natural, bem como para a ampliação de sua capacidade.

§ 1º A ANP estabelecerá os requisitos técnicos, econômicos e jurídicos a serem atendidos pelos proponentes e as exigências de projeto quanto à proteção ambiental e à segurança industrial e das populações.

§ 2º Atendido o disposto no parágrafo anterior, a ANP outorgará a autorização a que se refere o inciso V do art. 8º, definindo seu objeto e sua titularidade.

Art. 54. É permitida a transferência da titularidade da autorização, mediante prévia e expressa aprovação pela ANP, desde que o novo titular satisfaça os requisitos expressos no § 1º do artigo anterior.

Art. 55. No prazo de cento e oitenta dias, a partir da publicação desta Lei, a ANP expedirá as autorizações relativas às refinarias e unidades de processamento de gás natural existentes, ratificando sua titularidade e seus direitos.

Parágrafo único. As autorizações referidas neste artigo obedecerão ao disposto no art. 53 quanto à transferência da titularidade e à ampliação da capacidade das instalações.

CAPÍTULO VII

Do Transporte de Petróleo, seus Derivados e Gás Natural

Art. 56. Observadas as disposições das leis pertinentes, qualquer empresa ou consórcio de empresas que atender ao disposto no art. 5º poderá receber autorização da ANP para construir instalações e efetuar qualquer modalidade de transporte de petróleo, seus derivados e gás natural, seja para suprimento interno ou para importação e exportação.

Parágrafo único. A ANP baixará normas sobre a habilitação dos interessados e as condições para a autorização e para transferência de sua titularidade, observado o atendimento aos requisitos de proteção ambiental e segurança de tráfego.

Art. 57. No prazo de cento e oitenta dias, a partir da publicação desta Lei, a PETROBRÁS e as demais empresas proprietárias de equipamentos e instalações de transporte marítimo e dutoviário receberão da ANP as respectivas autorizações, ratificando sua titularidade e seus direitos.

Parágrafo único. As autorizações referidas neste artigo observarão as normas de que trata o parágrafo único do artigo anterior, quanto à transferência da titularidade e à ampliação da capacidade das instalações.

Art. 58. Facultar-se-á a qualquer interessado o uso dos dutos de transporte e dos terminais marítimos existentes ou a serem construídos, mediante remuneração adequada ao titular das instalações.

§ 1º A ANP fixará o valor e a forma de pagamento da remuneração adequada, caso não haja acordo entre as partes, cabendo-lhe também verificar se o valor acordado é compatível com o mercado.

§ 2º A ANP regulará a preferência a ser atribuída ao proprietário das instalações para movimentação de seus próprios produtos, com o objetivo de promover a máxima utilização da capacidade de transporte pelos meios disponíveis.

Art. 59. Os dutos de transferência serão reclassificados pela ANP como dutos de transporte, caso haja comprovado interesse de terceiros em sua utilização, observadas as disposições aplicáveis deste Capítulo.

CAPÍTULO VIII

Da Importação e Exportação de Petróleo, seus Derivados e Gás Natural

Art. 60. Qualquer empresa ou consórcio de empresas que atender ao disposto no art. 5º poderá receber autorização da ANP para exercer a atividade de importação e exportação de petróleo e seus derivados, de gás natural e condensado.

Parágrafo único. O exercício da atividade referida no caput deste artigo observará as diretrizes do CNPE, em particular as relacionadas com o cumprimento das disposições do art. 4º da Lei nº 8.176, de 8 de fevereiro de 1991, e obedecerá às demais normas legais e regulamentares pertinentes.

CAPÍTULO IX

Da Petrobrás

Art. 61. A Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRÁS é uma sociedade de economia mista vinculada ao Ministério de Minas e Energia, que tem como objeto a pesquisa, a lavra, a refinação, o processamento, o comércio e o transporte de petróleo proveniente de poço, de xisto ou de outras rochas, de seus derivados, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, bem como quaisquer outras atividades correlatas ou afins, conforme definidas em lei.

§ 1º As atividades econômicas referidas neste artigo serão desenvolvidas pela PETROBRÁS em caráter de livre competição com outras empresas, em função das

condições de mercado, observados o período de transição previsto no Capítulo X e os demais princípios e diretrizes desta Lei.

§ 2º A PETROBRÁS, diretamente ou por intermédio de suas subsidiárias, associada ou não a terceiros, poderá exercer, fora do território nacional, qualquer uma das atividades integrantes de seu objeto social.

Art. 62. A União manterá o controle acionário da PETROBRÁS com a propriedade e posse de, no mínimo, cinquenta por cento das ações, mais uma ação, do capital votante.

Parágrafo único. O capital social da PETROBRÁS é dividido em ações ordinárias, com direito de voto, e ações preferenciais, estas sempre sem direito de voto, todas escriturais, na forma do art. 34 da Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976.

Art. 63. A PETROBRÁS e suas subsidiárias ficam autorizadas a formar consórcios com empresas nacionais ou estrangeiras, na condição ou não de empresa líder, objetivando expandir atividades, reunir tecnologias e ampliar investimentos aplicados à indústria do petróleo.

Art. 64. Para o estrito cumprimento de atividades de seu objeto social que integrem a indústria do petróleo, fica a PETROBRÁS autorizada a constituir subsidiárias, as quais poderão associar-se, majoritariamente ou minoritariamente, a outras empresas.

Art. 65. A PETROBRÁS deverá constituir uma subsidiária com atribuições específicas de operar e construir seus dutos, terminais marítimos e embarcações para transporte de petróleo, seus derivados e gás natural, ficando facultado a essa subsidiária associar-se, majoritariamente ou minoritariamente, a outras empresas.

Art. 66. A PETROBRÁS poderá transferir para seus ativos os títulos e valores recebidos por qualquer subsidiária, em decorrência do Programa Nacional de Desestatização, mediante apropriada redução de sua participação no capital social da subsidiária.

Art. 67. Os contratos celebrados pela PETROBRÁS, para aquisição de bens e serviços, serão precedidos de procedimento licitatório simplificado, a ser definido em decreto do Presidente da República.

Art. 68. Com o objetivo de compor suas propostas para participar das licitações que precedem as concessões de que trata esta Lei, a PETROBRÁS poderá assinar pré-contratos, mediante a expedição de cartas-convites, assegurando preços e compromissos de fornecimento de bens e serviços.

Parágrafo único. Os pré-contratos conterão cláusula resolutiva de pleno direito, a ser exercida, sem penalidade ou indenização, no caso de outro licitante ser declarado vencedor, e serão submetidos, a posteriori, à apreciação dos órgãos de controle externo e fiscalização.

CAPÍTULO X

Das Disposições Finais e Transitórias

SEÇÃO I

Do Período de Transição

Art. 69. Durante um período de transição de, no máximo, trinta e seis meses, contados a partir da publicação desta Lei, os reajustes e revisões dos preços dos derivados básicos de petróleo e do gás natural, praticados pelas refinarias e pelas unidades de processamento, serão efetuados segundo diretrizes e parâmetros

específicos estabelecidos, em ato conjunto, pelos Ministros de Estado da Fazenda e de Minas e Energia.

Art. 70. Durante o período de transição de que trata o artigo anterior, a ANP estabelecerá critérios para as importações de petróleo, de seus derivados básicos e de gás natural, os quais serão compatíveis com os critérios de desregulamentação de preços, previstos no mesmo dispositivo.

Art. 71. Os derivados de petróleo e de gás natural que constituam insumos para a indústria petroquímica terão o tratamento previsto nos arts. 69 e 70, objetivando a competitividade do setor.

Art. 72. Durante o prazo de cinco anos, contados a partir da data de publicação desta Lei, a União assegurará, por intermédio da ANP, às refinarias em funcionamento no país, excluídas do monopólio da União, nos termos do art. 45 do Ato das Disposições Constitucionais Transitórias, condições operacionais e econômicas, com base nos critérios em vigor, aplicados à atividade de refino.

Parágrafo único. No prazo previsto neste artigo, observar-se-á o seguinte:

I - (VETADO)

II - as refinarias se obrigam a submeter à ANP plano de investimentos na modernização tecnológica e na expansão da produtividade de seus respectivos parques de refino, com vistas ao aumento da produção e à conseqüente redução dos subsídios a elas concedidos;

III - a ANP avaliará, periodicamente, o grau de competitividade das refinarias, a realização dos respectivos planos de investimentos e a conseqüente redução dos subsídios relativos a cada uma delas.

Art. 73. Até que se esgote o período de transição estabelecido no art. 69, os preços dos derivados básicos praticados pela PETROBRÁS poderão considerar os encargos resultantes de subsídios incidentes sobre as atividades por ela desenvolvidas.

Parágrafo único. À exceção das condições e do prazo estabelecidos no artigo anterior, qualquer subsídio incidente sobre os preços dos derivados básicos, transcorrido o período previsto no art. 69, deverá ser proposto pelo CNPE e submetido à aprovação do Congresso Nacional, nos termos do inciso II do art. 2º.

Art. 74. A Secretaria do Tesouro Nacional procederá ao levantamento completo de todos os créditos e débitos recíprocos da União e da PETROBRÁS, abrangendo as diversas contas de obrigações recíprocas e subsídios, inclusive os relativos à denominada Conta Petróleo, Derivados e Álcool, instituída pela Lei nº 4.452, de 5 de novembro de 1964, e legislação complementar, ressarcindo-se o Tesouro dos dividendos mínimos legais que tiverem sido pagos a menos desde a promulgação da Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976.

Parágrafo único. Até que se esgote o período de transição, o saldo credor desse encontro de contas deverá ser liquidado pela parte devedora, ficando facultado à União, caso seja a devedora, liquidá-lo em títulos do Tesouro Nacional.

SEÇÃO II

Das Disposições Finais

Art. 75. Na composição da primeira Diretoria da ANP, visando implementar a transição para o sistema de mandatos não coincidentes, o Diretor-Geral e dois Diretores serão nomeados pelo Presidente da República, por indicação do Ministro de

Estado de Minas e Energia, respectivamente com mandatos de três, dois e um ano, e dois Diretores serão nomeados conforme o disposto nos §§ 2º e 3º do art. 11.

Art. 76. A ANP poderá contratar especialistas para a execução de trabalhos nas áreas técnica, econômica e jurídica, por projetos ou prazos limitados, com dispensa de licitação nos casos previstos na legislação aplicável.

Parágrafo único. Fica a ANP autorizada a efetuar a contratação temporária, por prazo não excedente a trinta e seis meses, nos termos do art. 37 da Constituição Federal, do pessoal técnico imprescindível à implantação de suas atividades.

Art. 77. O Poder Executivo promoverá a instalação do CNPE e implantará a ANP, mediante a aprovação de sua estrutura regimental, em até cento e vinte dias, contados a partir da data de publicação desta Lei.

§ 1º A estrutura regimental da ANP incluirá os cargos em comissão e funções gratificadas existentes no DNC.

§ 2º (VETADO)

§ 3º Enquanto não implantada a ANP, as competências a ela atribuídas por esta Lei serão exercidas pelo Ministro de Estado de Minas e Energia.

Art. 78. Implantada a ANP, ficará extinto o DNC.

Parágrafo único. Serão transferidos para a ANP o acervo técnico-patrimonial, as obrigações, os direitos e as receitas do DNC.

Art. 79. Fica o Poder Executivo autorizado a remanejar, transferir ou utilizar os saldos orçamentários do Ministério de Minas e Energia, para atender às despesas de estruturação e manutenção da ANP, utilizando como recursos as dotações orçamentárias destinadas às atividades finalísticas e administrativas, observados os mesmos subprojetos, subatividades e grupos de despesa previstos na Lei Orçamentária em vigor.

Art. 80. As disposições desta Lei não afetam direitos anteriores de terceiros, adquiridos mediante contratos celebrados com a PETROBRÁS, em conformidade com as leis em vigor, e não invalidam os atos praticados pela PETROBRÁS e suas subsidiárias, de acordo com seus estatutos, os quais serão ajustados, no que couber, a esta Lei.

Art. 81. Não se incluem nas regras desta Lei os equipamentos e instalações destinados a execução de serviços locais de distribuição de gás canalizado, a que se refere o § 2º do art. 25 da Constituição Federal.

Art. 82. Esta Lei entra em vigor na data de sua publicação.

Art. 83. Revogam-se as disposições em contrário, inclusive a Lei nº 2.004, de 3 de outubro de 1953.

Brasília, 6 de agosto de 1997; 176º da Independência e 109º da República.

2.1 DECRETO Nº 2.705, DE 3 DE AGOSTO DE 1998

Define critérios para cálculo e cobrança das participações governamentais de que trata a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, aplicáveis às atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural, e dá outras providências.

O PRESIDENTE DA REPÚBLICA, no uso das atribuições que lhe conferem os incisos IV e VI do art. 84, da Constituição, e tendo em vista o disposto na Seção VI, Capítulo V, da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997,

DECRETA:

CAPÍTULO I

DAS DISPOSIÇÕES PRELIMINARES

Art 1º As atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural, exercidas mediante contratos de concessão celebrados nos termos da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, estão sujeitas ao pagamento das seguintes participações governamentais:

I - bônus de assinatura;

II - royalties ;

III - participação especial;

IV - pagamento pela ocupação ou retenção de área.

Art 2º A apuração, o pagamento e as sanções pelo inadimplemento ou mora relativos às participações governamentais, devidas pelos concessionários das atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural obedecerão ao disposto neste Decreto.

Parágrafo único. A Agência Nacional do Petróleo - ANP definirá, nos respectivos contratos, as penalidades a que estarão sujeitos, na forma da legislação vigente, os concessionários, em caso de inadimplemento ou mora no pagamento das participações governamentais.

CAPÍTULO II

DAS DEFINIÇÕES TÉCNICAS

Art 3º Sem prejuízo do disposto na Seção II do Capítulo III da Lei nº 9.478, de 1997, ficam estabelecidas as seguintes definições técnicas, para efeito da aplicação deste Decreto:

I - Condição Padrão de Medição: condição em que a pressão absoluta é de 0,101325 MPa (cento e um mil trezentos e vinte e cinco milionésimos de megapascal) e a temperatura é de 20°C (vinte graus centígrados);

II - Data de Início da Produção: a data em que ocorrer a primeira medição, em cada campo, de volumes de petróleo ou gás natural em um dos respectivos pontos de medição da produção, e a partir da qual o concessionário assumirá a propriedade do volume de produção fiscalizada, sujeitando-se ao pagamento dos tributos incidentes e das participações legais e contratuais correspondentes;

III - Participações Governamentais: pagamentos a serem realizados pelos concessionários de atividades de exploração e produção de petróleo e de gás natural, nos termos dos arts. 45 a 51 da Lei nº 9.478, de 1997, e deste Decreto;

IV - Pontos de Medição da Produção: pontos a serem obrigatoriamente definidos no plano de desenvolvimento de cada campo, propostos pelo concessionário e

aprovados pela ANP, nos termos do contrato de concessão, onde será realizada a medição volumétrica do petróleo ou do gás natural produzido nesse campo, expressa nas unidades métricas de volume adotadas pela ANP e referida à condição padrão de medição, e onde o concessionário assumirá a propriedade do respectivo volume de produção fiscalizada, sujeitando-se ao pagamento dos tributos incidentes e das participações legais e contratuais correspondentes;

V - Preço de Referência: preço por unidade de volume, expresso em moeda nacional, para o petróleo, o gás natural ou o condensado produzido em cada campo, a ser determinado pela ANP, de acordo com o disposto nos arts. 8º e 9º deste Decreto;

VI - Produção: conjunto de operações coordenadas de extração de petróleo ou gás natural de uma jazida e de preparo de sua movimentação, nos termos definidos no inciso XVI do art. 6º da Lei nº 9.478, de 1997, ou, ainda, volume de petróleo ou gás natural extraído durante a produção, conforme se depreenda do texto, em cada caso;

VII - Receita Bruta da Produção: relativamente a cada campo de uma dada área de concessão, o valor comercial total do volume de produção fiscalizada, apurado com base nos preços de referência do petróleo e do gás natural produzidos;

VIII - Receita Líquida da Produção: relativamente a cada campo de uma dada área de concessão, a receita bruta da produção deduzidos os montantes correspondentes ao pagamento de royalties, investimentos na exploração, custos operacionais, depreciações e tributos diretamente relacionados às operações do campo, que tenham sido efetivamente desembolsados, na vigência do contrato de concessão, até o momento da sua apuração, e que sejam determinados segundo regras emanadas da ANP;

IX - Volume de Petróleo Equivalente: o volume de petróleo, expresso em metros cúbicos, que, na condição padrão de medição, contém a mesma quantidade de energia que um dado volume de petróleo e gás natural, quantidade de energia esta calculada com base nos poderes caloríficos superiores do petróleo e do gás natural, sendo que, para campos onde ocorra somente a produção de gás natural, deverá ser adotado o valor de quarenta mil megajoule por metro cúbico para o poder calorífico superior do petróleo, na determinação do respectivo volume de petróleo equivalente;

X - Volume de Produção Fiscalizada: soma das quantidades de petróleo ou de gás natural, relativas a cada campo, expressas nas unidades métricas de volume adotadas pela ANP, que tenham sido efetivamente medidas nos respectivos pontos de medição da produção, sujeitas às correções técnicas de que trata o art. 5º deste Decreto;

XI - Volume Total da Produção: soma de todas e quaisquer quantidades de petróleo ou de gás natural, extraídas em cada mês de cada campo, expressas nas unidades métricas de volume adotadas pela ANP, incluídas as quantidades de petróleo ou gás natural perdidas sob a responsabilidade do concessionário; as quantidades de petróleo ou gás natural utilizadas na execução das operações no próprio campo e as quantidades de gás natural queimadas em flares em prejuízo de sua comercialização, e excluídas apenas as quantidades de gás natural reinjetadas na jazida e as quantidades de gás natural queimadas em flares, por razões de segurança ou de comprovada necessidade operacional, desde que esta queima seja de quantidades razoáveis e compatíveis com as práticas usuais da indústria do petróleo e que seja previamente aprovada pela ANP, ou posteriormente perante ela justificada pelo concessionário, por escrito e até quarenta e oito horas após a sua ocorrência.

CAPÍTULO III DA MEDIÇÃO DOS VOLUMES DE PRODUÇÃO

Art 4º A partir da data de início da produção de cada campo, o volume e a qualidade do petróleo e gás natural produzidos serão determinados periódica e regularmente nos pontos de medição da produção, por conta e risco do concessionário, com a utilização dos métodos, equipamentos e instrumentos de medição previstos no respectivo plano de desenvolvimento, e observadas as regras específicas emanadas da ANP, no que se refere:

I - à periodicidade da medição;

II - aos procedimentos a serem utilizados para a medição dos volumes produzidos;

III - à frequência das aferições, testes e calibragem dos equipamentos utilizados;

IV - às providências a serem adotadas em decorrência de correções nas medições e respectivos registros, para determinação da exata quantidade de Petróleo e Gás Natural efetivamente recebida pelo concessionário, não obstante quaisquer documentos já emitidos sobre o assunto, inclusive os boletins de medição e os boletins mensais de produção de que tratam os arts. 5º e 6º deste Decreto.

Art 5º A partir da data de início da produção de cada campo, o concessionário manterá sempre, de forma completa e acurada, boletins de medição do petróleo e gás natural produzidos nesse campo, contendo as vazões praticadas e a produção acumulada.

Art 6º Até o dia quinze de cada mês, a partir do mês seguinte àquele em que ocorrer a data de início da produção de cada campo, o concessionário entregará à ANP um boletim mensal de produção para esse campo, especificando os volumes de petróleo e de gás natural efetivamente produzidos e recebidos durante o mês anterior, as quantidades consumidas nas operações ao longo do mesmo período e ainda a produção acumulada desse campo, até o momento.

Parágrafo único. Os boletins referidos neste artigo serão elaborados com base nos boletins de medição e estarão sujeitos às correções de que trata o inciso IV do art. 4º deste Decreto.

CAPÍTULO IV DOS PREÇOS DE REFERÊNCIA

Art 7º O preço de referência a ser aplicado a cada mês ao petróleo produzido em cada campo durante o referido mês, em reais por metro cúbico, na condição padrão de medição, será igual à média ponderada dos seus preços de venda praticados pelo concessionário, em condições normais de mercado, ou ao seu preço mínimo estabelecido pela ANP, aplicando-se o que for maior.

§ 1º Os preços de venda de que trata este artigo serão livres dos tributos incidentes sobre a venda e, no caso de petróleo embarcado, livres a bordo.

§ 2º Até o dia quinze de cada mês, a partir do mês seguinte àquele em que ocorrer a data de início da produção de petróleo de cada campo, o concessionário informará à ANP as quantidades vendidas, os preços de venda do petróleo produzido no campo no mês anterior e o valor da média ponderada referida neste artigo.

§ 3º O concessionário apresentará, sempre que exigida pela ANP, a documentação de suporte para a comprovação das quantidades vendidas e dos preços de venda do petróleo.

§ 4º Os preços de venda do petróleo, quando expressos em moeda estrangeira, serão convertidos para a moeda nacional pelo valor médio mensal das taxas de câmbio oficiais diárias para a compra da moeda estrangeira, fixadas pelo Banco Central do Brasil para o mês em que ocorreu a venda.

§ 5º O preço mínimo do petróleo extraído de cada campo será fixado pela ANP com base no valor médio mensal de uma cesta-padrão composta de até quatro tipos de petróleo similares cotados no mercado internacional, nos termos deste artigo.

§ 6º Com uma antecedência mínima de vinte dias da data de início da produção de cada campo e com base nos resultados de análises físico-químicas do petróleo a ser produzido, realizadas segundo normas aceitas internacionalmente e por sua conta e risco, o concessionário indicará até quatro tipos de petróleo cotados no mercado internacional com características físico-químicas similares e competitividade equivalente às daquele a ser produzido, bem como fornecerá à ANP as informações técnicas que sirvam para determinar o tipo e a qualidade do mesmo, inclusive através do preenchimento de formulário específico fornecido pela Agência.

§ 7º Dentro de dez dias, contados da data do recebimento das informações referidas no parágrafo anterior, a ANP aprovará os tipos de petróleo indicados pelo concessionário para compor a cesta-padrão ou proporá a sua substituição por outros que julgue mais representativos do valor de mercado do petróleo a ser produzido.

§ 8º Sempre que julgar necessário, a ANP poderá requerer nova análise das características físico-químicas do petróleo produzido, a ser realizada por conta e risco do concessionário, bem como o fornecimento das informações técnicas de que trata o § 6º deste artigo.

§ 9º A ANP emitirá, a cada mês, uma consolidação do preço mínimo do petróleo extraído de cada campo no mês anterior, incorporando as atualizações relativas às variações dos preços internacionais dos tipos de petróleo que compõem a cesta-padrão respectiva, ocorridas no mês anterior, e eventuais revisões na composição da cesta-padrão, resultantes da inadequação dos tipos de petróleo originalmente selecionados.

§ 10. Os preços internacionais dos tipos de petróleo que compuserem a cesta-padrão serão convertidos para a moeda nacional pelo valor médio mensal das taxas de câmbio oficiais diárias para a compra de moeda estrangeira, fixadas pelo Banco Central do Brasil para o mês anterior à emissão da consolidação do preço mínimo.

§ 11. Caso o concessionário não apresente as informações referidas nos §§ 2º e 6º deste artigo, a ANP fixará o preço de referência do petróleo, segundo seus próprios critérios.

Art 8º O preço de referência a ser aplicado a cada mês ao gás natural produzido durante o referido mês, em cada campo de uma área de concessão, em reais por mil metros cúbicos, na condição padrão de medição, será igual à média ponderada dos preços de venda do gás natural, livres dos tributos incidentes sobre a venda, acordados nos contratos de fornecimento celebrados entre o concessionário e os compradores do gás natural produzido na área da concessão, deduzidas as tarifas relativas ao transporte do gás natural até os pontos de entrega aos compradores.

§ 1º Até o dia quinze de cada mês, a partir do mês seguinte àquele em que ocorrer a primeira data de início da produção de gás natural na área de concessão, o concessionário informará à ANP as quantidades vendidas, os preços de venda, as

tarifas de transporte do gás natural produzido e o valor calculado do preço de referência do gás natural.

§ 2º As tarifas de transporte do gás natural, referidas neste artigo, assim como os cálculos utilizados para a sua fixação, serão informados à ANP pelos concessionários produtores de gás natural e incluídos expressamente em cada contrato de venda.

§ 3º Os preços de venda do gás natural ou as tarifas de transporte, de que trata este artigo, quando expressos em moeda estrangeira, serão convertidos à moeda nacional pelo valor médio mensal das taxas de câmbio oficiais diárias para a compra da moeda estrangeira, fixadas pelo Banco Central do Brasil para o mês em que ocorreu a venda.

§ 4º Na inexistência de contratos de venda do gás natural produzido na área de concessão, na ausência da apresentação, pelo concessionário, de todas as informações requeridas pela ANP para a fixação do preço de referência do gás natural, ou quando os preços de venda ou as tarifas de transporte informados não refletirem as condições normais do mercado nacional, a ANP fixará o preço de referência para o gás natural segundo seus próprios critérios.

CAPÍTULO V

DO BÔNUS DE ASSINATURA

Art 9º O bônus de assinatura, previsto no inciso I do art. 45 da Lei nº 9.478, de 1997, corresponderá ao montante ofertado pelo licitante vencedor na proposta para obtenção da concessão de petróleo ou gás natural, não podendo ser inferior ao valor mínimo fixado pela ANP no edital da licitação.

Parágrafo único. O licitante vencedor pagará, no ato da assinatura do respectivo contrato de concessão, o valor integral do bônus de assinatura, em parcela única.

Art 10. Parcela dos recursos provenientes do bônus de assinatura será destinada à ANP, observado o disposto no inciso II do art. 15 da Lei nº 9.478, de 1997.

CAPÍTULO VI

DOS ROYALTIES

Art 11. Os royalties previstos no inciso II do art. 45 da Lei nº 9.478, de 1997, constituem compensação financeira devida pelos concessionários de exploração e produção de petróleo ou gás natural, e serão pagos mensalmente, com relação a cada campo, a partir do mês em que ocorrer a respectiva data de início da produção, vedada quaisquer deduções.

Art 12. O valor dos royalties, devidos a cada mês em relação a cada campo, será determinado multiplicando-se o equivalente a dez por cento do volume total da produção de petróleo e gás natural do campo durante esse mês pelos seus respectivos preços de referência, definidos na forma do Capítulo IV deste Decreto.

§ 1º A ANP poderá, no edital de licitação para um determinado bloco, prever a redução do percentual de dez por cento definido neste artigo até um mínimo de cinco por cento do volume total da produção, tendo em vista os riscos geológicos, as expectativas de produção e outros fatores pertinentes a esse bloco.

§ 2º Constará, obrigatoriamente, do contrato de concessão o percentual do volume total da produção a ser adotado, nos termos deste artigo, para o cálculo dos royalties devidos com relação aos campos por ele cobertos.

Art 13. No caso de campos que se estendam por duas ou mais áreas de concessão, onde atuem concessionários distintos, o acordo celebrado entre os concessionários para a individualização da produção, de que trata o art. 27 da Lei nº

9.478, de 1997, definirá a participação de cada um com respeito ao pagamento dos royalties .

Art 14. A parcela do valor dos royalties previstos no contrato de concessão, correspondentes ao montante mínimo de cinco por cento da produção, será distribuída na forma estabelecida na Lei nº 7.990, de 28 de dezembro de 1989.

Art 15. A parcela do valor dos royalties previstos no contrato de concessão, que exceder ao montante mínimo de cinco por cento da produção, será distribuída na forma do disposto no art. 49 da Lei nº 9.478, de 1997.

§ 1º A parcela do valor dos royalties , referida neste artigo, será distribuída aos Estados e aos Municípios produtores confrontantes com a plataforma continental onde se realizar a produção, segundo os percentuais fixados, respectivamente, nas alíneas a e b do inciso II do art. 49 da Lei nº 9.478, de 1997.

§ 2º Para efeito deste Decreto, consideram-se confrontantes com a plataforma continental onde se realizar a produção os Estados e Municípios contíguos à área marítima delimitada pelas linhas de projeção dos respectivos limites territoriais, até a linha de limite da plataforma continental, onde estiver situado o campo produtor de petróleo ou gás natural.

§ 3º Para fins de definição das linhas de projeção dos limites territoriais dos Estados e Municípios, até a linha de limite da plataforma continental, serão adotados os critérios fixados nos arts. 1º a 5º do Decreto nº 93.189, de 29 de agosto de 1986.

Art 16. O percentual do valor da parcela dos royalties fixado na alínea a do inciso II do art. 49 da Lei nº 9.478, de 1997, a ser distribuído a um Estado produtor confrontante, incidirá sobre a parcela dos royalties que exceder a cinco por cento da produção de cada campo situado entre as linhas de projeção dos limites territoriais do Estado até a linha de limite da plataforma continental.

Parágrafo único. No caso de dois ou mais Estados serem confrontantes com um mesmo campo, a cada Estado será associada parte da parcela do valor dos royalties que exceder a cinco por cento da produção do campo, a qual será calculada proporcionalmente à área do campo contida entre as linhas de projeção dos limites territoriais do Estado, sendo o percentual referido neste artigo aplicado somente sobre tal parte.

Art 17. O percentual do valor da parcela dos royalties fixado na alínea b do inciso II do art. 49 da Lei nº 9.478, de 1997, a ser distribuído a um Município produtor confrontante, incidirá sobre a parcela do valor dos royalties que exceder a cinco por cento da produção de cada campo situado entre as linhas de projeção dos limites territoriais do Município até a linha de limite da plataforma continental.

§ 1º O percentual a que se refere este artigo será aplicado somente sobre a parte da parcela dos royalties que exceder a cinco por cento da produção do campo associada à unidade da Federação de que o Município faz parte.

§ 2º No caso de dois ou mais Municípios pertencentes a uma mesma unidade da Federação serem confrontantes com um mesmo campo, o percentual referido neste artigo será aplicado apenas uma vez sobre a parte da parcela do valor dos royalties que exceder a cinco por cento da produção do campo associada à unidade da Federação, sendo o valor assim apurado rateado entre os Municípios segundo o critério definido no parágrafo seguinte.

§ 3º O valor do rateio devido a cada Município será obtido multiplicando-se o resultado apurado conforme o parágrafo anterior pelo quociente formado entre a área

do campo contida entre as linhas de projeção dos seus limites territoriais e a soma das áreas do campo contidas entre as linhas de projeção dos limites territoriais de todos os Municípios confrontantes ao mesmo campo, pertencentes à unidade da Federação.

Art 18. O valor dos royalties será apurado mensalmente por cada concessionário, com relação a cada campo, a partir do mês em que ocorrer a data de início da produção do campo, e pago, em moeda nacional, até o último dia útil do mês subsequente, cabendo ao concessionário encaminhar à ANP um demonstrativo da sua apuração, em formato padronizado pela ANP, acompanhado de documento comprobatório do pagamento, até o quinto dia útil após a data da sua efetivação.

Art 19. A seu critério, sempre que julgar necessário, a ANP poderá requisitar do concessionário documentos que comprovem a veracidade das informações prestadas no demonstrativo apuração.

Art 20. Os recursos provenientes dos royalties serão distribuídos pela Secretaria do Tesouro Nacional - STN, do Ministério da Fazenda, nos termos da Lei nº 9.478, de 1997, e deste Decreto, com base nos cálculos dos valores devidos a cada beneficiário, fornecidos pela ANP.

CAPÍTULO VII

DA PARTICIPAÇÃO ESPECIAL

Art 21. A participação especial prevista no inciso III do art. 45 da Lei nº 9.478, de 1997, constitui compensação financeira extraordinária devida pelos concessionários de exploração e produção de petróleo ou gás natural, nos casos de grande volume de produção ou de grande rentabilidade, conforme os critérios definidos neste Decreto, e será paga, com relação a cada campo de uma dada área de concessão, a partir do trimestre em que ocorrer a data de início da respectiva produção.

Art 22. Para efeito de apuração da participação especial sobre a produção de petróleo e de gás natural serão aplicadas alíquotas progressivas sobre a receita líquida da produção trimestral de cada campo, consideradas as deduções previstas no § 1º do art. 50 da Lei nº 9.478, de 1997, de acordo com a localização da lavra, o número de anos de produção, e o respectivo volume de produção trimestral fiscalizada.

§ 1º No primeiro ano de produção de cada campo, a partir da data de início da produção, a participação especial será apurada segundo as seguintes tabelas:

I - Quando a lavra ocorrer em áreas de concessão situadas em terra, lagos, rios, ilhas fluviais ou lacustres.

Volume de Produção Trimestral Fiscalizada (em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente)	Parcela a deduzir da Receita Líquida Trimestral (em reais)	Alíquota (em %)
Até 450	-	isento
Acima de 450 até 900	$450 \times RLP \div VPF$	10
Acima de 900 até 1.350	$675 \times RLP \div VPF$	20
Acima de 1.350 até 1.800	$900 \times RLP \div VPF$	30

Acima de 1.800 até 2.250	$360 \div 0,35 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	35
Acima de 2.250	$1.181,25 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	40

onde:

RLP - é a receita líquida da produção trimestral de cada campo, em reais;

VPF - é o volume de produção trimestral fiscalizada de cada campo, em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente.

II - Quando a lavra ocorrer em áreas de concessão situadas na plataforma continental em profundidade batimétrica até quatrocentos metros.

Volume de Produção Trimestral Fiscalizada (em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente)	Parcela a deduzir da Receita Líquida Trimestral (em reais)	Alíquota (em %)
Até 900	-	isento
Acima de 900 até 1.350	$900 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	10
Acima de 1.350 até 1.800	$1.125 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	20
Acima de 1.800 até 2.250	$1.350 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	30
Acima de 2.250 até 2.700	$517,5 \div 0,35 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	35
Acima de 2.700	$1.631,25 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	40

III - Quando a lavra ocorrer em áreas de concessão situadas na plataforma continental em profundidade batimétrica acima de quatrocentos metros.

Volume de Produção Trimestral Fiscalizada (em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente)	Parcela a deduzir da Receita Líquida Trimestral (em reais)	Alíquota (em %)
Até 1.350	-	isento
Acima de 1.350 até 1.800	$1.350 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	10
Acima de 1.800 até 2.250	$1.575 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	20
Acima de 2.250 até 2.700	$1.800 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	30
Acima de 2.700 até 3.150	$675 \div 0,35 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	35
Acima de 3.150	$2.081,25 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	40

§ 2º No segundo ano de produção de cada campo, a partir da data de início da produção, a participação especial será apurada segundo as seguintes tabelas:

I - Quando a lavra ocorrer em áreas de concessão situadas em terra, lagos, rios, ilhas fluviais ou lacrustes.

Volume de Produção Trimestral Fiscalizada (em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente)_	Parcela a deduzir da Receita Líquida Trimestral (em reais)_	Alíquota (em %)_
Até 350_	-	isento
Acima de 350 até 800_	$350 \times RLP \div VPF$ _	10
Acima de 800 até 1.250_	$575 \times RLP \div VPF$ _	20
Acima de 1.250 até 1.700_	$800 \times RLP \div VPF$ _	30
Acima de 1.700 até 2.150_	$325 \div 0,35 \times RLP \div VPF$	35
Acima de 2.150_	$1.081,25 \times RLP \div VPF$	40

II - Quando a lavra ocorrer em áreas de concessão situadas na plataforma continental em profundidade batimétrica até quatrocentos metros.

Volume de Produção Trimestral Fiscalizada (em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente)_	Parcela a deduzir da Receita Líquida Trimestral (em reais)_	Alíquota (em %)_
Até 750_	-	isento
Acima de 750 até 1.200_	$750 \times RLP \div VPF$ _	10
Acima de 1.200 até 1.650_	$975 \times RLP \div VPF$ _	20
Acima de 1.650 até 2.100_	$1.200 \times RLP \div VPF$	30
Acima de 2.100 até 2.550_	$465 \div 0,35 \times RLP \div VPF$	35
Acima de 2.550_	$1.481,25 \times RLP \div VPF$	40

III - Quando a lavra ocorrer em áreas de concessão situadas na plataforma continental em profundidade batimétrica acima de quatrocentos metros.

Volume de Produção Trimestral Fiscalizada (em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente)_	Parcela a deduzir da Receita Líquida Trimestral (em reais)_	Alíquota (em %)_
Até 1.050_	-	isento
Acima de 1.050 até 1.500_	$1.050 \times RLP \div VPF$	10

Acima de 1.500 até 1.950	$1.275 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	20
Acima de 1.950 até 2.400	$1.500 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	30
Acima de 2.400 até 2.850	$570 \div 0,35 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	35
Acima de até 2.850	$1.781,25 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	40

§ 3º No terceiro ano de produção de cada campo, a partir da data de início da produção, a participação especial será apurada segundo as seguintes tabelas:

I - Quando a lavra ocorrer em áreas de concessão situadas em terra, lagos, rios, ilhas fluviais ou lacustres.

Volume de Produção Trimestral Fiscalizada (em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente)	Parcela a deduzir da Receita Líquida Trimestral (em reais)	Alíquota (em %)
Até 250	-	isento
Acima de 250 até 700	$250 \times \text{RIP} \div \text{VPF}$	10
Acima de 700 até 1.150	$475 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	20
Acima de 1.150 até 1.600	$700 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	30
Acima de 1.600 até 2.050	$290 \div 0,35 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	35
Acima de 2.050	$981,25 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	40

II - Quando a lavra ocorrer em áreas de concessão situadas na plataforma continental em profundidade batimétrica até quatrocentos metros.

Volume de Produção Trimestral Fiscalizada (em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente)	Parcela a deduzir da Receita Líquida Trimestral (em reais)	Alíquota (em %)
Até 500	-	isento
Acima de 500 até 950	$500 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	10
Acima de 950 até 1.400	$775 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	20
Acima de 1.400 até 1.850	$950 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	30
Acima de 1.850 até 2.300	$377,5 \div 0,35 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	35
Acima de 2.300	$1.231,25 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	40

III - Quando a lavra ocorrer em áreas de concessão situadas na plataforma continental em profundidade batimétrica acima de quatrocentos metros.

Volume de Produção Trimestral Fiscalizada (em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente)_	Parcela a deduzir da Receita Líquida Trimestral (em reais)_	Alíquota (em %)_
Até 750_	-	isento
Acima de 750 até 1.200_	$750 \times RLP \div VPF$ _	10
Acima de 1.200 até 1.650_	$975 \times RLP \div VPF$ _	20
Acima de 1.650 até 2.100_	$1.200 \times RLP \div VPF$	30
Acima de 2.100 até 2.550_	$465 \div 0,35 \times RLP \div VPF$	35
Acima de 2.550_	$1.481,25 \times RLP \div VPF$	40

§ 4º Após o terceiro ano de produção de cada campo, a partir da data de início da produção, a participação especial será apurada segundo as seguintes tabelas:

I - Quando a lavra ocorrer em áreas de concessão situadas em terra, lagos, rios, ilhas fluviais ou lacustres.

Volume de Produção Trimestral Fiscalizada (em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente)_	Parcela a deduzir da Receita Líquida Trimestral (em reais)_	Alíquota (em %)_
Até 150_	-	isento
Acima de 150 até 600_	$150 \times RLP \div VPF$ _	10
Acima de 600 até 1.050_	$375 \times RLP \div VPF$ _	20
Acima de 1.050 até 1.500_	$600 \times RLP \div VPF$ _	30
Acima de 1.500 até 1.950_	$255 \div 0,35 \times RLP \div VPF$	35
Acima de 1.950_	$881,25 \times RLP \div VPF$	40

II - Quando a lavra ocorrer em áreas de concessão situadas na plataforma continental em profundidade batimétrica até quatrocentos metros.

Volume de Produção Trimestral Fiscalizada (em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente)_	Parcela a deduzir da Receita Líquida Trimestral (em reais)_	Alíquota (em %)_
Até 300_	-	isento

Acima de 300 até 750	$300 \times RLP \div VPF$	10
Acima de 750 até 1.200	$525 \times RLP \div VPF$	20
Acima de 1.200 até 1.650	$750 \times RLP \div VPF$	30
Acima de 1.650 até 2.100	$307,5 \div 0,35 \times RLP \div VPF$	35
Acima de 2.100	$1.031,25 \times RLP \div VPF$	40

III - Quando a lavra ocorrer em áreas de concessão situadas na plataforma continental em profundidade batimétrica acima de quatrocentos metros.

Volume de Produção Trimestral Fiscalizada (em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente)	Parcela a deduzir da Receita Líquida Trimestral (em reais)	Alíquota (em %)
Até 450	-	isento
Acima de 450 até 900	$450 \times RLP \div VPF$	10
Acima de 900 até 1.350	$675 \times RLP \div VPF$	20
Acima de 1.350 até 1.800	$900 \times RLP \div VPF$	30
Acima de 1.800 até 2.250	$360 \div 0,35 \times RLP \div VPF$	35
Acima 2.250	$1.181,25 \times RLP \div VPF$	40

§ 5º A ANP classificará as áreas de concessão objeto de licitação segundo os critérios de profundidade batimétrica definidos neste artigo.

§ 6º A receita líquida da produção trimestral de um dado campo, quando negativa, poderá ser compensada no cálculo da participação especial devida do mesmo campo nos trimestres subsequentes.

Art 23. No caso de campos que se estendam por duas ou mais áreas de concessão, a apuração da participação especial tomará como base a receita líquida da produção e o volume de produção fiscalizada integrais dos referidos campos.

Parágrafo único. No caso de campos que se estendam por duas ou mais áreas de concessão, onde atuem concessionários distintos, o acordo celebrado entre os concessionários para a individualização da produção, de que trata o art. 27 da Lei nº 9.478, de 1997, definirá a participação de cada um com respeito ao pagamento da participação especial.

Art 24. Os recursos provenientes da participação especial serão distribuídos segundo os percentuais estabelecidos no art. 50 da Lei nº 9.478, de 1997.

§ 1º O percentual da participação especial a ser distribuído a um Estado confrontante com a plataforma continental onde ocorrer a produção, fixado no inciso III, in fine, do § 2º do referido artigo, será aplicado sobre o montante total pago a título

de participação especial pelos campos situados entre as linhas de projeção dos limites territoriais de Estado até a linha de limite da plataforma continental.

§ 2º No caso de dois ou mais Estados produtores serem confrontantes com um mesmo campo, a cada Estado será associada parte do valor da participação especial, parte esta calculada proporcionalmente à área do campo contida entre as linhas de projeção dos limites territoriais do Estado, sendo o percentual referido no parágrafo anterior aplicado somente sobre tal parte.

§ 3º O percentual da participação especial a ser distribuído a um Município confrontante com a plataforma continental onde ocorrer a produção, nos termos do inciso IV, in fine, do § 2º do art. 50 da Lei nº 9.478, de 1997, incidirá sobre o valor pago a título de participação especial por cada campo situado entre as linhas de projeção dos limites territoriais do Município até a linha de limite da plataforma continental.

§ 4º O percentual a que se refere o parágrafo anterior será aplicado somente sobre a parte do valor da participação especial relativa ao campo associada à unidade da Federação da qual o Município faz parte.

§ 5º No caso de dois ou mais Municípios produtores pertencentes a uma mesma unidade da Federação serem confrontantes com um mesmo campo, o percentual referido no § 3º será aplicado apenas uma vez sobre a parte da participação especial relativa ao campo associada à unidade da Federação, sendo o valor assim apurado rateado entre os Municípios segundo o critério definido no parágrafo seguinte.

§ 6º O valor do rateio devido a cada Município será obtido multiplicando-se o resultado apurado conforme o parágrafo anterior pelo quociente formado entre a área do campo contida entre as linhas de projeção dos seus limites territoriais e a soma das áreas do campo contidas entre as linhas de projeção dos limites territoriais de todos os Municípios confrontantes ao mesmo campo, pertencentes à unidade da Federação.

Art 25. O valor da participação especial será apurado trimestralmente por cada concessionário, e pago até o último dia útil do mês subsequente a cada trimestre do ano civil, cabendo ao concessionário encaminhar à ANP um demonstrativo da apuração, em formato padronizado pela ANP, acompanhado de documento comprobatório do pagamento, até o quinto dia útil após a data de pagamento.

Parágrafo único. Quando a data de início da produção de um dado campo não coincidir com o primeiro dia de um trimestre do ano civil, a participação especial devida neste trimestre será calculada com base no número de dias decorridos entre a data de início de produção do campo e o último dia do trimestre e, para efeito das apurações subsequentes da participação especial, o número de anos de produção do campo, referido nos §§ 1º a 4º do art. 22, passará a ser contado a partir da data de início do próximo trimestre do ano civil.

Art 26. A seu critério, sempre que julgar necessário, a ANP poderá requerer do concessionário documentos que comprovem a veracidade das informações prestadas no demonstrativo da apuração.

Art 27. Os recursos provenientes dos pagamentos da participação especial serão distribuídos pela STN, nos termos da Lei nº 9.478, de 1997, e deste Decreto, com base nos cálculos dos valores devidos a cada beneficiário, fornecidos pela ANP.

CAPÍTULO VIII

DO PAGAMENTO PELA OCUPAÇÃO OU RETENÇÃO DE ÁREAS

Art 28. O edital e o contrato de concessão disporão sobre o valor do pagamento pela ocupação ou retenção de área, a ser apurado a cada ano civil, a partir da data de assinatura do contrato de concessão, e pago em cada dia quinze de janeiro do ano subsequente.

§ 1º O cálculo do valor do pagamento pela ocupação ou retenção de área levará em conta o número de dias de vigência do contrato de concessão no ano civil.

§ 2º Os valores unitários, em reais por quilômetro quadrado ou fração da área de concessão, adotados para fins de cálculo do pagamento pela ocupação ou retenção de área, serão fixados no edital e no contrato de concessão, sendo aplicáveis, sucessivamente, às fases de exploração e de produção, e respectivo desenvolvimento.

§ 3º Para a fixação dos referidos valores unitários, a ANP levará em conta as características geológicas, a localização da Bacia Sedimentar em que o bloco objeto da concessão se situar, assim como outros fatores pertinentes, respeitando-se as seguintes faixas de valores:

I - Fase de Exploração: R\$10,00 (dez reais) a R\$500,00 (quinhentos reais) por quilômetro quadrado ou fração;

II - Prorrogação da Fase de Exploração: duzentos por cento do valor fixado para a fase de Exploração;

III - Período de Desenvolvimento da Fase de Produção: R\$20,00 (vinte reais) a R\$1.000,00 (hum mil reais) por quilômetro quadrado ou fração;

IV - Fase de Produção: R\$100,00 (cem reais) a R\$5.000,00 (cinco mil reais) por quilômetro quadrado ou fração.

§ 4º Os valores unitários referidos no parágrafo anterior serão reajustados anualmente, no dia 1º de janeiro, pelo Índice Geral de Preços - Disponibilidade Interna - IGP - DI, da Fundação Getúlio Vargas.

§ 5º Em 1º de janeiro de 1999, excepcionalmente, o reajuste de que trata o parágrafo anterior será calculado com base no IGP - DI acumulado entre a data de publicação deste Decreto e aquela data.

§ 6º Os valores unitários estabelecidos no contrato de concessão serão reajustados com periodicidade anual, a partir da data da assinatura do contrato, pelo IGP - DI acumulado nos doze meses antecedentes à data de cada reajuste.

§ 7º No caso de extinção do IGP - DI, os reajustes de que tratam os §§ 4º a 6º terão como base o índice que vier a substituí-lo.

§ 8º Nos casos de alteração do valor do pagamento pela ocupação ou retenção de áreas por quilômetro quadrado, em decorrência da passagem da concessão da fase de exploração para a sua prorrogação ou para o período de desenvolvimento da fase de produção, ou ainda da prorrogação da fase de exploração para o período de desenvolvimento, ou deste para a fase de produção, o cálculo do valor do pagamento anual pela ocupação ou retenção de área levará em conta o número de dias de vigência de cada um dos valores aplicáveis.

§ 9º Excepcionalmente, para os contratos assinados durante o presente ano, poderão a ANP e os concessionários, de comum acordo, antecipar um percentual do pagamento pela ocupação ou retenção de área, a ser fixado nos respectivos contratos, para o 15º dia após a data da assinatura, podendo a ANP, para tal fim, conceder redução do valor a ser pago.

§ 10. A redução referida no parágrafo anterior será calculada pela aplicação de uma taxa de desconto mensal equivalente à taxa referencial do Sistema Especial de Liquidação e Custódia - SELIC, para títulos federais, do mês anterior ao da assinatura do contrato.

§ 11. No caso de extinção ou transferência da concessão, o concessionário efetuará o pagamento pela ocupação ou retenção de área no ato de assinatura do respectivo evento.

§ 12. Os recursos provenientes do pagamento pela ocupação ou retenção de área serão utilizados na forma prevista no art. 16 da Lei nº 9.478, de 1997.

CAPÍTULO IX

DO PAGAMENTO DAS PARTICIPAÇÕES GOVERNAMENTAIS

Art. 29. O pagamento das participações governamentais será efetuado pelos concessionários nos prazos estipulados neste Decreto, em moeda corrente ou mediante transferência bancária e as receitas correspondentes serão mantidas na Conta Única do Governo Federal, enquanto não forem destinadas para as respectivas programações.

Art. 30. A extinção do contrato de concessão não desobrigará o concessionário do pagamento das participações governamentais devidas até então, e não suspenderá a aplicação das multas de mora e juros de mora aplicáveis.

CAPÍTULO X

DAS ATIVIDADES EM CURSO

Art. 31. Os contratos de concessão a serem celebrados entre a ANP e o Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRÁS, nos termos do art. 34 da Lei nº 9.478, de 1997, ensejarão o pagamento das participações governamentais aplicáveis segundo os critérios e prazos definidos neste Decreto.

Art. 32. Para os contratos relativos aos blocos onde a PETROBRÁS ainda não tiver realizado descoberta comercial até a data de sua assinatura, considerar-se-ão os critérios de aplicação do pagamento pela ocupação ou retenção de área definidos no inciso I do § 3º do art. 28.

Art. 33. Para os casos de campos em produção, os royalties serão calculados sobre o valor do volume total da produção de petróleo e de gás natural, a partir da assinatura do contrato de concessão.

Art. 34. Para os casos de campos em produção, a participação especial será calculada sobre a receita líquida da produção de petróleo e de gás natural, observado o disposto no art. 22, a partir da assinatura dos contratos de concessão de seus respectivos blocos.

§ 1º Para efeito do cálculo da participação especial relativa a cada campo, o número de anos de produção, referido nos §§ 1º a 4º do art. 22, será contado a partir da data de assinatura do contrato de concessão do respectivo bloco.

§ 2º Quando a data de assinatura do contrato de concessão de um bloco que contenha campos em produção não coincidir com o primeiro dia de um trimestre do ano civil, a participação especial devida, neste trimestre, por cada campo, será calculada com base no número de dias decorridos entre a data de assinatura do contrato de concessão e o último dia do trimestre e, para efeito das apurações subsequentes da participação especial, o número de anos de produção, referido nos §§ 1º a 4º do art. 22, passará a ser contado a partir da data de início do próximo trimestre do ano civil.

CAPÍTULO XI DAS DISPOSIÇÕES FINAIS

Art 35. Os recursos provenientes dos pagamentos dos royalties e da participação especial serão distribuídos pela STN, nos termos da Lei nº 9.478, de 1997, e deste Decreto, com base nos cálculos dos valores devidos a cada beneficiário, fornecidos pela ANP, e, nos casos dos Estados e Municípios, serão creditados em contas específicas de titularidade dos mesmos, junto ao Banco do Brasil S.A.

Art 36. Os Ministérios da Fazenda e de Minas e Energia e a ANP baixarão as normas complementares e as instruções necessárias à efetiva implementação das disposições deste Decreto.

Art 37. Este Decreto entra em vigor na data de sua publicação.
Brasília, 3 de agosto de 1998; 177º da Independência e 110º da República.

2.2 - LEI Nº 10.261, DE 12 DE JULHO DE 2001

Desvincula, parcialmente, no exercício de 2001, a aplicação dos recursos de que tratam os arts. 48, 49 e 50 da Lei no 9.478, de 6 de agosto de 1997, pertencentes à União.

O PRESIDENTE DA REPÚBLICA Faço saber que o Congresso Nacional decreta e eu sanciono a seguinte Lei:

Art. 1º No exercício de 2001, ficam desvinculados de despesas, entidades e fundos, mantidas as vinculações aos respectivos Ministérios, os seguintes percentuais de recursos, pertencentes à União, de que tratam os arts. 48, 49 e 50 da Lei no 9.478, de 6 de agosto de 1997, incluindo-se adicionais e acréscimos legais:

Art. 1º Nos exercícios de 2001 e 2002, ficam desvinculados de despesas, entidades e fundos, mantidas as vinculações aos respectivos Ministérios, os seguintes percentuais dos recursos, pertencentes à União, de que tratam os arts. 48, 49 e 50 da Lei no 9.478, de 6 de agosto de 1997, incluindo-se adicionais e acréscimos legais: (Redação dada pela Medida Provisória nº 2.214, de 31.8.2001)

I – até vinte e cinco por cento de cada uma das parcelas distribuídas na forma dos arts. 48 e 49 da Lei no 9.478, de 6 de agosto de 1997; e

II – até setenta por cento da soma das parcelas distribuídas na forma do art. 50 da Lei no 9.478, de 6 de agosto de 1997.

Parágrafo único. O disposto neste artigo não se aplica aos recursos destinados a Estados e Municípios pela legislação em vigor, nem altera a destinação às Regiões Norte e Nordeste, prevista no § 1º do art. 49 da Lei no 9.478, de 6 de agosto de 1997.

Art. 2º Esta Lei entra em vigor na data de sua publicação.

Brasília, 12 de julho de 2001; 180º da Independência e 113º da República.

2.3 - LEI Nº 10.848, DE 15 DE MARÇO DE 2004

Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as Leis nºs 5.655, de 20 de maio de 1971, 8.631, de 4 de março de 1993, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.991, de 24 de julho de 2000, 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências.

O PRESIDENTE DA REPÚBLICA Faço saber que o Congresso Nacional decreta e eu sanciono a seguinte Lei:

Art. 1º A comercialização de energia elétrica entre concessionários, permissionários e autorizados de serviços e instalações de energia elétrica, bem como destes com seus consumidores, no Sistema Interligado Nacional - SIN, dar-se-á mediante contratação regulada ou livre, nos termos desta Lei e do seu regulamento, o qual, observadas as diretrizes estabelecidas nos parágrafos deste artigo, deverá dispor sobre:

I - condições gerais e processos de contratação regulada;

II - condições de contratação livre;

III - processos de definição de preços e condições de contabilização e liquidação das operações realizadas no mercado de curto prazo;

IV - instituição da convenção de comercialização;

V - regras e procedimentos de comercialização, inclusive as relativas ao intercâmbio internacional de energia elétrica;

VI - mecanismos destinados à aplicação do disposto no art. 3º, inciso X, da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, por descumprimento do previsto neste artigo;

VII - tratamento para os serviços ancilares de energia elétrica e para as restrições de transmissão;

VIII - mecanismo de realocação de energia para mitigação do risco hidrológico;

IX - limites de contratação vinculados a instalações de geração ou à importação de energia elétrica, mediante critérios de garantia de suprimento;

X - critérios gerais de garantia de suprimento de energia elétrica que assegurem o equilíbrio adequado entre confiabilidade de fornecimento e modicidade de tarifas e preços, a serem propostos pelo Conselho Nacional de Política Energética - CNPE; e

XI - mecanismos de proteção aos consumidores.

§ 1º A comercialização de que trata este artigo será realizada nos ambientes de contratação regulada e de contratação livre.

§ 2º Submeter-se-ão à contratação regulada a compra de energia elétrica por concessionárias, permissionárias e autorizadas do serviço público de distribuição de energia elétrica, nos termos do art. 2º desta Lei, e o fornecimento de energia elétrica para o mercado regulado.

§ 3º A contratação livre dar-se-á nos termos do art. 10 da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, mediante operações de compra e venda de energia elétrica envolvendo os agentes concessionários e autorizados de geração, comercializadores e importadores de energia elétrica e os consumidores que atendam às condições previstas nos arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, com a redação dada por esta Lei.

§ 4º Na operação do Sistema Interligado Nacional – SIN, serão considerados:

I - a otimização do uso dos recursos eletroenergéticos para o atendimento aos requisitos da carga, considerando as condições técnicas e econômicas para o despacho das usinas;

II - as necessidades de energia dos agentes;

III - os mecanismos de segurança operativa, podendo incluir curvas de aversão ao risco de déficit de energia;

IV - as restrições de transmissão;

V - o custo do déficit de energia; e

VI - as interligações internacionais.

§ 5º Nos processos de definição de preços e de contabilização e liquidação das operações realizadas no mercado de curto prazo, serão considerados intervalos de tempo e escalas de preços previamente estabelecidos que deverão refletir as variações do valor econômico da energia elétrica, observando inclusive os seguintes fatores:

I - o disposto nos incisos I a VI do § 4º deste artigo;

II - o mecanismo de realocação de energia para mitigação do risco hidrológico; e

III - o tratamento para os serviços ancilares de energia elétrica.

§ 6º A comercialização de que trata este artigo será realizada nos termos da Convenção de Comercialização, a ser instituída pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, que deverá prever:

I - as obrigações e os direitos dos agentes do setor elétrico;

II - as garantias financeiras;

III - as penalidades; e

IV - as regras e procedimentos de comercialização, inclusive os relativos ao intercâmbio internacional de energia elétrica.

§ 7º Com vistas em assegurar o adequado equilíbrio entre confiabilidade de fornecimento e modicidade de tarifas e preços, o Conselho Nacional de Política Energética – CNPE proporá critérios gerais de garantia de suprimento, a serem considerados no cálculo das energias asseguradas e em outros respaldos físicos para a contratação de energia elétrica, incluindo importação.

§ 8º A comercialização de energia elétrica de que trata este artigo será feita com a observância de mecanismos de proteção aos consumidores, incluindo os limites de repasses de custo de aquisição de energia elétrica de que trata o art. 2º desta Lei.

§ 9º As regras de comercialização previstas nesta Lei aplicam-se às concessionárias, permissionárias e autorizadas de geração, de distribuição e de comercialização de energia elétrica, incluindo as empresas sob controle federal, estadual ou municipal.

Art. 2º As concessionárias, as permissionárias e as autorizadas de serviço público de distribuição de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional – SIN deverão garantir o atendimento à totalidade de seu mercado, mediante contratação regulada, por meio de licitação, conforme regulamento, o qual, observadas as diretrizes estabelecidas nos parágrafos deste artigo, disporá sobre:

I - mecanismos de incentivo à contratação que favoreça a modicidade tarifária;

II - garantias;

III - prazos de antecedência de contratação e de sua vigência;

IV - mecanismos para cumprimento do disposto no inciso VI do art. 2º da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, acrescido por esta Lei;

V - condições e limites para repasse do custo de aquisição de energia elétrica para os consumidores finais;

VI - mecanismos para a aplicação do disposto no art. 3º, inciso X, da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, por descumprimento do previsto neste artigo.

§ 1º Na contratação regulada, os riscos hidrológicos serão assumidos conforme as seguintes modalidades contratuais:

I - pelos geradores, nos Contratos de Quantidade de Energia;

II - pelos compradores, com direito de repasse às tarifas dos consumidores finais, nos Contratos de Disponibilidade de Energia.

§ 2º A contratação regulada de que trata o caput deste artigo deverá ser formalizada por meio de contratos bilaterais denominados Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado – CCEAR, celebrados entre cada concessionária ou autorizada de geração e todas as concessionárias, permissionárias e autorizadas do serviço público de distribuição, devendo ser observado o seguinte:

I - as distribuidoras serão obrigadas a oferecer garantias;

II - para a energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração existentes, início de entrega no ano subsequente ao da licitação e prazo de suprimento de no mínimo 3 (três) e no máximo 15 (quinze) anos;

III - para a energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração, início de entrega no 3º (terceiro) ou no 5º (quinto) ano após a licitação e prazo de suprimento de no mínimo 15 (quinze) e no máximo 35 (trinta e cinco) anos.

§ 3º Excetuam-se do disposto no § 2º deste artigo as licitações de compra das distribuidoras para ajustes, em percentuais a serem definidos pelo Poder Concedente, que não poderão ser superiores a 5% (cinco por cento) de suas cargas, cujo prazo máximo de suprimento será de 2 (dois) anos.

§ 4º Com vistas em assegurar a modicidade tarifária, o repasse às tarifas para o consumidor final será função do custo de aquisição de energia elétrica, acrescido de encargos e tributos, e estabelecido com base nos preços e quantidades de energia resultantes das licitações de que trata o § 2º deste artigo, ressalvada a aquisição de energia realizada na forma do § 8º deste artigo.

§ 5º Os processos licitatórios necessários para o atendimento ao disposto neste artigo deverão contemplar, dentre outros, tratamento para:

I - energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração existentes;

II - energia proveniente de novos empreendimentos de geração; e

III - fontes alternativas.

§ 6º Entendem-se como novos empreendimentos de geração aqueles que até o início de processo público licitatório para a expansão e comercialização da oferta de energia elétrica:

I - não sejam detentores de outorga de concessão, permissão ou autorização; ou

II - sejam parte de empreendimento existente que venha a ser objeto de ampliação, restrito ao acréscimo de capacidade.

§ 7º A licitação para a expansão da oferta de energia prevista no inciso II do § 5º deste artigo deverá ser específica para novos empreendimentos ou ampliações, sendo vedada a participação de empreendimentos de geração existentes, ressalvado o disposto no art. 17 desta Lei.

§ 8º No atendimento à obrigação referida no caput deste artigo de contratação da totalidade do mercado dos agentes, deverá ser considerada a energia elétrica:

I - contratada pelas concessionárias, pelas permissionárias e pelas autorizadas de distribuição de energia elétrica até a data de publicação desta Lei; e

II - proveniente de:

a) geração distribuída, observados os limites de contratação e de repasse às tarifas, baseados no valor de referência do mercado regulado e nas respectivas condições técnicas;

b) usinas que produzam energia elétrica a partir de fontes eólicas, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa, enquadradas na primeira etapa do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA; ou

c) Itaipu Binacional.

§ 9º No processo de licitação pública de geração, as instalações de transmissão de uso exclusivo das usinas a serem licitadas devem ser consideradas como parte dos projetos de geração, não podendo os seus custos ser cobertos pela tarifa de transmissão.

§ 10. A energia elétrica proveniente dos empreendimentos referidos no inciso II do § 8º deste artigo não estará sujeita aos procedimentos licitatórios para contratação regulada previstos neste artigo.

§ 11. As licitações para contratação de energia elétrica de que trata este artigo serão reguladas e realizadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, observado o disposto no art. 3º-A da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, com a redação dada por esta Lei, que poderá promovê-las diretamente ou por intermédio da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE.

§ 12. As concessionárias, as permissionárias e as autorizadas de serviço público de distribuição de energia elétrica que tenham mercado próprio inferior a 500 (quinhentos) GWh/ano ficam autorizadas a adquirir energia elétrica do atual agente supridor, com tarifa regulada, ou mediante processo de licitação pública por elas promovido ou na forma prevista neste artigo.

§ 13. Nas licitações definidas no § 3º deste artigo poderão participar os concessionários, permissionários e autorizados de geração e comercialização.

§ 14. A ANEEL deverá garantir publicidade aos dados referentes à contratação de que trata este artigo.

§ 15. No exercício do poder regulamentar das matérias deste art. 2º, será observado o disposto no art. 1º desta Lei.

Art. 3º O Poder Concedente homologará a quantidade de energia elétrica a ser contratada para o atendimento de todas as necessidades do mercado nacional, bem como a relação dos novos empreendimentos de geração que integrarão, a título de referência, o processo licitatório de contratação de energia.

§ 1º Para os fins deste artigo, os concessionários e os autorizados de geração, as concessionárias, as permissionárias e as autorizadas de distribuição, os comercializadores e os consumidores enquadrados nos arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, deverão informar ao Poder Concedente a quantidade de energia necessária para atendimento a seu mercado ou sua carga.

§ 2º No edital de licitação para novos empreendimentos de geração elétrica, poderá constar porcentual mínimo de energia elétrica a ser destinada ao mercado regulado, podendo a energia remanescente ser destinada ao consumo próprio ou à comercialização para contratação livre.

§ 3º Com vistas em garantir a continuidade do fornecimento de energia elétrica, o Poder Concedente poderá definir reserva de capacidade de geração a ser contratada. (Regulamento).

Art. 4º Fica autorizada a criação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, sob autorização do Poder Concedente e regulação e fiscalização pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, com a finalidade de viabilizar a comercialização de energia elétrica de que trata esta Lei.

§ 1º A CCEE será integrada por titulares de concessão, permissão ou autorização, por outros agentes vinculados aos serviços e às instalações de energia elétrica, e pelos consumidores enquadrados nos arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995.

§ 2º A regulamentação deste artigo pelo Poder Concedente deverá abranger, dentre outras matérias, a definição das regras de funcionamento e organização da CCEE, bem como a forma de participação dos agentes do setor elétrico nessa Câmara.

§ 3º O Conselho de Administração da CCEE será integrado, entre outros, por representantes dos agentes setoriais de cada uma das categorias de Geração, Distribuição e Comercialização.

§ 4º Os custos administrativo e operacional da CCEE decorrerão de contribuições de seus membros e emolumentos cobrados sobre as operações realizadas, vedado o repasse em reajuste tarifário.

§ 5º As regras para a resolução das eventuais divergências entre os agentes integrantes da CCEE serão estabelecidas na convenção de comercialização e em seu estatuto social, que deverão tratar do mecanismo e da convenção de arbitragem, nos termos da Lei nº 9.307, de 23 de setembro de 1996.

§ 6º As empresas públicas e as sociedades de economia mista, suas subsidiárias ou controladas, titulares de concessão, permissão e autorização, ficam autorizadas a integrar a CCEE e a aderir ao mecanismo e à convenção de arbitragem previstos no § 5º deste artigo.

§ 7º Consideram-se disponíveis os direitos relativos a créditos e débitos decorrentes das operações realizadas no âmbito da CCEE.

Art. 5º A CCEE sucederá ao Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE, criado na forma da Lei nº 10.433, de 24 de abril de 2002, cabendo-lhes adotar todas as medidas necessárias para dar cumprimento ao disposto nesta Lei.

§ 1º Visando a assegurar a continuidade das operações de contabilização e de liquidação promovidas pelo MAE, a ANEEL regulará e conduzirá o processo de transição necessário à constituição e à efetiva operação da CCEE, a ser concluído no prazo máximo de 90 (noventa) dias a contar da data de publicação da regulamentação desta Lei, nos termos do art. 27 desta Lei, mantidas, durante a transição, as obrigações previstas no art. 1º da Lei nº 10.433, de 24 de abril de 2002.

§ 2º As disposições desta Lei não afetam os direitos e as obrigações resultantes das operações de compra e venda de energia elétrica realizadas no âmbito do MAE até a data de conclusão do processo de transição previsto neste artigo, estejam elas já contabilizadas e liquidadas ou não.

§ 3º Os bens, os recursos e as instalações pertencentes ao MAE ficam vinculados às suas operações até que os agentes promovam sua incorporação ao patrimônio da CCEE, obedecidos os procedimentos e as diretrizes estabelecidos em regulação específica da ANEEL.

§ 4º Aplicam-se às pessoas jurídicas integrantes da CCEE o estabelecido no art. 47 da Lei nº 10.637, de 30 de dezembro de 2002, e a respectiva regulamentação, relativamente às operações do mercado de curto prazo.

Art. 6º O § 6º do art. 4º da Lei nº 5.655, de 20 de maio de 1971, passa a vigorar com a seguinte redação:

"Art. 4º

§ 6º Ao Ministério de Minas e Energia - MME serão destinados 3% (três por cento) dos recursos da Reserva Global de Reversão – RGR para custear os estudos e pesquisas de planejamento da expansão do sistema energético, bem como os de inventário e de viabilidade necessários ao aproveitamento dos potenciais hidroelétricos.

....." (NR)

Art. 7º Os arts. 8º e 10 da Lei nº 8.631, de 4 de março de 1993, passam a vigorar com as seguintes alterações:

"Art. 8. Fica estendido a todos os concessionários distribuidores o rateio do custo de consumo de combustíveis, incluindo o de biodiesel, para geração de energia elétrica nos sistemas isolados, sem prejuízo do disposto no § 3º do art. 11 da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998.

....." (NR)

"Art. 10. O inadimplemento, pelas concessionárias, pelas permissionárias e pelas autorizadas, no recolhimento das parcelas das quotas anuais de Reserva Global de Reversão - RGR, Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA, Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, Conta de Consumo de Combustíveis - CCC, compensação financeira pela utilização de recursos hídricos e outros encargos tarifários criados por lei, bem como no pagamento pela aquisição de energia elétrica contratada de forma regulada e da Itaipu Binacional, acarretará a impossibilidade de revisão, exceto a extraordinária, e de reajuste de seus níveis de tarifas, assim como de recebimento de recursos provenientes da RGR, CDE e CCC." (NR)

Art. 8º Os arts. 4º, 11, 12, 15 e 17 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, passam a vigorar com as seguintes alterações:

"Art. 4º

§ 2º As concessões de geração de energia elétrica anteriores a 11 de dezembro de 2003 terão o prazo necessário à amortização dos investimentos, limitado a 35 (trinta e cinco) anos, contado da data de assinatura do imprescindível contrato, podendo ser prorrogado por até 20 (vinte) anos, a critério do Poder Concedente, observadas as condições estabelecidas nos contratos.

.....

§ 5º As concessionárias, as permissionárias e as autorizadas de serviço público de distribuição de energia elétrica que atuem no Sistema Interligado Nacional – SIN não poderão desenvolver atividades:

I - de geração de energia elétrica;

II - de transmissão de energia elétrica;

III - de venda de energia a consumidores de que tratam os arts. 15 e 16 desta Lei, exceto às unidades consumidoras localizadas na área de concessão ou permissão da empresa distribuidora, sob as mesmas condições reguladas aplicáveis aos demais consumidores não abrangidos por aqueles artigos, inclusive tarifas e prazos;

IV - de participação em outras sociedades de forma direta ou indireta, ressalvado o disposto no art. 31, inciso VIII, da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, e nos respectivos contratos de concessão; ou

V - estranhas ao objeto da concessão, permissão ou autorização, exceto nos casos previstos em lei e nos respectivos contratos de concessão.

§ 6º Não se aplica o disposto no § 5º deste artigo às concessionárias, permissionárias e autorizadas de distribuição:

I - no atendimento a sistemas elétricos isolados;

II - no atendimento ao seu mercado próprio, desde que este seja inferior a 500 (quinhentos) GWh/ano e a totalidade da energia gerada, sob o regime de serviço público, seja a ele destinada; e

III - na captação, aplicação ou empréstimo de recursos financeiros destinados ao próprio agente ou a sociedade coligada, controlada, controladora ou vinculada a controladora comum, desde que destinados ao serviço público de energia elétrica, mediante anuência prévia da ANEEL, observado o disposto no inciso XIII do art. 3º da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, com redação dada pelo art. 17 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, garantida a modicidade tarifária e atendido ao disposto na Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976.

§ 7º As concessionárias e as autorizadas de geração de energia elétrica que atuem no Sistema Interligado Nacional – SIN não poderão ser coligadas ou controladoras de sociedades que desenvolvam atividades de distribuição de energia elétrica no SIN.

§ 8º A regulamentação deverá prever sanções para o descumprimento do disposto nos §§ 5º, 6º e 7º deste artigo após o período estabelecido para a desverticalização.

§ 9º As concessões de geração de energia elétrica, contratadas a partir da Medida Provisória nº 144, de 11 de dezembro de 2003, terão o prazo necessário à amortização dos investimentos, limitado a 35 (trinta e cinco) anos, contado da data de assinatura do imprescindível contrato." (NR)

"Art. 11.

Parágrafo único. O produtor independente de energia elétrica estará sujeito às regras de comercialização regulada ou livre, atendido ao disposto nesta Lei, na legislação em vigor e no contrato de concessão ou no ato de autorização." (NR)

"Art. 12.

Parágrafo único. A comercialização na forma prevista nos incisos I, IV e V do caput deste artigo deverá ser exercida de acordo com critérios gerais fixados pelo Poder Concedente." (NR)

"Art. 15.

.....

§ 4º Os consumidores que não tiverem cláusulas de tempo determinado em seus contratos de fornecimento só poderão exercer a opção de que trata este artigo de acordo com prazos, formas e condições fixados em regulamentação específica, sendo que nenhum prazo poderá exceder a 36 (trinta e seis) meses, contado a partir da data de manifestação formal à concessionária, à permissionária ou à autorizada de distribuição que os atenda.

.....
§ 7º O consumidor que exercer a opção prevista neste artigo e no art. 16 desta Lei deverá garantir o atendimento à totalidade de sua carga, mediante contratação, com um ou mais fornecedores, sujeito a penalidade pelo descumprimento dessa obrigação, observado o disposto no art. 3º, inciso X, da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996.

§ 8º Os consumidores que exercerem a opção prevista neste artigo e no art. 16 desta Lei poderão retornar à condição de consumidor atendido mediante tarifa regulada, garantida a continuidade da prestação dos serviços, nos termos da lei e da regulamentação, desde que informem à concessionária, à permissionária ou à autorizada de distribuição local, com antecedência mínima de 5 (cinco) anos.

§ 9º Os prazos definidos nos §§ 4º e 8º deste artigo poderão ser reduzidos, a critério da concessionária, da permissionária ou da autorizada de distribuição local.

§ 10. Até 31 de dezembro de 2009, respeitados os contratos vigentes, será facultada aos consumidores que pretendam utilizar, em suas unidades industriais, energia elétrica produzida por geração própria, em regime de autoprodução ou produção independente, a redução da demanda e da energia contratadas ou a substituição dos contratos de fornecimento por contratos de uso dos sistemas elétricos, mediante notificação à concessionária de distribuição ou geração, com antecedência mínima de 180 (cento e oitenta) dias." (NR)

"Art. 17.

§ 1º As instalações de transmissão componentes da rede básica do Sistema Interligado Nacional - SIN serão objeto de concessão mediante licitação e funcionarão na modalidade de instalações integradas aos sistemas com regras operativas aprovadas pela ANEEL, de forma a assegurar a otimização dos recursos eletroenergéticos existentes ou futuros.

....." (NR)

Art. 9º A Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, passa a vigorar com as seguintes alterações:

"Art. 3º Além das atribuições previstas nos incisos II, III, V, VI, VII, X, XI e XII do art. 29 e no art. 30 da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, de outras incumbências expressamente previstas em lei e observado o disposto no § 1º, compete à ANEEL:

.....
II - promover, mediante delegação, com base no plano de outorgas e diretrizes aprovadas pelo Poder Concedente, os procedimentos licitatórios para a contratação de concessionárias e permissionárias de serviço público para produção, transmissão e distribuição de energia elétrica e para a outorga de concessão para aproveitamento de potenciais hidráulicos;

.....
IV - gerir os contratos de concessão ou de permissão de serviços públicos de energia elétrica, de concessão de uso de bem público, bem como fiscalizar, diretamente ou

mediante convênios com órgãos estaduais, as concessões, as permissões e a prestação dos serviços de energia elétrica;

.....
XI -estabelecer tarifas para o suprimento de energia elétrica realizado às concessionárias e permissionárias de distribuição, inclusive às Cooperativas de Eletrificação Rural enquadradas como permissionárias, cujos mercados próprios sejam inferiores a 500 (quinhentos) GWh/ano, e tarifas de fornecimento às Cooperativas autorizadas, considerando parâmetros técnicos, econômicos, operacionais e a estrutura dos mercados atendidos;

.....
XIV - aprovar as regras e os procedimentos de comercialização de energia elétrica, contratada de formas regulada e livre;

XV - promover processos licitatórios para atendimento às necessidades do mercado;

XVI - homologar as receitas dos agentes de geração na contratação regulada e as tarifas a serem pagas pelas concessionárias, permissionárias ou autorizadas de distribuição de energia elétrica, observados os resultados dos processos licitatórios referidos no inciso XV do caput deste artigo;

XVII - estabelecer mecanismos de regulação e fiscalização para garantir o atendimento à totalidade do mercado de cada agente de distribuição e de comercialização de energia elétrica, bem como à carga dos consumidores que tenham exercido a opção prevista nos arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995;

XVIII - definir as tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição, sendo que as de transmissão devem ser baseadas nas seguintes diretrizes:

a) assegurar arrecadação de recursos suficientes para cobertura dos custos dos sistemas de transmissão; e

b) utilizar sinal locacional visando a assegurar maiores encargos para os agentes que mais onerem o sistema de transmissão;

XIX - regular o serviço concedido, permitido e autorizado e fiscalizar permanentemente sua prestação.

....." (NR)

"Art. 3º-A Além das competências previstas nos incisos IV, VIII e IX do art. 29 da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, aplicáveis aos serviços de energia elétrica, compete ao Poder Concedente:

I - elaborar o plano de outorgas, definir as diretrizes para os procedimentos licitatórios e promover as licitações destinadas à contratação de concessionários de serviço público para produção, transmissão e distribuição de energia elétrica e para a outorga de concessão para aproveitamento de potenciais hidráulicos;

II - celebrar os contratos de concessão ou de permissão de serviços públicos de energia elétrica, de concessão de uso de bem público e expedir atos autorizativos.

§ 1º No exercício das competências referidas no inciso IV do art. 29 da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, e das competências referidas nos incisos I e II do caput deste artigo, o Poder Concedente ouvirá previamente a ANEEL.

§ 2º No exercício das competências referidas no inciso I do caput deste artigo, o Poder Concedente delegará à ANEEL a operacionalização dos procedimentos licitatórios.

§ 3º A celebração de contratos e a expedição de atos autorizativos de que trata o inciso II do caput deste artigo poderão ser delegadas à ANEEL.

§ 4º O exercício pela ANEEL das competências referidas nos incisos VIII e IX do art. 29 da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, dependerá de delegação expressa do Poder Concedente." (NR)

"Art. 26. Cabe ao Poder Concedente, diretamente ou mediante delegação à ANEEL, autorizar:

....." (NR)

"Art. 28.

§ 3º No caso de serem esses estudos ou projetos aprovados pelo Poder Concedente, para inclusão no programa de licitações de concessões, será assegurado ao interessado o ressarcimento dos respectivos custos incorridos, pelo vencedor da licitação, nas condições estabelecidas no edital.

....." (NR)

Art. 10. Os arts. 2º e 50 da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, passam a vigorar com as seguintes alterações:

"Art. 2º

VI - sugerir a adoção de medidas necessárias para garantir o atendimento à demanda nacional de energia elétrica, considerando o planejamento de longo, médio e curto prazos, podendo indicar empreendimentos que devam ter prioridade de licitação e implantação, tendo em vista seu caráter estratégico e de interesse público, de forma que tais projetos venham assegurar a otimização do binômio modicidade tarifária e confiabilidade do Sistema Elétrico.

....." (NR)

"Art. 50.

§ 2º

I - 40% (quarenta por cento) ao Ministério de Minas e Energia, sendo 70% (setenta por cento) para o financiamento de estudos e serviços de geologia e geofísica aplicados à prospecção de combustíveis fósseis, a serem promovidos pela ANP, nos termos dos incisos II e III do art. 8º desta Lei, e pelo MME, 15% (quinze por cento) para o custeio dos estudos de planejamento da expansão do sistema energético e 15% (quinze por cento) para o financiamento de estudos, pesquisas, projetos, atividades e serviços de levantamentos geológicos básicos no território nacional;

....." (NR)

Art. 11. Os arts. 10, 11, 13 e 14 da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, passam a vigorar com as seguintes alterações:

"Art. 10.

§ 5º O disposto no caput não se aplica ao suprimento de energia elétrica à concessionária e permissionária de serviço público com mercado próprio inferior a 500 (quinhentos) GWh/ano, cujas condições, prazos e tarifas continuarão a ser regulamentados pela ANEEL." (NR)

"Art. 11.

§ 4º

III - aproveitamento hidrelétrico com potência maior que 30 (trinta) MW, concessão já outorgada, a ser implantado inteiramente em sistema elétrico isolado e substitua a geração termelétrica que utiliza derivados de petróleo, com sub-rogação limitada a, no máximo, 75% (setenta e cinco por cento) do valor do empreendimento e até que a quantidade de aproveitamento sub-rogado atinja um total de 120 (cento e vinte) MW médios, podendo efetuar a venda da energia gerada para concessionários de serviço público de energia elétrica.

....." (NR)

"Art. 13. As atividades de coordenação e controle da operação da geração e da transmissão de energia elétrica, integrantes do Sistema Interligado Nacional - SIN, serão executadas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, mediante autorização do Poder Concedente, fiscalizado e regulado pela ANEEL, a ser integrado por titulares de concessão, permissão ou autorização e consumidores que tenham exercido a opção prevista nos arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, e que sejam conectados à rede básica.

Parágrafo único. Sem prejuízo de outras funções que lhe forem atribuídas pelo Poder Concedente, constituirão atribuições do ONS:

.....

e) propor ao Poder Concedente as ampliações das instalações da rede básica, bem como os reforços dos sistemas existentes, a serem considerados no planejamento da expansão dos sistemas de transmissão;

f) propor regras para a operação das instalações de transmissão da rede básica do SIN, a serem aprovadas pela ANEEL." (NR)

"Art. 14. Cabe ao Poder Concedente definir as regras de organização do ONS e implementar os procedimentos necessários ao seu funcionamento.

§ 1º O ONS será dirigido por 1 (um) Diretor-Geral e 4 (quatro) Diretores, em regime de colegiado, sendo 3 (três) indicados pelo Poder Concedente, incluindo o Diretor-Geral, e 2 (dois) pelos agentes, com mandatos de 4 (quatro) anos não coincidentes, permitida uma única recondução.

§ 2º A exoneração imotivada de dirigente do ONS somente poderá ser efetuada nos 4 (quatro) meses iniciais do mandato, findos os quais é assegurado seu pleno e integral exercício.

§ 3º Constitui motivo para a exoneração de dirigente do ONS, em qualquer época, a condenação em ação penal transitada em julgado.

§ 4º O Conselho de Administração do ONS será integrado, entre outros, por representantes dos agentes setoriais de cada uma das categorias de Geração, Transmissão e Distribuição." (NR)

Art. 12. Os arts. 4º e 5º da Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000, passam a vigorar com as seguintes alterações:

"Art. 4º

I – 40% (quarenta por cento) para o Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico – FNDCT, criado pelo Decreto-Lei nº 719, de 31 de julho de 1969, e restabelecido pela Lei nº 8.172, de 18 de janeiro de 1991;

II – 40% (quarenta por cento) para projetos de pesquisa e desenvolvimento, segundo regulamentos estabelecidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL;

III – 20% (vinte por cento) para o MME, a fim de custear os estudos e pesquisas de planejamento da expansão do sistema energético, bem como os de inventário e de viabilidade necessários ao aproveitamento dos potenciais hidrelétricos.

....." (NR)

"Art. 5º.....

.....
II - no mínimo 30% (trinta por cento) dos recursos referidos nos incisos I, II e III do art. 4º desta Lei serão destinados a projetos desenvolvidos por instituições de pesquisa sediadas nas regiões Norte, Nordeste e Centro-Oeste, incluindo as respectivas áreas das Superintendências Regionais;

....." (NR)

Art. 13. Os arts. 13, 14, 27 e 28 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, passam a vigorar com as seguintes alterações:

"Art. 13.

§ 1º Os recursos da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE serão provenientes dos pagamentos anuais realizados a título de uso de bem público, das multas aplicadas pela ANEEL a concessionários, permissionários e autorizados e, a partir de 2003, das quotas anuais pagas por todos os agentes que comercializem energia com consumidor final, mediante encargo tarifário, a ser incluído a partir da data de publicação desta Lei nas tarifas de uso dos sistemas de transmissão ou de distribuição.

....." (NR)

"Art. 14.

.....
§ 3º Na regulamentação do § 1º deste artigo, a ANEEL levará em conta as características da carga atendida, a rentabilidade do investimento, a capacidade econômica e financeira do distribuidor local, a preservação da modicidade tarifária e as desigualdades regionais.

§ 4º Na regulamentação deste artigo, a ANEEL levará em conta, dentre outros fatores, a taxa de atendimento da concessionária ou permissionária, considerada no global e desagregada por Município e a capacidade técnica, econômica e financeira necessárias ao atendimento das metas de universalização.

....." (NR)

"Art. 27. As concessionárias e autorizadas de geração sob controle federal, estadual e municipal poderão comercializar energia elétrica na forma prevista nos arts. 1º e 2º da Medida Provisória nº 144, de 11 de dezembro de 2003.

§ 1º A redução dos contratos iniciais de que trata o inciso II do art. 10 da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, não confere direito às concessionárias geradoras a qualquer garantia tarifária em relação ao montante de energia liberada.

§ 2º Os riscos hidrológicos ou de não cumprimento do contrato poderão ser assumidos pela concessionária geradora vendedora da energia elétrica.

.....
§ 5º.....

I - leilões exclusivos para consumidores finais ou por estes promovidos;

.....
§ 6º As concessionárias e autorizadas de geração sob controle federal, estadual ou municipal poderão negociar energia por meio de:

I - leilões previstos no art. 2º da Lei nº 10.604, de 17 de dezembro de 2002, observado o disposto no art. 30 da Lei que resultou da conversão da Medida Provisória nº 144, de 11 de dezembro de 2003; ou

II - leilões de ajuste previstos no § 3º do art. 2º da Lei que resultou da conversão da Medida Provisória nº 144, de 11 de dezembro de 2003.

§ 7º As concessionárias de geração de serviço público sob controle federal ou estadual, sob controle privado e os produtores independentes de energia poderão aditar, observados os critérios de prazo e montantes definidos em regulamentação específica, os contratos iniciais ou equivalentes que estejam em vigor na data de publicação desta Lei, não se aplicando, neste caso, o disposto no caput e no inciso II do art. 10 da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998.

§ 8º As concessionárias de geração de serviço público sob controle federal ou estadual que atuem nos sistemas elétricos isolados poderão firmar contratos de compra e venda de energia elétrica, por modalidade diversa dos leilões previstos neste artigo, com o objetivo de contribuir para garantia de suprimento dos Estados atendidos pelos sistemas isolados." (NR)

"Art. 28. A parcela de energia elétrica que não for comercializada nas formas previstas no art. 27 desta Lei poderá ser liquidada no mercado de curto prazo do CCEE." (NR)

Art. 14. Fica autorizada a constituição, no âmbito do Poder Executivo e sob sua coordenação direta, do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE, com a função precípua de acompanhar e avaliar permanentemente a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético em todo o território nacional.

§ 1º Integram, de forma permanente, o CMSE representantes das entidades responsáveis pelo planejamento da expansão, operação eletroenergética dos sistemas elétricos, administração da comercialização de energia elétrica e regulação do setor elétrico nacional.

§ 2º A critério da coordenação, poderão ser chamados a participar representantes de entidades governamentais afetas aos assuntos específicos de interesse do Comitê.

§ 3º A coordenação do Comitê poderá constituir comissões temáticas incorporando uma representação pluralista dos agentes setoriais em sua composição, conforme definições a serem estabelecidas em regulamento próprio.

Art 15. Conforme disciplina a ser emitida pela ANEEL, as concessionárias de distribuição deverão incorporar a seus patrimônios as redes particulares que não dispuserem de ato autorizativo do Poder Concedente até 31 de dezembro de 2005 ou, mesmo dispondo, desde que exista interesse das partes em que sejam transferidas.

Parágrafo único. Os custos decorrentes dessa incorporação, incluindo a reforma das redes, serão considerados pela ANEEL nos processos de revisão tarifária.

Art. 16. As concessionárias e autorizadas de geração poderão, mediante autorização e regulamentação do Poder Concedente, realizar operações de compra e venda de energia elétrica para entrega futura.

§ 1º As operações referidas no caput deste artigo poderão incluir financiamento por meio de instituições financeiras autorizadas, conforme regulamentação do Conselho Monetário Nacional.

§ 2º As operações referidas no caput deste artigo somente poderão ser realizadas até 31 de dezembro de 2004 e estarão limitadas ao montante de energia elétrica descontratada na data de publicação desta Lei.

Art. 17. Nas licitações para contratação de energia previstas nos incisos I e II do § 5º do art. 2º desta Lei, poderá ser ofertada a energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração existentes ou de projetos de ampliação, que atendam cumulativamente aos seguintes requisitos:

I – que tenham obtido outorga de concessão ou autorização até a data de publicação desta Lei;

II – que tenham iniciado a operação comercial a partir de 1º de janeiro de 2000; e

III – cuja energia não tenha sido contratada até a data de publicação desta Lei.

§ 1º A partir de 2008, os empreendimentos referidos no caput deste artigo observarão as regras gerais de licitação, na forma prevista no art. 2º desta Lei.

§ 2º Não se aplica o disposto neste artigo à energia proveniente de empreendimentos de importação de energia elétrica.

Art. 18. Observado o disposto no art. 17, na licitação prevista no inciso II do § 5º do art. 2º desta Lei, a oferta de energia proveniente de empreendimentos em cuja licitação tenha sido observado o critério do pagamento de máximo Uso de Bem Público - UBP terá o seguinte tratamento:

I – concorrerá nas mesmas condições dos demais participantes do certame, inclusive quanto ao valor de referência do UBP, relativo ao empreendimento licitado, a ser definido pelo Poder Concedente;

II – a diferença entre o UBP efetivamente pago, resultante da licitação original, da qual resultou a concessão ou autorização dos empreendimentos de que trata o caput deste artigo, e o UBP de referência, referido no inciso I deste artigo, deverá ser incorporada à receita do gerador.

Parágrafo único. O valor de que trata o inciso II do caput deste artigo, somado ao lance vencedor do empreendimento licitado, não poderá ultrapassar o custo marginal da energia resultante desse processo, conforme regulamentação.

Art. 19. Excepcionalmente nos anos de 2004, 2005 e 2006, as licitações para venda de energia proveniente de empreendimentos de geração existentes, previstos no inciso II do § 2º do art. 2º desta Lei, poderão prever início de entrega da energia em até 5 (cinco) anos após a realização das licitações.

Art. 20. As pessoas jurídicas concessionárias, permissionárias e autorizadas de distribuição e de geração de energia elétrica deverão adaptar-se às disposições contidas nos §§ 5º, 6º e 7º do art. 4º da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, com a redação dada por esta Lei, no prazo de 18 (dezoito) meses a contar de sua entrada em vigor.

§ 1º O prazo acima estabelecido poderá ser prorrogado pela ANEEL, 1 (uma) única vez, por igual período, se efetivamente comprovada a impossibilidade de cumprimento das disposições decorrentes de fatores alheios à vontade das concessionárias, permissionárias e autorizadas de serviços públicos citados neste artigo.

§ 2º Excepcionalmente, as pessoas jurídicas em processo de adaptação previsto no caput deste artigo poderão celebrar novos contratos relativos às atividades previstas nos incisos I, II, III e IV do § 5º do art. 4º da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, com a redação dada por esta Lei, durante o prazo máximo de 12 (doze) meses, contado da data de 11 de dezembro de 2003, observado, em qualquer hipótese, o disposto no art. 2º desta Lei e, no caso de empresas sob controle da União, dos

Estados e dos Municípios, o rito previsto no art. 27 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, com redação dada por esta Lei.

Art. 21. Os atuais contratos de comercialização de energia elétrica celebrados pelas concessionárias, permissionárias e autorizadas de distribuição já registrados, homologados ou aprovados pela ANEEL não poderão ser objeto de aditamento para prorrogação de prazo ou aumento das quantidades ou preços contratados após a publicação desta Lei, ressalvado o disposto no art. 27 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002.

Parágrafo único. Exclui-se do disposto no caput deste artigo os aditamentos relativos a ampliações de pequenas centrais hidroelétricas, desde que não resultem em aumento do preço unitário da energia constante no contrato original.

Art. 22. Ocorrendo a decretação de racionamento de energia elétrica pelo Poder Concedente em uma região, todos os contratos por quantidade de energia do ambiente de contratação regulada, registrados na CCEE, cujos compradores estejam localizados nessa região, deverão ter seus volumes ajustados na mesma proporção da redução de consumo verificado.

Parágrafo único. As regras de contabilização da CCEE poderão prever tratamento específico para situações de restrição compulsória de consumo, visando a limitar seus impactos sobre as regiões não submetidas ao racionamento.

Art. 23. O Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS deverá adotar todas as medidas necessárias para dar cumprimento ao disposto nesta Lei. (Regulamento)

Parágrafo único. A ANEEL deverá regular e fiscalizar o processo de adequação do ONS à regulamentação prevista no art. 14 da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, com a redação dada por esta Lei, incluindo o critério de não-coincidência de mandatos de diretores, no prazo máximo de 90 (noventa) dias, contados da publicação da regulamentação desta Lei, nos termos do art. 27 desta Lei.

Art. 24. As concessionárias e permissionárias de distribuição de energia elétrica poderão, conforme disciplina a ser estabelecida pela ANEEL, condicionar a continuidade do fornecimento aos usuários inadimplentes de mais de uma fatura mensal em um período de 12 (doze) meses:

I – ao oferecimento de depósito-caução, limitado ao valor inadimplido, não se aplicando o disposto neste inciso ao consumidor integrante da Classe Residencial; ou

II – à comprovação de vínculo entre o titular da unidade consumidora e o imóvel onde ela se encontra, não se aplicando o disposto neste inciso ao consumidor integrante da Subclasse Residencial Baixa Renda.

§ 1º Em se tratando de inadimplência de usuário apto à livre aquisição de energia, poderá a concessionária ou permissionária do serviço público de distribuição de energia elétrica exigir que o usuário inadimplente, para utilizar-se do serviço de distribuição, apresente contrato de compra de energia junto a outro agente comercializador.

§ 2º Não se aplica o disposto nos incisos I e II deste artigo aos consumidores que prestam serviços públicos essenciais.

Art. 25. Os contratos de fornecimento de energia elétrica de concessionárias geradoras de serviço público, inclusive as sob controle federal, com consumidores finais, vigentes em 26 de agosto de 2002, poderão ser aditados para vigorarem até 31 de dezembro de 2010, observado o disposto no art. 3º da Lei nº 10.604, de 17 de dezembro de 2002.

Parágrafo único. Os valores atribuídos a título de Recomposição Tarifária Extraordinária - RTE, assim como os encargos previstos no art. 1º da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, deverão ser faturados pelas concessionárias de geração em rubricas apartadas com seus valores individualizados e identificados na fatura de energia elétrica do consumidor, até suas respectivas extinções.

Art. 26. As concessionárias ou autorizadas de geração sob controle federal ou estadual poderão, mediante oferta pública, celebrar contratos de compra e venda de energia elétrica pelo prazo de 10 (dez) anos, prorrogáveis 1 (uma) única vez, por igual período, para atendimento à expansão da demanda de consumidores existentes e o atendimento a novos consumidores, ambos com carga individual igual ou superior a 50.000 kW (cinquenta mil quilowatts).

Parágrafo único. A contratação ou opção de contratação a que se refere o caput deste artigo deverá ocorrer no prazo máximo de 18 (dezoito) meses, a contar da data de publicação desta Lei.

Art. 27. Cabe ao Poder Executivo regulamentar o disposto nesta Lei.

Art. 28. A regulamentação estabelecerá critérios e instrumentos que assegurem tratamento isonômico quanto aos encargos setoriais entre os consumidores sujeitos ao fornecimento exclusivo por concessionárias e permissionárias de distribuição de energia elétrica e demais usuários, observada a legislação em vigor.

Art. 29. Concluído o processo de transição de que trata o § 1º do art. 5º desta Lei, ficará revogada a Lei nº 10.433, de 24 de abril de 2002.

Art. 30. Após o início efetivo das operações da CCEE, com a realização de licitações para a compra regulada de energia elétrica, fica revogado o art. 2º da Lei nº 10.604, de 17 de dezembro de 2002.

Parágrafo único. Fica revogado o inciso I do § 1º do art. 2º da Lei nº 10.604, de 17 de dezembro de 2002.

Art. 31. Fica revogado o art. 5º da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, assegurados os direitos constituídos durante sua vigência, em especial as atividades autorizadas em seus incisos II e IV.

§ 1º Ficam excluídas do Programa Nacional de Desestatização - PND a empresa Centrais Elétricas Brasileiras S/A - ELETROBRÁS e suas controladas: Furnas Centrais Elétricas S/A, Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - CHESF, Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A - ELETRONORTE e Empresa Transmissora de Energia Elétrica do Sul do Brasil S/A - ELETROSUL e a Companhia de Geração Térmica de Energia Elétrica - CGTEE.

§ 2º Fica a Empresa Transmissora de Energia Elétrica do Sul do Brasil S/A - ELETROSUL autorizada a prestar os serviços públicos de geração e de transmissão de energia elétrica, mediante concessão ou autorização, na forma da lei, podendo adaptar seus estatutos e sua razão social a essas atividades.

Art. 32. Ficam revogados o § 2º do art. 2º da Lei nº 8.970, de 28 de dezembro de 1994, o parágrafo único do art. 2º, o inciso III do art. 3º e o art. 27 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996.

Art. 33. Esta Lei entra em vigor na data de sua publicação.

Brasília, 15 de março de 2004; 183º da Independência e 116º da República.

2.4 - LEI Nº 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.

O PRESIDENTE DA REPÚBLICA _Faço saber que o Congresso Nacional decreta e eu sanciono a seguinte Lei:

Art. 1º _O art. 1º da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, passa a vigorar acrescido do inciso XII, com a seguinte redação:

"Art. 1º _.....

XII -_incrementar, em bases econômicas, sociais e ambientais, a participação dos biocombustíveis na matriz energética nacional." (NR)

Art. 2º _Fica introduzido o biodiesel na matriz energética brasileira, sendo fixado em 5% (cinco por cento), em volume, o percentual mínimo obrigatório de adição de biodiesel ao óleo diesel comercializado ao consumidor final, em qualquer parte do território nacional.

§ 1º _O prazo para aplicação do disposto no caput deste artigo é de 8 (oito) anos após a publicação desta Lei, sendo de 3 (três) anos o período, após essa publicação, para se utilizar um percentual mínimo obrigatório intermediário de 2% (dois por cento), em volume._(Regulamento)

§ 2º _Os prazos para atendimento do percentual mínimo obrigatório de que trata este artigo podem ser reduzidos em razão de resolução do Conselho Nacional de Política Energética - CNPE, observados os seguintes critérios:

I - a disponibilidade de oferta de matéria-prima e a capacidade industrial para produção de biodiesel;

II - a participação da agricultura familiar na oferta de matérias-primas;

III - a redução das desigualdades regionais;

IV - o desempenho dos motores com a utilização do combustível;

V - as políticas industriais e de inovação tecnológica.

§ 3º _Caberá à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP definir os limites de variação admissíveis para efeito de medição e aferição dos percentuais de que trata este artigo.

Art. 3º _O inciso IV do art. 2º da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, passa a vigorar com a seguinte redação:

"Art. 2º _.....

IV -_estabelecer diretrizes para programas específicos, como os de uso do gás natural, do carvão, da energia termonuclear, dos biocombustíveis, da energia solar, da energia eólica e da energia proveniente de outras fontes alternativas;

....." (NR)

Art. 4º _O art. 6º da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, passa a vigorar acrescido dos incisos XXIV e XXV, com a seguinte redação:

"Art. 6º _.....

.....

XXIV - Biocombustível: combustível derivado de biomassa renovável para uso em motores a combustão interna ou, conforme regulamento, para outro tipo de geração de energia, que possa substituir parcial ou totalmente combustíveis de origem fóssil;

XXV - Biodiesel: biocombustível derivado de biomassa renovável para uso em motores a combustão interna com ignição por compressão ou, conforme regulamento, para geração de outro tipo de energia, que possa substituir parcial ou totalmente combustíveis de origem fóssil." (NR)

Art. 5º O Capítulo IV e o caput do art. 7º da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, passam a vigorar com a seguinte redação:

"CAPÍTULO IV

DA AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO,
GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS

Art. 7º Fica instituída a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP, entidade integrante da Administração Federal Indireta, submetida ao regime autárquico especial, como órgão regulador da indústria do petróleo, gás natural, seus derivados e biocombustíveis, vinculada ao Ministério de Minas e Energia.

....." (NR)

Art. 6º O art. 8º da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, passa a vigorar com a seguinte redação:

"Art. 8º A ANP terá como finalidade promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo, do gás natural e dos biocombustíveis, cabendo-lhe:

I - implementar, em sua esfera de atribuições, a política nacional de petróleo, gás natural e biocombustíveis, contida na política energética nacional, nos termos do Capítulo I desta Lei, com ênfase na garantia do suprimento de derivados de petróleo, gás natural e seus derivados, e de biocombustíveis, em todo o território nacional, e na proteção dos interesses dos consumidores quanto a preço, qualidade e oferta dos produtos;

VII - fiscalizar diretamente, ou mediante convênios com órgãos dos Estados e do Distrito Federal, as atividades integrantes da indústria do petróleo, do gás natural e dos biocombustíveis, bem como aplicar as sanções administrativas e pecuniárias previstas em lei, regulamento ou contrato;

IX - fazer cumprir as boas práticas de conservação e uso racional do petróleo, gás natural, seus derivados e biocombustíveis e de preservação do meio ambiente;

XI - organizar e manter o acervo das informações e dados técnicos relativos às atividades reguladas da indústria do petróleo, do gás natural e dos biocombustíveis;

XVI - regular e autorizar as atividades relacionadas à produção, importação, exportação, armazenagem, estocagem, distribuição, revenda e comercialização de biodiesel, fiscalizando-as diretamente ou mediante convênios com outros órgãos da União, Estados, Distrito Federal ou Municípios;

XVII - exigir dos agentes regulados o envio de informações relativas às operações de produção, importação, exportação, refino, beneficiamento, tratamento, processamento,

transporte, transferência, armazenagem, estocagem, distribuição, revenda, destinação e comercialização de produtos sujeitos à sua regulação;

XVIII - especificar a qualidade dos derivados de petróleo, gás natural e seus derivados e dos biocombustíveis." (NR)

Art. 7º A alínea d do inciso I e a alínea f do inciso II do art. 49 da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, passam a vigorar com a seguinte redação:

"Art. 49.

I -

.....

d) 25% (vinte e cinco por cento) ao Ministério da Ciência e Tecnologia, para financiar programas de amparo à pesquisa científica e ao desenvolvimento tecnológico aplicados à indústria do petróleo, do gás natural e dos biocombustíveis;

II -

.....

f) 25% (vinte e cinco por cento) ao Ministério da Ciência e Tecnologia, para financiar programas de amparo à pesquisa científica e ao desenvolvimento tecnológico aplicados à indústria do petróleo, do gás natural e dos biocombustíveis.

....." (NR)

Art. 8º O § 1º do art. 1º da Lei nº 9.847, de 26 de outubro de 1999, passa a vigorar com a seguinte redação:

"Art. 1º

§ 1º O abastecimento nacional de combustíveis é considerado de utilidade pública e abrange as seguintes atividades:

I - produção, importação, exportação, refino, beneficiamento, tratamento, processamento, transporte, transferência, armazenagem, estocagem, distribuição, revenda, comercialização, avaliação de conformidade e certificação do petróleo, gás natural e seus derivados;

II - produção, importação, exportação, armazenagem, estocagem, distribuição, revenda, comercialização, avaliação de conformidade e certificação do biodiesel;

III - comercialização, distribuição, revenda e controle de qualidade de álcool etílico combustível.

..... (NR)

Art. 9º Os incisos II, VI, VII, XI e XVIII do art. 3º da Lei nº 9.847, de 26 de outubro de 1999, passam a vigorar com a seguinte redação:

"Art. 3º

.....

II - importar, exportar ou comercializar petróleo, gás natural, seus derivados e biocombustíveis em quantidade ou especificação diversa da autorizada, bem como dar ao produto destinação não permitida ou diversa da autorizada, na forma prevista na legislação aplicável:

Multa - de R\$ 20.000,00 (vinte mil reais) a R\$ 5.000.000,00 (cinco milhões de reais);

.....

VI - não apresentar, na forma e no prazo estabelecidos na legislação aplicável ou, na sua ausência, no prazo de 48 (quarenta e oito) horas, os documentos comprobatórios de produção, importação, exportação, refino, beneficiamento, tratamento, processamento, transporte, transferência, armazenagem, estocagem, distribuição,

revenda, destinação e comercialização de petróleo, gás natural, seus derivados e biocombustíveis:

Multa - de R\$ 20.000,00 (vinte mil reais) a R\$ 1.000.000,00 (um milhão de reais);

VII - prestar declarações ou informações inverídicas, falsificar, adulterar, inutilizar, simular ou alterar registros e escrituração de livros e outros documentos exigidos na legislação aplicável, para o fim de receber indevidamente valores a título de benefício fiscal ou tributário, subsídio, ressarcimento de frete, despesas de transferência, estocagem e comercialização:

Multa - de R\$ 500.000,00 (quinhentos mil reais) a R\$ 5.000.000,00 (cinco milhões de reais);

.....
XI - importar, exportar e comercializar petróleo, gás natural, seus derivados e biocombustíveis fora de especificações técnicas, com vícios de qualidade ou quantidade, inclusive aqueles decorrentes da disparidade com as indicações constantes do recipiente, da embalagem ou rotulagem, que os tornem impróprios ou inadequados ao consumo a que se destinam ou lhes diminuam o valor:

Multa - de R\$ 20.000,00 (vinte mil reais) a R\$ 5.000.000,00 (cinco milhões de reais);

.....
XVIII - não dispor de equipamentos necessários à verificação da qualidade, quantidade estocada e comercializada dos produtos derivados de petróleo, do gás natural e seus derivados, e dos biocombustíveis:

Multa - de R\$ 5.000,00 (cinco mil reais) a R\$ 50.000,00 (cinquenta mil reais)." (NR)

Art. 10. O art. 3º da Lei nº 9.847, de 26 de outubro de 1999, passa a vigorar acrescido do seguinte inciso XIX:

"Art. 3º

.....
XIX - não enviar, na forma e no prazo estabelecidos na legislação aplicável, as informações mensais sobre suas atividades:

Multa - de R\$ 20.000,00 (vinte mil reais) a R\$ 1.000.000,00 (um milhão de reais)." (NR)

Art. 11. O art. 5º da Lei nº 9.847, de 26 de outubro de 1999, passa a vigorar com a seguinte redação:

"Art. 5º Sem prejuízo da aplicação de outras sanções administrativas, a fiscalização poderá, como medida cautelar:

I - interditar, total ou parcialmente, as instalações e equipamentos utilizados se ocorrer exercício de atividade relativa à indústria do petróleo, gás natural, seus derivados e biocombustíveis sem a autorização exigida na legislação aplicável;

II - interditar, total ou parcialmente, as instalações e equipamentos utilizados diretamente no exercício da atividade se o titular, depois de outorgada a autorização, concessão ou registro, por qualquer razão deixar de atender a alguma das condições requeridas para a outorga, pelo tempo em que perdurarem os motivos que deram ensejo à interdição;

III - interditar, total ou parcialmente, nos casos previstos nos incisos II, VI, VII, VIII, IX, XI e XIII do art. 3º desta Lei, as instalações e equipamentos utilizados diretamente no exercício da atividade outorgada;

IV - apreender bens e produtos, nos casos previstos nos incisos I, II, VI, VII, VIII, IX, XI e XIII do art. 3º desta Lei.

....." (NR)

Art. 12. O art. 11 da Lei nº 9.847, de 26 de outubro de 1999, passa a vigorar acrescido do seguinte inciso V:

"Art. 11. A penalidade de perdimento de produtos apreendidos na forma do art. 5º, inciso IV, desta Lei, será aplicada quando:

.....
V - o produto apreendido não tiver comprovação de origem por meio de nota fiscal.

....." (NR)

Art. 13. O caput do art. 18 da Lei nº 9.847, de 26 de outubro de 1999, passa a vigorar com a seguinte redação:

"Art. 18. Os fornecedores e transportadores de petróleo, gás natural, seus derivados e biocombustíveis respondem solidariamente pelos vícios de qualidade ou quantidade, inclusive aqueles decorrentes da disparidade com as indicações constantes do recipiente, da embalagem ou rotulagem, que os tornem impróprios ou inadequados ao consumo a que se destinam ou lhes diminuam o valor.

....." (NR)

Art. 14. O art. 19 da Lei nº 9.847, de 26 de outubro de 1999, passa a vigorar com a seguinte redação:

"Art. 19. Para os efeitos do disposto nesta Lei, poderá ser exigida a documentação comprobatória de produção, importação, exportação, refino, beneficiamento, tratamento, processamento, transporte, transferência, armazenagem, estocagem, distribuição, revenda, destinação e comercialização dos produtos sujeitos à regulação pela ANP." (NR)

Art. 15. O art. 4º da Lei nº 10.636, de 30 de dezembro de 2002, passa a vigorar acrescido do seguinte inciso VII:

"Art. 4º

.....
VII - o fomento a projetos voltados à produção de biocombustíveis, com foco na redução dos poluentes relacionados com a indústria de petróleo, gás natural e seus derivados.

....." (NR)

Art. 16. (VETADO)

Art. 17. (VETADO)

Art. 18. Esta Lei entra em vigor na data de sua publicação.

Brasília, 13 de janeiro de 2005; 184º da Independência e 117º da República.

2.5 - LEI Nº 11.540, DE 12 DE NOVEMBRO DE 2007

Dispõe sobre o Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - FNDCT; altera o Decreto-Lei nº 719, de 31 de julho de 1969, e a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997; e dá outras providências.

O PRESIDENTE DA REPÚBLICA Faço saber que o Congresso Nacional decreta e eu sanciono a seguinte Lei:

CAPÍTULO I

DOS OBJETIVOS

Art. 1º O Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - FNDCT, instituído pelo Decreto-Lei nº 719, de 31 de julho de 1969, e restabelecido pela Lei nº 8.172, de 18 de janeiro de 1991, é de natureza contábil e tem o objetivo de financiar a inovação e o desenvolvimento científico e tecnológico com vistas em promover o desenvolvimento econômico e social do País.

CAPÍTULO II

DO CONSELHO DIRETOR

Art. 2º O FNDCT será administrado por 1 (um) Conselho Diretor vinculado ao Ministério da Ciência e Tecnologia e integrado:

I - pelo Ministro de Estado da Ciência e Tecnologia;

II - por 1 (um) representante do Ministério da Educação;

III - por 1 (um) representante do Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior;

IV - por 1 (um) representante do Ministério do Planejamento, Orçamento e Gestão;

V - por 1 (um) representante do Ministério da Defesa;

VI - por 1 (um) representante do Ministério da Fazenda;

VII - pelo Presidente da Financiadora de Estudos e Projetos - FINEP;

VIII - pelo Presidente do Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - CNPq;

IX - pelo Presidente do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES;

X - por 3 (três) representantes do setor empresarial, preferencialmente ligados à área tecnológica, sendo 1 (um) representativo do segmento de microempresas e pequenas empresas;

XI - por 3 (três) representantes da comunidade científica e tecnológica;

XII - por 1 (um) representante dos trabalhadores da área de ciência e tecnologia;
e

XIII - pelo Presidente da Empresa Brasileira de Pesquisa Agropecuária - EMBRAPA.

§ 1º Os membros e respectivos suplentes do Conselho Diretor referidos nos incisos II a VI do caput deste artigo serão indicados pelos órgãos que representam e designados pelo Ministro de Estado da Ciência e Tecnologia.

§ 2º Os suplentes dos membros do Conselho Diretor referidos nos incisos I, VII e VIII do caput deste artigo serão os representantes legais dos titulares.

§ 3º Os representantes titulares e suplentes da comunidade científica e tecnológica serão designados a partir de 2 (duas) listas tríplices, uma indicada pela Sociedade Brasileira para o Progresso da Ciência e outra indicada pela Academia Brasileira de Ciências.

§ 4º Os representantes titulares e suplentes do setor empresarial serão escolhidos pelos Ministros de Estado da Ciência e Tecnologia e do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior, a partir de lista sêxtupla indicada pela Confederação Nacional da Indústria - CNI, e designados pelo Ministro de Estado da Ciência e Tecnologia.

§ 5º O mandato dos representantes da comunidade científica, do setor empresarial e dos trabalhadores da área de ciência e tecnologia será de 2 (dois) anos, sendo admitida a recondução por igual período, devendo a primeira nomeação ocorrer no prazo de 60 (sessenta) dias a contar da data de publicação desta Lei.

§ 6º Os representantes titular e suplente dos trabalhadores da área de ciência e tecnologia serão escolhidos e designados pelo Ministro de Estado da Ciência e Tecnologia, a partir de lista tríplice apresentada pelos representantes dos trabalhadores no Conselho Deliberativo do Fundo de Amparo ao Trabalhador - CODEFAT.

§ 7º As funções dos membros do Conselho não serão remuneradas, e seu exercício será considerado serviço público relevante.

§ 8º Caberá ao Ministério da Ciência e Tecnologia adotar as providências necessárias para instalação do Conselho Diretor no prazo de até 90 (noventa) dias, contados a partir da data de publicação desta Lei.

Art. 3º O Conselho Diretor será presidido pelo Ministro de Estado da Ciência e Tecnologia ou, nas suas ausências e impedimentos, por seu substituto.

Art. 4º O Conselho Diretor do FNDCT deliberará por maioria de votos dos seus membros, na forma do regimento interno.

Art. 5º O Conselho Diretor terá as seguintes atribuições:

I - aprovar seu regimento interno;

II - recomendar a contratação de estudos e pesquisas com o objetivo de subsidiar a definição de estratégias e políticas de alocação dos recursos do FNDCT;

III - definir as políticas, diretrizes e normas para a utilização dos recursos do FNDCT nas modalidades previstas nesta Lei, elaboradas com o assessoramento superior do Conselho Nacional de Ciência e Tecnologia - CCT, nos termos da Lei nº 9.257, de 9 de janeiro de 1996, e em consonância com as diretrizes da Política Nacional de Ciência, Tecnologia e Inovação e as prioridades da Política Industrial e Tecnológica Nacional;

IV - aprovar a programação orçamentária e financeira dos recursos do FNDCT, respeitando as políticas, diretrizes e normas definidas no inciso III do caput deste artigo;

V - analisar as prestações de contas, balanços e demonstrativos da execução orçamentária e financeira do FNDCT;

VI - efetuar avaliações relativas à execução orçamentária e financeira do FNDCT;

VII - com relação aos recursos destinados por lei em programação específica e geridos por Comitês Gestores:

a) acompanhar e avaliar a aplicação dos recursos;

b) recomendar aos Comitês Gestores medidas destinadas a compatibilizar e articular as políticas setoriais com a Política Nacional de Ciência, Tecnologia e Inovação, por meio de ações financiadas com recursos do FNDCT provenientes dos Fundos Setoriais, bem como ações transversais, a serem financiadas com recursos de mais de um Fundo Setorial, em consonância com as diretrizes da Política Nacional de Ciência, Tecnologia e Inovação e as prioridades da Política Industrial e Tecnológica Nacional;

VIII - avaliar os resultados das operações financiadas com recursos do FNDCT; e

IX - divulgar amplamente os documentos de diretrizes gerais e o plano anual de investimentos do FNDCT.

Art. 6º Com a finalidade de promover a gestão operacional integrada dos Fundos Setoriais, o Ministério da Ciência e Tecnologia instituirá um Comitê de Coordenação presidido por seu Secretário-Executivo e integrado pelos presidentes dos Comitês Gestores dos Fundos Setoriais de Ciência e Tecnologia e das entidades vinculadas ou supervisionadas responsáveis pela execução e avaliação dos recursos alocados ao FNDCT.

CAPÍTULO III

DA SECRETARIA-EXECUTIVA DO FUNDO

Art. 7º A Financiadora de Estudos e Projetos - FINEP exercerá a função de Secretaria-Executiva do FNDCT, cabendo-lhe praticar todos os atos de natureza técnica, administrativa, financeira e contábil necessários à gestão do FNDCT.

Art. 8º A Finep, como Secretaria-Executiva do FNDCT, receberá, anualmente, para cobertura de despesas de administração até 2% (dois por cento) dos recursos orçamentários atribuídos ao Fundo, observado o limite fixado anualmente por ato do Conselho Diretor.

Art. 9º Compete à Finep, na qualidade de Secretaria-Executiva do FNDCT:

I - submeter ao Conselho Diretor do FNDCT, por intermédio do Ministério da Ciência e Tecnologia, propostas de planos de investimentos dos recursos do FNDCT;

II - propor ao Conselho Diretor do FNDCT, por intermédio do Ministério da Ciência e Tecnologia, políticas, diretrizes e normas para a utilização dos recursos do FNDCT nas modalidades previstas nesta Lei;

III - realizar, direta ou indiretamente, estudos e pesquisas recomendados pelo Ministério da Ciência e Tecnologia e pelo Conselho Diretor;

IV - decidir quanto à aprovação de estudos e projetos a serem financiados pelo FNDCT, respeitado o previsto no inciso III do caput do art. 5º desta Lei;

V - firmar contratos, convênios e acordos relativos aos estudos e projetos financiados pelo FNDCT;

VI - prestar contas da execução orçamentária e financeira dos recursos recebidos do FNDCT ao Ministério da Ciência e Tecnologia e ao Conselho Diretor;

VII - acompanhar e controlar a aplicação dos recursos pelos beneficiários finais;

VIII - suspender ou cancelar os repasses de recursos e recuperar os recursos aplicados, acrescidos das penalidades contratuais; e

IX - elaborar um relatório anual de avaliação dos resultados dos recursos aplicados pelo FNDCT e submeter essa avaliação ao Conselho Diretor, bem como disponibilizar informações para a realização de avaliação periódica de impacto e efetividade das políticas empreendidas.

CAPÍTULO IV

DAS RECEITAS

Art. 10. Constituem receitas do FNDCT:

- I - as dotações consignadas na lei orçamentária anual e seus créditos adicionais;
- II - parcela sobre o valor de royalties sobre a produção de petróleo ou gás natural, nos termos da alínea d do inciso I e da alínea f do inciso II do caput do art. 49 da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997;
- III - percentual da receita operacional líquida de empresas de energia elétrica, nos termos do inciso I do caput do art. 4º da Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000;
- IV - percentual dos recursos decorrentes de contratos de cessão de direitos de uso da infra-estrutura rodoviária para fins de exploração de sistemas de comunicação e telecomunicações, nos termos do art. 1º da Lei nº 9.992, de 24 de julho de 2000;
- V - percentual dos recursos oriundos da compensação financeira pela utilização de recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica, nos termos do inciso V do caput do art. 1º da Lei nº 8.001, de 13 de março de 1990, e da Lei nº 9.993, de 24 de julho de 2000;
- VI - percentual das receitas definidas nos incisos do caput do art. 1º da Lei nº 9.994, de 24 de julho de 2000, destinadas ao fomento de atividade de pesquisa científica e desenvolvimento tecnológico do setor espacial;
- VII - as receitas da contribuição de intervenção no domínio econômico prevista no art. 2º da Lei nº 10.168, de 29 de dezembro de 2000, nos termos do seu art. 4º, e do art. 1º da Lei nº 10.332, de 19 de dezembro de 2001;
- VIII - percentual do faturamento bruto de empresas que desenvolvam ou produzam bens e serviços de informática e automação, nos termos do inciso III do § 1º do art. 11 da Lei nº 8.248, de 23 de outubro de 1991, do inciso II do § 4º do art. 2º da Lei nº 8.387, de 30 de dezembro de 1991;
- IX - percentual sobre a parcela do produto da arrecadação do Adicional ao Frete para a Renovação da Marinha Mercante - AFRMM que cabe ao Fundo da Marinha Mercante - FMM, nos termos do § 1º do art. 17 da Lei nº 10.893, de 13 de julho de 2004;
- X - o produto do rendimento de suas aplicações em programas e projetos, bem como nos fundos de investimentos referidos no § 1º do art. 12 desta Lei;
- XI - recursos provenientes de incentivos fiscais;
- XII - empréstimos de instituições financeiras ou outras entidades;
- XIII - contribuições e doações de entidades públicas e privadas;
- XIV - o retorno dos empréstimos concedidos à Finep; e

XV - outras que lhe vierem a ser destinadas.

CAPÍTULO V

DA APLICAÇÃO DOS RECURSOS

Art. 11. Para fins desta Lei, constitui objeto da destinação dos recursos do FNDCT o apoio a programas, projetos e atividades de Ciência, Tecnologia e Inovação - C,T&I, compreendendo a pesquisa básica ou aplicada, a inovação, a transferência de tecnologia e o desenvolvimento de novas tecnologias de produtos e processos, de bens e de serviços, bem como a capacitação de recursos humanos, intercâmbio científico e tecnológico e a implementação, manutenção e recuperação de infraestrutura de pesquisa de C,T&I.

Art. 12. Os recursos do FNDCT referentes às receitas previstas no art. 10 desta Lei poderão ser aplicados nas seguintes modalidades:

I - não reembolsável, para financiamentos de despesas correntes e de capital, na forma do regulamento, para:

a) projetos de instituições científicas e tecnológicas - ICTs e de cooperação entre ICTs e empresas;

b) subvenção econômica para empresas; e

c) equalização de encargos financeiros nas operações de crédito;

II - reembolsável, destinados a projetos de desenvolvimento tecnológico de empresas, sob a forma de empréstimo à Finep, que assume o risco integral da operação, observados, cumulativamente, os seguintes limites:

a) o montante anual das operações não poderá ultrapassar 25% (vinte e cinco por cento) das dotações consignadas na lei orçamentária anual ao FNDCT;

b) o saldo das operações de crédito realizadas pela Finep, inclusive as contratadas com recursos do FNDCT, não poderá ser superior a 9 (nove) vezes o patrimônio líquido da referida empresa pública;

III - aporte de capital como alternativa de incentivo a projeto de impacto, mediante participação efetiva, em:

a) empresas de propósitos específicos, criadas com amparo no art. 5º da Lei nº 10.973, de 2 de dezembro de 2004;

b) (VETADO)

§ 1º Observado o limite de que trata a alínea a do inciso II do caput deste artigo, os recursos também poderão ser utilizados em fundos de investimentos autorizados pela Comissão de Valores Mobiliários - CVM, para aplicação em empresas inovadoras, desde que o risco assumido seja limitado ao valor da cota.

§ 2º Os empréstimos do FNDCT à Finep, para atender às operações reembolsáveis e de investimento, devem observar as seguintes condições:

I - juros remuneratórios equivalentes à Taxa de Juros de Longo Prazo - TJLP recolhidos pela Finep ao FNDCT, a cada semestre, até o 10º (décimo) dia útil subsequente a seu encerramento;

II - amortização e demais condições financeiras estabelecidas na forma do regulamento; e

III - constituição de provisão para fazer face aos créditos de liquidação duvidosa, de acordo com critérios definidos em regulamento.

§ 3º As subvenções concedidas no âmbito da Política Nacional de Ciência, Tecnologia e Inovação e custeadas com os recursos previstos no caput deste artigo obedecerão ao disposto no art. 19 da Lei nº 10.973, de 2 de dezembro de 2004.

Art. 13. As despesas operacionais, de planejamento, prospecção, acompanhamento, avaliação e divulgação de resultados, relativas ao financiamento de atividades de pesquisa científica e desenvolvimento tecnológico das Programações Específicas do FNDCT não poderão ultrapassar o montante correspondente a 5% (cinco por cento) dos recursos arrecadados anualmente nas respectivas fontes de receitas, observado o limite fixado anualmente por ato do Conselho Diretor.

Art. 14. Os recursos do FNDCT poderão financiar as ações transversais, identificadas com as diretrizes da Política Nacional de Ciência, Tecnologia e Inovação e com as prioridades da Política Industrial e Tecnológica Nacional.

§ 1º Para efeito do disposto no caput deste artigo, consideram-se ações transversais aquelas que, relacionadas com a finalidade geral do FNDCT, são financiadas por recursos de mais de um Fundo Setorial, não necessitando estar vinculadas à destinação setorial específica prevista em lei.

§ 2º Os recursos de que trata o caput deste artigo serão objeto de programação orçamentária em categorias específicas do FNDCT.

§ 3º A programação orçamentária referida no § 2º deste artigo será recomendada pelo Ministério da Ciência e Tecnologia e aprovada pelo Conselho Diretor, observado o disposto no inciso IV do caput do art. 5º desta Lei.

§ 4º Os recursos do FNDCT passíveis de financiar as ações transversais são aqueles oriundos das receitas previstas nos incisos I a VI, VIII e X a XV do caput do art. 10 desta Lei.

§ 5º Aplica-se, também, o disposto neste artigo aos financiamentos com recursos do FNDCT realizados anteriormente à publicação desta Lei.

CAPÍTULO VI

DISPOSIÇÕES GERAIS

Art. 15. A Finep poderá aplicar os recursos destinados às operações reembolsáveis, oriundos de empréstimos do FNDCT, devendo o produto das aplicações ser revertido à conta do Fundo, na forma do regulamento.

Art. 16. O parágrafo único do art. 3º-B do Decreto-Lei nº 719, de 31 de julho de 1969, passa a vigorar com a seguinte redação:

“Art. 3º-B

Parágrafo único. No mínimo, 30% (trinta por cento) dos recursos serão aplicados em instituições sediadas nas regiões Norte, Nordeste e Centro-Oeste, incluindo as respectivas áreas de abrangência das Agências de Desenvolvimento Regional.” (NR)

Art. 17. O § 1º do art. 49 da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, passa a vigorar com a seguinte redação:

“Art. 49.....

§ 1º Do total de recursos destinados ao Ministério da Ciência e Tecnologia serão aplicados, no mínimo, 40% (quarenta por cento) em programas de fomento à capacitação e ao desenvolvimento científico e tecnológico das regiões Norte e Nordeste, incluindo as respectivas áreas de abrangência das Agências de Desenvolvimento Regional.

.....” (NR)

Art. 18. Esta Lei entra em vigor na data de sua publicação.

Art. 19. Revogam-se os arts. 2º e 3º do Decreto-Lei nº 719, de 31 de julho de 1969.

Brasília, 12 de novembro de 2007; 186º da Independência e 119º da República.

2.6 - LEI Nº 11.921, DE 13 DE ABRIL DE 2009

Altera a redação dos arts. 6º e 49 da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, e dá outras providências.

O PRESIDENTE DA REPÚBLICA Faço saber que o Congresso Nacional decreta e eu sanciono a seguinte Lei:

Art. 1º O caput do art. 6º da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, passa a vigorar acrescido do seguinte inciso XXVI:

“Art. 6º

XXVI – Indústria Petroquímica de Primeira e Segunda Geração: conjunto de indústrias que fornecem produtos petroquímicos básicos, a exemplo do eteno, do propeno e de resinas termoplásticas.” (NR)

Art. 2º O art. 49 da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, passa a vigorar com a seguinte redação:

“Art. 49.

I -

d) 25% (vinte e cinco por cento) ao Ministério da Ciência e Tecnologia para financiar programas de amparo à pesquisa científica e ao desenvolvimento tecnológico aplicados à indústria do petróleo, do gás natural, dos biocombustíveis e à indústria petroquímica de primeira e segunda geração, bem como para programas de mesma natureza que tenham por finalidade a prevenção e a recuperação de danos causados ao meio ambiente por essas indústrias;

II -

f) 25% (vinte e cinco por cento) ao Ministério da Ciência e Tecnologia para financiar programas de amparo à pesquisa científica e ao desenvolvimento tecnológico aplicados à indústria do petróleo, do gás natural, dos biocombustíveis e à indústria petroquímica de primeira e segunda geração, bem como para programas de mesma natureza que tenham por finalidade a prevenção e a recuperação de danos causados ao meio ambiente por essas indústrias.

.....” (NR)

Art. 3º Esta Lei entra em vigor na data de sua publicação.

Brasília, 13 de abril de 2009; 188º da Independência e 121º da República.

2.7 - LEI Nº 12.114, DE 9 DE DEZEMBRO DE 2009

Cria o Fundo Nacional sobre Mudança do Clima, altera os arts. 6º e 50 da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, e dá outras providências.

O PRESIDENTE DA REPÚBLICA Faço saber que o Congresso Nacional decreta e eu sanciono a seguinte Lei:

Art. 1º Esta Lei cria o Fundo Nacional sobre Mudança do Clima - FNMC, dispondo sobre sua natureza, finalidade, fonte e aplicação de recursos e altera os arts. 6º e 50 da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, que 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.

Art. 2º Fica criado o Fundo Nacional sobre Mudança do Clima - FNMC, de natureza contábil, vinculado ao Ministério do Meio Ambiente, com a finalidade de assegurar recursos para apoio a projetos ou estudos e financiamento de empreendimentos que visem à mitigação da mudança do clima e à adaptação à mudança do clima e aos seus efeitos.

Art. 3º Constituem recursos do FNMC:

I - até 60% (sessenta por cento) dos recursos de que trata o inciso II do § 2º do art. 50 da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997;

II - dotações consignadas na lei orçamentária anual da União e em seus créditos adicionais;

III - recursos decorrentes de acordos, ajustes, contratos e convênios celebrados com órgãos e entidades da administração pública federal, estadual, distrital ou municipal;

IV - doações realizadas por entidades nacionais e internacionais, públicas ou privadas;

V - empréstimos de instituições financeiras nacionais e internacionais;

VI - reversão dos saldos anuais não aplicados;

VII - recursos oriundos de juros e amortizações de financiamentos.

Art. 4º O FNMC será administrado por um Comitê Gestor vinculado ao Ministério do Meio Ambiente, que o coordenará, cuja competência e composição serão estabelecidos em regulamento, assegurada a participação de 6 (seis) representantes do Poder Executivo federal e 5 (cinco) representantes do setor não governamental.

Art. 5º Os recursos do FNMC serão aplicados:

I - em apoio financeiro reembolsável mediante concessão de empréstimo, por intermédio do agente operador;

II - em apoio financeiro, não reembolsável, a projetos relativos à mitigação da mudança do clima ou à adaptação à mudança do clima e aos seus efeitos, aprovados pelo Comitê Gestor do FNMC, conforme diretrizes previamente estabelecidas pelo Comitê.

§ 1º Cabe ao Comitê Gestor do FNMC definir, anualmente, a proporção de recursos a serem aplicados em cada uma das modalidades previstas no caput.

§ 2º Os recursos de que trata o inciso II do caput podem ser aplicados diretamente pelo Ministério do Meio Ambiente ou transferidos mediante convênios, termos de parceria, acordos, ajustes ou outros instrumentos previstos em lei.

§ 3º Até 2% (dois por cento) dos recursos do FNMC podem ser aplicados anualmente:

I - no pagamento ao agente financeiro;

II - em despesas relativas à administração do Fundo e à gestão e utilização dos recursos.

§ 4º A aplicação dos recursos poderá ser destinada às seguintes atividades:

I - educação, capacitação, treinamento e mobilização na área de mudanças climáticas;

II - Ciência do Clima, Análise de Impactos e Vulnerabilidade;

III - adaptação da sociedade e dos ecossistemas aos impactos das mudanças climáticas;

IV - projetos de redução de emissões de gases de efeito estufa - GEE;

V - projetos de redução de emissões de carbono pelo desmatamento e degradação florestal, com prioridade a áreas naturais ameaçadas de destruição e relevantes para estratégias de conservação da biodiversidade;

VI - desenvolvimento e difusão de tecnologia para a mitigação de emissões de gases do efeito estufa;

VII - formulação de políticas públicas para solução dos problemas relacionados à emissão e mitigação de emissões de GEE;

VIII - pesquisa e criação de sistemas e metodologias de projeto e inventários que contribuam para a redução das emissões líquidas de gases de efeito estufa e para a redução das emissões de desmatamento e alteração de uso do solo;

IX - desenvolvimento de produtos e serviços que contribuam para a dinâmica de conservação ambiental e estabilização da concentração de gases de efeito estufa;

X - apoio às cadeias produtivas sustentáveis;

XI - pagamentos por serviços ambientais às comunidades e aos indivíduos cujas atividades comprovadamente contribuam para a estocagem de carbono, atrelada a outros serviços ambientais;

XII - sistemas agroflorestais que contribuam para redução de desmatamento e absorção de carbono por sumidouros e para geração de renda;

XIII - recuperação de áreas degradadas e restauração florestal, priorizando áreas de Reserva Legal e Áreas de Preservação Permanente e as áreas prioritárias para a geração e garantia da qualidade dos serviços ambientais.

Art. 6º O financiamento concedido com recursos do FNMC terá como garantia os bens definidos a critério do agente financeiro.

Art. 7º O FNMC terá como agente financeiro o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES.

Parágrafo único. O BNDES poderá habilitar o Banco do Brasil, a Caixa Econômica Federal e outros agentes financeiros públicos para atuar nas operações de financiamento com recursos do FNMC, continuando a suportar os riscos perante o Fundo.

Art. 8º A aprovação de financiamento com recursos do FNMC será comunicada imediatamente ao Comitê Gestor do FNMC.

Parágrafo único. Os agentes financeiros manterão o Comitê Gestor do FNMC atualizado sobre os dados de todas as operações realizadas com recursos do Fundo.

Art. 9º O Conselho Monetário Nacional, sem prejuízo de suas demais atribuições, estabelecerá normas reguladoras dos empréstimos a serem concedidos pelo FNMC no que concerne:

I - aos encargos financeiros e prazos;

II - às comissões devidas pelo tomador de financiamento com recursos do FNMC, a título de administração e risco das operações.

Art. 10. O art. 6º da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, passa a vigorar acrescido do seguinte inciso XXVII:

“Art. 6º

XXVII - cadeia produtiva do petróleo: sistema de produção de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos e seus derivados, incluindo a distribuição, a revenda e a estocagem, bem como o seu consumo.” (NR)

Art. 11. O inciso II do § 2º do art. 50 da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, passa a vigorar com a seguinte redação:

“Art. 50.

§ 2º

II - 10% (dez por cento) ao Ministério do Meio Ambiente, destinados, preferencialmente, ao desenvolvimento das seguintes atividades de gestão ambiental relacionadas à cadeia produtiva do petróleo, incluindo as consequências de sua utilização:

a) modelos e instrumentos de gestão, controle (fiscalização, monitoramento, licenciamento e instrumentos voluntários), planejamento e ordenamento do uso sustentável dos espaços e dos recursos naturais;

b) estudos e estratégias de conservação ambiental, uso sustentável dos recursos naturais e recuperação de danos ambientais;

c) novas práticas e tecnologias menos poluentes e otimização de sistemas de controle de poluição, incluindo eficiência energética e ações consorciadas para o tratamento de resíduos e rejeitos oleosos e outras substâncias nocivas e perigosas;

d) definição de estratégias e estudos de monitoramento ambiental sistemático, agregando o estabelecimento de padrões de qualidade ambiental específicos, na escala das bacias sedimentares;

e) sistemas de contingência que incluam prevenção, controle e combate e resposta à poluição por óleo;

f) mapeamento de áreas sensíveis a derramamentos de óleo nas águas jurisdicionais brasileiras;

g) estudos e projetos de prevenção de emissões de gases de efeito estufa para a atmosfera, assim como para mitigação da mudança do clima e adaptação à mudança do clima e seus efeitos, considerando-se como mitigação a redução de emissão de gases de efeito estufa e o aumento da capacidade de remoção de carbono pelos sumidouros e, como adaptação as iniciativas e medidas para reduzir a vulnerabilidade dos sistemas naturais e humanos frente aos efeitos atuais e esperados da mudança do clima;

h) estudos e projetos de prevenção, controle e remediação relacionados ao desmatamento e à poluição atmosférica;

i) iniciativas de fortalecimento do Sistema Nacional do Meio Ambiente - SISNAMA;

§ 3º (Revogado).” (NR)

Art. 12. O Poder Executivo regulamentará o disposto nesta Lei.

Art. 13. Esta Lei entra em vigor na data de sua publicação.

Art. 14. Fica revogado o § 3º do art. 50 da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997.

Brasília, 9 de dezembro de 2009; 188º da Independência e 121º da República.

2.8 - LEI Nº 12.351, DE 22 DE DEZEMBRO DE 2010

Dispõe sobre a exploração e a produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, sob o regime de partilha de produção, em áreas do pré-sal e em áreas estratégicas; cria o Fundo Social - FS e dispõe sobre sua estrutura e fontes de recursos; altera dispositivos da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997; e dá outras providências.

O PRESIDENTE DA REPÚBLICA Faço saber que o Congresso Nacional decreta e eu sanciono a seguinte Lei:

CAPÍTULO I

DISPOSIÇÕES PRELIMINARES

Art. 1º Esta Lei dispõe sobre a exploração e a produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos em áreas do pré-sal e em áreas estratégicas, cria o Fundo Social - FS e dispõe sobre sua estrutura e fontes de recursos, e altera a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997.

CAPÍTULO II

DAS DEFINIÇÕES TÉCNICAS

Art. 2º Para os fins desta Lei, são estabelecidas as seguintes definições:

I - partilha de produção: regime de exploração e produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos no qual o contratado exerce, por sua conta e risco, as atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento e produção e, em caso de descoberta comercial, adquire o direito à apropriação do custo em óleo, do volume da produção correspondente aos royalties devidos, bem como de parcela do excedente em óleo, na proporção, condições e prazos estabelecidos em contrato;

II - custo em óleo: parcela da produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, exigível unicamente em caso de descoberta comercial, correspondente aos custos e aos investimentos realizados pelo contratado na execução das atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento, produção e desativação das instalações, sujeita a limites, prazos e condições estabelecidos em contrato;

III - excedente em óleo: parcela da produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos a ser repartida entre a União e o contratado, segundo critérios definidos em contrato, resultante da diferença entre o volume total da produção e as parcelas relativas ao custo em óleo, aos royalties devidos e, quando exigível, à participação de que trata o art. 43;

IV - área do pré-sal: região do subsolo formada por um prisma vertical de profundidade indeterminada, com superfície poligonal definida pelas coordenadas geográficas de seus vértices estabelecidas no Anexo desta Lei, bem como outras regiões que venham a ser delimitadas em ato do Poder Executivo, de acordo com a evolução do conhecimento geológico;

V - área estratégica: região de interesse para o desenvolvimento nacional, delimitada em ato do Poder Executivo, caracterizada pelo baixo risco exploratório e elevado potencial de produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos;

VI - operador: a Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras), responsável pela condução e execução, direta ou indireta, de todas as atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento, produção e desativação das instalações de exploração e produção;

VII - contratado: a Petrobras ou, quando for o caso, o consórcio por ela constituído com o vencedor da licitação para a exploração e produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos em regime de partilha de produção;

VIII - conteúdo local: proporção entre o valor dos bens produzidos e dos serviços prestados no País para execução do contrato e o valor total dos bens utilizados e dos serviços prestados para essa finalidade;

IX - individualização da produção: procedimento que visa à divisão do resultado da produção e ao aproveitamento racional dos recursos naturais da União, por meio da unificação do desenvolvimento e da produção relativos à jazida que se estenda além do bloco concedido ou contratado sob o regime de partilha de produção;

X - ponto de medição: local definido no plano de desenvolvimento de cada campo onde é realizada a medição volumétrica do petróleo ou do gás natural produzido, conforme regulação da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP;

XI - ponto de partilha: local em que há divisão entre a União e o contratado de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos produzidos, nos termos do respectivo contrato de partilha de produção;

XII - bônus de assinatura: valor fixo devido à União pelo contratado, a ser pago no ato da celebração e nos termos do respectivo contrato de partilha de produção; e

XIII - royalties: compensação financeira devida aos Estados, ao Distrito Federal e aos Municípios, bem como a órgãos da administração direta da União, em função da produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos sob o regime de partilha de produção, nos termos do § 1º do art. 20 da Constituição Federal.

CAPÍTULO III

DO REGIME DE PARTILHA DE PRODUÇÃO

Seção I

Disposições Gerais

Art. 3º A exploração e a produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos na área do pré-sal e em áreas estratégicas serão contratadas pela União sob o regime de partilha de produção, na forma desta Lei.

Art. 4º A Petrobras será a operadora de todos os blocos contratados sob o regime de partilha de produção, sendo-lhe assegurado, a este título, participação mínima no consórcio previsto no art. 20.

Art. 5º A União não assumirá os riscos das atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento e produção decorrentes dos contratos de partilha de produção.

Art. 6º Os custos e os investimentos necessários à execução do contrato de partilha de produção serão integralmente suportados pelo contratado, cabendo-lhe, no caso de descoberta comercial, a sua restituição nos termos do inciso II do art. 2º.

Parágrafo único. A União, por intermédio de fundo específico criado por lei, poderá participar dos investimentos nas atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento e produção na área do pré-sal e em áreas estratégicas, caso em que assumirá os riscos correspondentes à sua participação, nos termos do respectivo contrato.

Art. 7º Previamente à contratação sob o regime de partilha de produção, o Ministério de Minas e Energia, diretamente ou por meio da ANP, poderá promover a avaliação do potencial das áreas do pré-sal e das áreas estratégicas.

Parágrafo único. A Petrobras poderá ser contratada diretamente para realizar estudos exploratórios necessários à avaliação prevista no caput.

Art. 8º A União, por intermédio do Ministério de Minas e Energia, celebrará os contratos de partilha de produção:

I - diretamente com a Petrobras, dispensada a licitação; ou

II - mediante licitação na modalidade leilão.

§ 1º A gestão dos contratos previstos no caput caberá à empresa pública a ser criada com este propósito.

§ 2º A empresa pública de que trata o § 1º deste artigo não assumirá os riscos e não responderá pelos custos e investimentos referentes às atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento, produção e desativação das instalações de exploração e produção decorrentes dos contratos de partilha de produção.

Seção II

Das Competências do Conselho Nacional de Política Energética - CNPE

Art. 9º O Conselho Nacional de Política Energética - CNPE tem como competências, entre outras definidas na legislação, propor ao Presidente da República:

I - o ritmo de contratação dos blocos sob o regime de partilha de produção, observando-se a política energética e o desenvolvimento e a capacidade da indústria nacional para o fornecimento de bens e serviços;

II - os blocos que serão destinados à contratação direta com a Petrobras sob o regime de partilha de produção;

III - os blocos que serão objeto de leilão para contratação sob o regime de partilha de produção;

IV - os parâmetros técnicos e econômicos dos contratos de partilha de produção;

V - a delimitação de outras regiões a serem classificadas como área do pré-sal e áreas a serem classificadas como estratégicas, conforme a evolução do conhecimento geológico;

VI - a política de comercialização do petróleo destinado à União nos contratos de partilha de produção; e

VII - a política de comercialização do gás natural proveniente dos contratos de partilha de produção, observada a prioridade de abastecimento do mercado nacional.

Seção III

Das Competências do Ministério de Minas e Energia

Art. 10. Caberá ao Ministério de Minas e Energia, entre outras competências:

I - planejar o aproveitamento do petróleo e do gás natural;

II - propor ao CNPE, ouvida a ANP, a definição dos blocos que serão objeto de concessão ou de partilha de produção;

III - propor ao CNPE os seguintes parâmetros técnicos e econômicos dos contratos de partilha de produção:

a) os critérios para definição do excedente em óleo da União;

b) o percentual mínimo do excedente em óleo da União;

c) a participação mínima da Petrobras no consórcio previsto no art. 20, que não poderá ser inferior a 30% (trinta por cento);

d) os limites, prazos, critérios e condições para o cálculo e apropriação pelo contratado do custo em óleo e do volume da produção correspondente aos royalties devidos;

e) o conteúdo local mínimo e outros critérios relacionados ao desenvolvimento da indústria nacional; e

f) o valor do bônus de assinatura, bem como a parcela a ser destinada à empresa pública de que trata o § 1º do art. 8º;

IV - estabelecer as diretrizes a serem observadas pela ANP para promoção da licitação prevista no inciso II do art. 8º, bem como para a elaboração das minutas dos editais e dos contratos de partilha de produção; e

V - aprovar as minutas dos editais de licitação e dos contratos de partilha de produção elaboradas pela ANP.

§ 1º Ao final de cada semestre, o Ministério de Minas e Energia emitirá relatório sobre as atividades relacionadas aos contratos de partilha de produção.

§ 2º O relatório será publicado até 30 (trinta) dias após o encerramento do semestre, assegurado amplo acesso ao público.

Seção IV

Das Competências da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP

Art. 11. Caberá à ANP, entre outras competências definidas em lei:

I - promover estudos técnicos para subsidiar o Ministério de Minas e Energia na delimitação dos blocos que serão objeto de contrato de partilha de produção;

II - elaborar e submeter à aprovação do Ministério de Minas e Energia as minutas dos contratos de partilha de produção e dos editais, no caso de licitação;

III - promover as licitações previstas no inciso II do art. 8º desta Lei;

IV - fazer cumprir as melhores práticas da indústria do petróleo;

V - analisar e aprovar, de acordo com o disposto no inciso IV deste artigo, os planos de exploração, de avaliação e de desenvolvimento da produção, bem como os programas anuais de trabalho e de produção relativos aos contratos de partilha de produção; e

VI - regular e fiscalizar as atividades realizadas sob o regime de partilha de produção, nos termos do inciso VII do art. 8º da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997.

Seção V

Da Contratação Direta

Art. 12. O CNPE proporá ao Presidente da República os casos em que, visando à preservação do interesse nacional e ao atendimento dos demais objetivos da política energética, a Petrobras será contratada diretamente pela União para a exploração e produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos sob o regime de partilha de produção.

Parágrafo único. Os parâmetros da contratação prevista no caput serão propostos pelo CNPE, nos termos do inciso IV do art. 9º e do inciso III do art. 10, no que couber.

Seção VI

Da Licitação

Art. 13. A licitação para a contratação sob o regime de partilha de produção obedecerá ao disposto nesta Lei, nas normas a serem expedidas pela ANP e no respectivo edital.

Art. 14. A Petrobras poderá participar da licitação prevista no inciso II do art. 8º para ampliar a sua participação mínima definida nos termos da alínea c do inciso III do art. 10.

Subseção I

Do Edital de Licitação

Art. 15. O edital de licitação será acompanhado da minuta básica do respectivo contrato e indicará, obrigatoriamente:

I - o bloco objeto do contrato de partilha de produção;

II - o critério de julgamento da licitação, nos termos do art. 18;

III - o percentual mínimo do excedente em óleo da União;

IV - a formação do consórcio previsto no art. 20 e a respectiva participação mínima da Petrobras;

V - os limites, prazos, critérios e condições para o cálculo e apropriação pelo contratado do custo em óleo e do volume da produção correspondente aos royalties devidos;

VI - os critérios para definição do excedente em óleo do contratado;

VII - o programa exploratório mínimo e os investimentos estimados correspondentes;

VIII - o conteúdo local mínimo e outros critérios relacionados ao desenvolvimento da indústria nacional;

IX - o valor do bônus de assinatura, bem como a parcela a ser destinada à empresa pública de que trata o § 1º do art. 8º;

X - as regras e as fases da licitação;

XI - as regras aplicáveis à participação conjunta de empresas na licitação;

XII - a relação de documentos exigidos e os critérios de habilitação técnica, jurídica, econômico-financeira e fiscal dos licitantes;

XIII - a garantia a ser apresentada pelo licitante para sua habilitação;

XIV - o prazo, o local e o horário em que serão fornecidos aos licitantes os dados, estudos e demais elementos e informações necessários à elaboração das propostas, bem como o custo de sua aquisição; e

XV - o local, o horário e a forma para apresentação das propostas.

Art. 16. Quando permitida a participação conjunta de empresas na licitação, o edital conterá, entre outras, as seguintes exigências:

I - comprovação de compromisso, público ou particular, de constituição do consórcio previsto no art. 20, subscrito pelas proponentes;

II - indicação da empresa responsável no processo licitatório, sem prejuízo da responsabilidade solidária das demais proponentes;

III - apresentação, por parte de cada uma das empresas proponentes, dos documentos exigidos para efeito de avaliação da qualificação técnica e econômico-financeira do consórcio a ser constituído; e

IV - proibição de participação de uma mesma empresa, conjunta ou isoladamente, em mais de uma proposta na licitação de um mesmo bloco.

Art. 17. O edital conterá a exigência de que a empresa estrangeira que concorrer, em conjunto com outras empresas ou isoladamente, deverá apresentar com sua proposta, em envelope separado:

I - prova de capacidade técnica, idoneidade financeira e regularidade jurídica e fiscal;

II - inteiro teor dos atos constitutivos e prova de se encontrar organizada e em funcionamento regular, conforme a lei de seu país;

III - designação de um representante legal perante a ANP, com poderes especiais para a prática de atos e assunção de responsabilidades relativamente à licitação e à proposta apresentada; e

IV - compromisso de constituir empresa segundo as leis brasileiras, com sede e administração no Brasil, caso seja vencedora da licitação.

Subseção II

Do Julgamento da Licitação

Art. 18. O julgamento da licitação identificará a proposta mais vantajosa segundo o critério da oferta de maior excedente em óleo para a União, respeitado o percentual mínimo definido nos termos da alínea b do inciso III do art. 10.

Seção VII

Do Consórcio

Art. 19. A Petrobras, quando contratada diretamente ou no caso de ser vencedora isolada da licitação, deverá constituir consórcio com a empresa pública de que trata o § 1º do art. 8º desta Lei, na forma do disposto no art. 279 da Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976.

Art. 20. O licitante vencedor deverá constituir consórcio com a Petrobras e com a empresa pública de que trata o § 1º do art. 8º desta Lei, na forma do disposto no art. 279 da Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976.

§ 1º A participação da Petrobras no consórcio implicará sua adesão às regras do edital e à proposta vencedora.

§ 2º Os direitos e as obrigações patrimoniais da Petrobras e dos demais contratados serão proporcionais à sua participação no consórcio.

§ 3º O contrato de constituição de consórcio deverá indicar a Petrobras como responsável pela execução do contrato, sem prejuízo da responsabilidade solidária das consorciadas perante o contratante ou terceiros, observado o disposto no § 2º do art. 8º desta Lei.

Art. 21. A empresa pública de que trata o § 1º do art. 8º integrará o consórcio como representante dos interesses da União no contrato de partilha de produção.

Art. 22. A administração do consórcio caberá ao seu comitê operacional.

Art. 23. O comitê operacional será composto por representantes da empresa pública de que trata o § 1º do art. 8º e dos demais consorciados.

Parágrafo único. A empresa pública de que trata o § 1º do art. 8º indicará a metade dos integrantes do comitê operacional, inclusive o seu presidente, cabendo aos demais consorciados a indicação dos outros integrantes.

Art. 24. Caberá ao comitê operacional:

I - definir os planos de exploração, a serem submetidos à análise e à aprovação da ANP;

II - definir o plano de avaliação de descoberta de jazida de petróleo e de gás natural a ser submetido à análise e à aprovação da ANP;

III - declarar a comercialidade de cada jazida descoberta e definir o plano de desenvolvimento da produção do campo, a ser submetido à análise e à aprovação da ANP;

IV - definir os programas anuais de trabalho e de produção, a serem submetidos à análise e à aprovação da ANP;

V - analisar e aprovar os orçamentos relacionados às atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento e produção previstas no contrato;

VI - supervisionar as operações e aprovar a contabilização dos custos realizados;

VII - definir os termos do acordo de individualização da produção a ser firmado com o titular da área adjacente, observado o disposto no Capítulo IV desta Lei; e

VIII - outras atribuições definidas no contrato de partilha de produção.

Art. 25. O presidente do comitê operacional terá poder de veto e voto de qualidade, conforme previsto no contrato de partilha de produção.

Art. 26. A assinatura do contrato de partilha de produção ficará condicionada à comprovação do arquivamento do instrumento constitutivo do consórcio no Registro do Comércio do lugar de sua sede.

Seção VIII

Do Contrato de Partilha de Produção

Art. 27. O contrato de partilha de produção preverá 2 (duas) fases:

I - a de exploração, que incluirá as atividades de avaliação de eventual descoberta de petróleo ou gás natural, para determinação de sua comercialidade; e

II - a de produção, que incluirá as atividades de desenvolvimento.

Art. 28. O contrato de partilha de produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos não se estende a qualquer outro recurso natural, ficando o operador obrigado a informar a sua descoberta, nos termos do inciso I do art. 30.

Art. 29. São cláusulas essenciais do contrato de partilha de produção:

I - a definição do bloco objeto do contrato;

II - a obrigação de o contratado assumir os riscos das atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento e produção;

III - a indicação das garantias a serem prestadas pelo contratado;

IV - o direito do contratado à apropriação do custo em óleo, exigível unicamente em caso de descoberta comercial;

V - os limites, prazos, critérios e condições para o cálculo e apropriação pelo contratado do custo em óleo e do volume da produção correspondente aos royalties devidos;

VI - os critérios para cálculo do valor do petróleo ou do gás natural, em função dos preços de mercado, da especificação do produto e da localização do campo;

VII - as regras e os prazos para a repartição do excedente em óleo, podendo incluir critérios relacionados à eficiência econômica, à rentabilidade, ao volume de produção e à variação do preço do petróleo e do gás natural, observado o percentual estabelecido segundo o disposto no art. 18;

VIII - as atribuições, a composição, o funcionamento e a forma de tomada de decisões e de solução de controvérsias no âmbito do comitê operacional;

IX - as regras de contabilização, bem como os procedimentos para acompanhamento e controle das atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento e produção;

X - as regras para a realização de atividades, por conta e risco do contratado, que não implicarão qualquer obrigação para a União ou contabilização no valor do custo em óleo;

XI - o prazo de duração da fase de exploração e as condições para sua prorrogação;

XII - o programa exploratório mínimo e as condições para sua revisão;

XIII - os critérios para formulação e revisão dos planos de exploração e de desenvolvimento da produção, bem como dos respectivos planos de trabalho, incluindo os pontos de medição e de partilha de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos produzidos;

XIV - a obrigatoriedade de o contratado fornecer à ANP e à empresa pública de que trata o § 1º do art. 8º relatórios, dados e informações relativos à execução do contrato;

XV - os critérios para devolução e desocupação de áreas pelo contratado, inclusive para a retirada de equipamentos e instalações e para a reversão de bens;

XVI - as penalidades aplicáveis em caso de inadimplemento das obrigações contratuais;

XVII - os procedimentos relacionados à cessão dos direitos e obrigações relativos ao contrato, conforme o disposto no art. 31;

XVIII - as regras sobre solução de controvérsias, que poderão prever conciliação e arbitragem;

XIX - o prazo de vigência do contrato, limitado a 35 (trinta e cinco) anos, e as condições para a sua extinção;

XX - o valor e a forma de pagamento do bônus de assinatura;

XXI - a obrigatoriedade de apresentação de inventário periódico sobre as emissões de gases que provocam efeito estufa - GEF, ao qual se dará publicidade, inclusive com cópia ao Congresso Nacional;

XXII - a apresentação de plano de contingência relativo a acidentes por vazamento de petróleo, de gás natural, de outros hidrocarbonetos fluidos e seus derivados; e

XXIII - a obrigatoriedade da realização de auditoria ambiental de todo o processo operacional de retirada e distribuição de petróleo e gás oriundos do pré-sal.

Art. 30. A Petrobras, na condição de operadora do contrato de partilha de produção, deverá:

I - informar ao comitê operacional e à ANP, no prazo contratual, a descoberta de qualquer jazida de petróleo, de gás natural, de outros hidrocarbonetos fluidos ou de quaisquer minerais;

II - submeter à aprovação do comitê operacional o plano de avaliação de descoberta de jazida de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, para determinação de sua comercialidade;

III - realizar a avaliação da descoberta de jazida de petróleo e de gás natural nos termos do plano de avaliação aprovado pela ANP, apresentando relatório de comercialidade ao comitê operacional;

IV - submeter ao comitê operacional o plano de desenvolvimento da produção do campo, bem como os planos de trabalho e de produção, contendo cronogramas e orçamentos;

V - adotar as melhores práticas da indústria do petróleo, obedecendo às normas e aos procedimentos técnicos e científicos pertinentes e utilizando técnicas apropriadas de recuperação, objetivando a racionalização da produção e o controle do declínio das reservas; e

VI - encaminhar ao comitê operacional todos os dados e documentos relativos às atividades realizadas.

Art. 31. A cessão dos direitos e obrigações relativos ao contrato de partilha de produção somente poderá ocorrer mediante prévia e expressa autorização do Ministério de Minas e Energia, ouvida a ANP, observadas as seguintes condições:

I - preservação do objeto contratual e de suas condições;

II - atendimento, por parte do cessionário, dos requisitos técnicos, econômicos e jurídicos estabelecidos pelo Ministério de Minas e Energia; e

III - exercício do direito de preferência dos demais consorciados, na proporção de suas participações no consórcio.

Parágrafo único. A Petrobras somente poderá ceder a participação nos contratos de partilha de produção que obtiver como vencedora da licitação, nos termos do art. 14.

Art. 32. O contrato de partilha de produção extinguir-se-á:

I - pelo vencimento de seu prazo;

II - por acordo entre as partes;

III - pelos motivos de resolução nele previstos;

IV - ao término da fase de exploração, sem que tenha sido feita qualquer descoberta comercial, conforme definido no contrato;

V - pelo exercício do direito de desistência pelo contratado na fase de exploração, desde que cumprido o programa exploratório mínimo ou pago o valor correspondente à parcela não cumprida, conforme previsto no contrato; e

VI - pela recusa em firmar o acordo de individualização da produção, após decisão da ANP.

§ 1º A devolução de áreas não implicará obrigação de qualquer natureza para a União nem conferirá ao contratado qualquer direito de indenização pelos serviços e bens.

§ 2º Extinto o contrato de partilha de produção, o contratado fará a remoção dos equipamentos e bens que não sejam objeto de reversão, ficando obrigado a reparar ou a indenizar os danos decorrentes de suas atividades e a praticar os atos de recuperação ambiental determinados pelas autoridades competentes.

CAPÍTULO IV

DA INDIVIDUALIZAÇÃO DA PRODUÇÃO

Art. 33. O procedimento de individualização da produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos deverá ser instaurado quando se identificar que a jazida se estende além do bloco concedido ou contratado sob o regime de partilha de produção.

§ 1º O concessionário ou o contratado sob o regime de partilha de produção deverá informar à ANP que a jazida será objeto de acordo de individualização da produção.

§ 2º A ANP determinará o prazo para que os interessados celebrem o acordo de individualização da produção, observadas as diretrizes do CNPE.

Art. 34. A ANP regulará os procedimentos e as diretrizes para elaboração do acordo de individualização da produção, o qual estipulará:

I - a participação de cada uma das partes na jazida individualizada, bem como as hipóteses e os critérios de sua revisão;

II - o plano de desenvolvimento da área objeto de individualização da produção; e

III - os mecanismos de solução de controvérsias.

Parágrafo único. A ANP acompanhará a negociação entre os interessados sobre os termos do acordo de individualização da produção.

Art. 35. O acordo de individualização da produção indicará o operador da respectiva jazida.

Art. 36. A União, representada pela empresa pública referida no § 1º do art. 8º e com base nas avaliações realizadas pela ANP, celebrará com os interessados, nos casos em que as jazidas da área do pré-sal e das áreas estratégicas se estendam por áreas não concedidas ou não partilhadas, acordo de individualização da produção,

cujos termos e condições obrigarão o futuro concessionário ou contratado sob regime de partilha de produção.

§ 1º A ANP deverá fornecer à empresa pública referida no § 1º do art. 8º todas as informações necessárias para o acordo de individualização da produção.

§ 2º O regime de exploração e produção a ser adotado nas áreas de que trata o caput independe do regime vigente nas áreas adjacentes.

Art. 37. A União, representada pela ANP, celebrará com os interessados, após as devidas avaliações, nos casos em que a jazida não se localize na área do pré-sal ou em áreas estratégicas e se estenda por áreas não concedidas, acordo de individualização da produção, cujos termos e condições obrigarão o futuro concessionário.

Art. 38. A ANP poderá contratar diretamente a Petrobras para realizar as atividades de avaliação das jazidas previstas nos arts. 36 e 37.

Art. 39. Os acordos de individualização da produção serão submetidos à prévia aprovação da ANP.

Parágrafo único. A ANP deverá se manifestar em até 60 (sessenta) dias, contados do recebimento da proposta de acordo.

Art. 40. Transcorrido o prazo de que trata o § 2º do art. 33 e não havendo acordo entre as partes, caberá à ANP determinar, em até 120 (cento e vinte) dias e com base em laudo técnico, a forma como serão apropriados os direitos e as obrigações sobre a jazida e notificar as partes para que firmem o respectivo acordo de individualização da produção.

Parágrafo único. A recusa de uma das partes em firmar o acordo de individualização da produção implicará resolução dos contratos de concessão ou de partilha de produção.

Art. 41. O desenvolvimento e a produção da jazida ficarão suspensos enquanto não aprovado o acordo de individualização da produção, exceto nos casos autorizados e sob as condições definidas pela ANP.

CAPÍTULO V

DAS RECEITAS GOVERNAMENTAIS NO REGIME DE PARTILHA DE PRODUÇÃO

Art. 42. O regime de partilha de produção terá as seguintes receitas governamentais:

I - royalties; e

II - bônus de assinatura.

§ 1º Os royalties correspondem à compensação financeira pela exploração de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos de que trata o § 1º do art. 20 da Constituição Federal, vedada sua inclusão no cálculo do custo em óleo.

§ 2º O bônus de assinatura não integra o custo em óleo, corresponde a valor fixo devido à União pelo contratado e será estabelecido pelo contrato de partilha de produção, devendo ser pago no ato de sua assinatura.

Art. 43. O contrato de partilha de produção, quando o bloco se localizar em terra, conterá cláusula determinando o pagamento, em moeda nacional, de participação equivalente a até 1% (um por cento) do valor da produção de petróleo ou gás natural aos proprietários da terra onde se localiza o bloco.

§ 1º A participação a que se refere o caput será distribuída na proporção da produção realizada nas propriedades regularmente demarcadas na superfície do bloco, vedada a sua inclusão no cálculo do custo em óleo.

§ 2º O cálculo da participação de terceiro de que trata o caput será efetivado pela ANP.

Art. 44. Não se aplicará o disposto no art. 50 da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, aos contratos de partilha de produção.

CAPÍTULO VI

DA COMERCIALIZAÇÃO DO PETRÓLEO, DO GÁS NATURAL E DE OUTROS HIDROCARBONETOS FLUIDOS DA UNIÃO

Art. 45. O petróleo, o gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos destinados à União serão comercializados de acordo com as normas do direito privado, dispensada a licitação, segundo a política de comercialização referida nos incisos VI e VII do art. 9º.

Parágrafo único. A empresa pública de que trata o § 1º do art. 8º, representando a União, poderá contratar diretamente a Petrobras, dispensada a licitação, como agente comercializador do petróleo, do gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos referidos no caput.

Art. 46. A receita advinda da comercialização referida no art. 45 será destinada ao Fundo Social, conforme dispõem os arts. 47 a 60.

CAPÍTULO VII

DO FUNDO SOCIAL - FS

Seção I

Da Definição e Objetivos do Fundo Social - FS

Art. 47. É criado o Fundo Social - FS, de natureza contábil e financeira, vinculado à Presidência da República, com a finalidade de constituir fonte de recursos para o desenvolvimento social e regional, na forma de programas e projetos nas áreas de combate à pobreza e de desenvolvimento:

I - da educação;

- II - da cultura;
- III - do esporte;
- IV - da saúde pública;
- V - da ciência e tecnologia;
- VI - do meio ambiente; e
- VII - de mitigação e adaptação às mudanças climáticas.

§ 1º Os programas e projetos de que trata o caput observarão o plano plurianual - PPA, a lei de diretrizes orçamentárias - LDO e as respectivas dotações consignadas na lei orçamentária anual - LOA.

§ 2º (VETADO)

Art. 48. O FS tem por objetivos:

I - constituir poupança pública de longo prazo com base nas receitas auferidas pela União;

II - oferecer fonte de recursos para o desenvolvimento social e regional, na forma prevista no art. 47; e

III - mitigar as flutuações de renda e de preços na economia nacional, decorrentes das variações na renda gerada pelas atividades de produção e exploração de petróleo e de outros recursos não renováveis.

Parágrafo único. É vedado ao FS, direta ou indiretamente, conceder garantias.

Seção II

Dos Recursos do Fundo Social - FS

Art. 49. Constituem recursos do FS:

I - parcela do valor do bônus de assinatura destinada ao FS pelos contratos de partilha de produção;

II - parcela dos royalties que cabe à União, deduzidas aquelas destinadas aos seus órgãos específicos, conforme estabelecido nos contratos de partilha de produção, na forma do regulamento;

III - receita advinda da comercialização de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos da União, conforme definido em lei;

IV - os royalties e a participação especial das áreas localizadas no pré-sal contratadas sob o regime de concessão destinados à administração direta da União, observado o disposto nos §§ 1º e 2º deste artigo;

V - os resultados de aplicações financeiras sobre suas disponibilidades; e

VI - outros recursos destinados ao FS por lei.

§ 1º A Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, passa a vigorar com as seguintes alterações:

“Art. 49.

.....

§ 3º Nas áreas localizadas no pré-sal contratadas sob o regime de concessão, a parcela dos royalties que cabe à administração direta da União será destinada integralmente ao fundo de natureza contábil e financeira, criado por lei específica, com a finalidade de constituir fonte de recursos para o desenvolvimento social e regional, na forma de programas e projetos nas áreas de combate à pobreza e de desenvolvimento da educação, da cultura, do esporte, da saúde pública, da ciência e tecnologia, do meio ambiente e de mitigação e adaptação às mudanças climáticas, vedada sua destinação aos órgãos específicos de que trata este artigo.” (NR)

“Art. 50.

.....

§ 4º Nas áreas localizadas no pré-sal contratadas sob o regime de concessão, a parcela da participação especial que cabe à administração direta da União será destinada integralmente ao fundo de natureza contábil e financeira, criado por lei específica, com a finalidade de constituir fonte de recursos para o desenvolvimento social e regional, na forma de programas e projetos nas áreas de combate à pobreza e de desenvolvimento da educação, da cultura, do esporte, da saúde pública, da ciência e tecnologia, do meio ambiente e de mitigação e adaptação às mudanças climáticas, vedada sua destinação aos órgãos específicos de que trata este artigo.” (NR)

§ 2º O cumprimento do disposto no § 1º deste artigo obedecerá a regra de transição, a critério do Poder Executivo, estabelecida na forma do regulamento.

Seção III

Da Política de Investimentos do Fundo Social

Art. 50. A política de investimentos do FS tem por objetivo buscar a rentabilidade, a segurança e a liquidez de suas aplicações e assegurar sua sustentabilidade econômica e financeira para o cumprimento das finalidades definidas nos arts. 47 e 48.

Parágrafo único. Os investimentos e aplicações do FS serão destinados preferencialmente a ativos no exterior, com a finalidade de mitigar a volatilidade de renda e de preços na economia nacional.

Art. 51. Os recursos do FS para aplicação nos programas e projetos a que se refere o art. 47 deverão ser os resultantes do retorno sobre o capital.

Parágrafo único. Constituído o FS e garantida a sua sustentabilidade econômica e financeira, o Poder Executivo, na forma da lei, poderá propor o uso de percentual de recursos do principal para a aplicação nas finalidades previstas no art. 47, na etapa inicial de formação de poupança do fundo.

Art. 52. A política de investimentos do FS será definida pelo Comitê de Gestão Financeira do Fundo Social - CGFFS.

§ 1º O CGFFS terá sua composição e funcionamento estabelecidos em ato do Poder Executivo, assegurada a participação do Ministro de Estado da Fazenda, do Ministro de Estado do Planejamento, Orçamento e Gestão e do Presidente do Banco Central do Brasil.

§ 2º Aos membros do CGFFS não cabe qualquer tipo de remuneração pelo desempenho de suas funções.

§ 3º As despesas relativas à operacionalização do CGFFS serão custeadas pelo FS.

Art. 53. Cabe ao CGFFS definir:

I - o montante a ser resgatado anualmente do FS, assegurada sua sustentabilidade financeira;

II - a rentabilidade mínima esperada;

III - o tipo e o nível de risco que poderão ser assumidos na realização dos investimentos, bem como as condições para que o nível de risco seja minimizado;

IV - os percentuais, mínimo e máximo, de recursos a serem investidos no exterior e no País;

V - a capitalização mínima a ser atingida antes de qualquer transferência para as finalidades e os objetivos definidos nesta Lei.

Art. 54. A União, a critério do CGFFS, poderá contratar instituições financeiras federais para atuarem como agentes operadores do FS, as quais farão jus a remuneração pelos serviços prestados.

Art. 55. A União poderá participar, com recursos do FS, como cotista única, de fundo de investimento específico.

Parágrafo único. O fundo de investimento específico de que trata este artigo deve ser constituído por instituição financeira federal, observadas as normas a que se refere o inciso XXII do art. 4º da Lei nº 4.595, de 31 de dezembro de 1964.

Art. 56. O fundo de investimento de que trata o art. 55 deverá ter natureza privada e patrimônio próprio separado do patrimônio do cotista e do administrador, sujeitando-se a direitos e obrigações próprias.

§ 1º A integralização das cotas do fundo de investimento será autorizada em ato do Poder Executivo, ouvido o CGFFS.

§ 2º O fundo de investimento terá por finalidade promover a aplicação em ativos no Brasil e no exterior.

§ 3º O fundo de investimento responderá por suas obrigações com os bens e direitos integrantes de seu patrimônio, ficando o cotista obrigado somente pela integralização das cotas que subscrever.

§ 4º A dissolução do fundo de investimento dar-se-á na forma de seu estatuto, e seus recursos retornarão ao FS.

§ 5º Sobre as operações de crédito, câmbio e seguro e sobre rendimentos e lucros do fundo de investimento não incidirá qualquer imposto ou contribuição social de competência da União.

§ 6º O fundo de investimento deverá elaborar os demonstrativos contábeis de acordo com a legislação em vigor e conforme o estabelecido no seu estatuto.

Art. 57. O estatuto do fundo de investimento definirá, inclusive, as políticas de aplicação, critérios e níveis de rentabilidade e de risco, questões operacionais da gestão administrativa e financeira e regras de supervisão prudencial de investimentos.

Seção IV

Da Gestão do Fundo Social

Art. 58. É criado o Conselho Deliberativo do Fundo Social - CDFS, com a atribuição de propor ao Poder Executivo, ouvidos os Ministérios afins, a prioridade e a destinação dos recursos resgatados do FS para as finalidades estabelecidas no art. 47, observados o PPA, a LDO e a LOA.

§ 1º A composição, as competências e o funcionamento do CDFS serão estabelecidos em ato do Poder Executivo.

§ 2º Aos membros do CDFS não cabe qualquer tipo de remuneração pelo desempenho de suas funções.

§ 3º A destinação de recursos para os programas e projetos definidos como prioritários pelo CDFS é condicionada à prévia fixação de metas, prazo de execução e planos de avaliação, em coerência com as disposições estabelecidas no PPA.

§ 4º O CDFS deverá submeter os programas e projetos a criteriosa avaliação quantitativa e qualitativa durante todas as fases de execução, monitorando os impactos efetivos sobre a população e nas regiões de intervenção, com o apoio de instituições públicas e universitárias de pesquisa.

§ 5º Os recursos do FS destinados aos programas e projetos de que trata o art. 47 devem observar critérios de redução das desigualdades regionais.

Art. 59. As demonstrações contábeis e os resultados das aplicações do FS serão elaborados e apurados semestralmente, nos termos previstos pelo órgão central de contabilidade de que trata o inciso I do art. 17 da Lei nº 10.180, de 6 de fevereiro de 2001.

Parágrafo único. Ato do Poder Executivo definirá as regras de supervisão do FS, sem prejuízo da fiscalização dos entes competentes.

Art. 60. O Poder Executivo encaminhará trimestralmente ao Congresso Nacional relatório de desempenho do FS, conforme disposto em regulamento do Fundo.

CAPÍTULO VIII

DISPOSIÇÕES FINAIS E TRANSITÓRIAS

Art. 61. Aplicam-se às atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento e produção de que trata esta Lei os regimes aduaneiros especiais e os incentivos fiscais aplicáveis à indústria de petróleo no Brasil.

Art. 62. A Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, passa a vigorar com as seguintes alterações:

“Art. 2º

.....

VIII - definir os blocos a serem objeto de concessão ou partilha de produção;

IX - definir a estratégia e a política de desenvolvimento econômico e tecnológico da indústria de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, bem como da sua cadeia de suprimento;

X - induzir o incremento dos índices mínimos de conteúdo local de bens e serviços, a serem observados em licitações e contratos de concessão e de partilha de produção, observado o disposto no inciso IX.

.....” (NR)

“Art. 5º As atividades econômicas de que trata o art. 4º desta Lei serão reguladas e fiscalizadas pela União e poderão ser exercidas, mediante concessão, autorização ou contratação sob o regime de partilha de produção, por empresas constituídas sob as leis brasileiras, com sede e administração no País.” (NR)

“Art. 8º

.....

II - promover estudos visando à delimitação de blocos, para efeito de concessão ou contratação sob o regime de partilha de produção das atividades de exploração, desenvolvimento e produção;

.....” (NR)

“Art. 21. Todos os direitos de exploração e produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos em território nacional, nele compreendidos a parte terrestre, o mar territorial, a plataforma continental e a zona econômica exclusiva,

pertencem à União, cabendo sua administração à ANP, ressalvadas as competências de outros órgãos e entidades expressamente estabelecidas em lei.” (NR)

“Art. 22.

.....

§ 3º O Ministério de Minas e Energia terá acesso irrestrito e gratuito ao acervo a que se refere o caput deste artigo, com o objetivo de realizar estudos e planejamento setorial, mantido o sigilo a que esteja submetido, quando for o caso.” (NR)

“Art. 23. As atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e de gás natural serão exercidas mediante contratos de concessão, precedidos de licitação, na forma estabelecida nesta Lei, ou sob o regime de partilha de produção nas áreas do pré-sal e nas áreas estratégicas, conforme legislação específica.

.....” (NR)

Art. 63. Enquanto não for criada a empresa pública de que trata o § 1º do art. 8º, suas competências serão exercidas pela União, por intermédio da ANP, podendo ainda ser delegadas por meio de ato do Poder Executivo.

Art. 64. (VETADO)

Art. 65. O Poder Executivo estabelecerá política e medidas específicas visando ao aumento da participação de empresas de pequeno e médio porte nas atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural.

Parágrafo único. O Poder Executivo regulamentará o disposto no caput no prazo de 120 (cento e vinte) dias, contado da data de publicação desta Lei.

Art. 66. O Poder Executivo regulamentará o disposto nesta Lei.

Art. 67. Revogam-se o § 1º do art. 23 e o art. 27 da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997.

Art. 68. Esta Lei entra em vigor na data de sua publicação.

Brasília, 22 de dezembro de 2010; 189º da Independência e 122º da República.

Luis Inácio Lucena Adams

Este texto não substitui o publicado no DOU de 23.12.2010

ANEXO

POLÍGONO PRÉ-SAL
COORDENADAS POLICÔNICA/SAD69/MC54

Longitude (W)	Latitude (S)	Vértices
5828309.85	7131717.65	1
5929556.50	7221864.57	2
6051237.54	7283090.25	3
6267090.28	7318567.19	4
6435210.56	7528148.23	5
6424907.47	7588826.11	6
6474447.16	7641777.76	7
6549160.52	7502144.27	8
6502632.19	7429577.67	9
6152150.71	7019438.85	10
5836128.16	6995039.24	11
5828309.85	7131717.65	1

2.9 - DECRETO 7.403, DE 23 DE DEZEMBRO DE 2010

Estabelece regra de transição para destinação das parcelas de royalties e de participação especial devidas à administração direta da União em função da produção de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos em áreas do pré-sal contratadas sob o regime de concessão, de que trata o § 2º do art. 49 da Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010.

O PRESIDENTE DA REPÚBLICA, no uso das atribuições que lhe confere o art. 84, incisos IV e VI, alínea “a”, da Constituição, e tendo em vista o disposto no art. 49 da Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010,

DECRETA:

Art. 1º O cumprimento do disposto no § 3º do art. 49 e no § 4º do art. 50 da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, introduzidos pelo § 1º do art. 49 da Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, observará o disposto neste Decreto.

Art. 2º A regra de transição referida no § 2º do art. 49 da Lei nº 12.351, de 2010, é assim estabelecida:

I - em relação aos royalties, conforme o disposto: (Vide Decreto nº 7.657, de 2011)

- a) no art. 48 da Lei nº 9.478, de 1997;
- b) na alínea “d” do inciso I do art. 49 da Lei nº 9.478, de 1997; e
- c) nas alíneas “c” e “f” do inciso II do art. 49 da Lei nº 9.478, de 1997;

II - em relação à participação especial, conforme estabelecem os incisos I e II do § 2º do art. 50 da Lei nº 9.478, de 1997.

Art. 3º A regra de transição prevista no art. 2º vigorará até 31 de dezembro de 2011. (Vide Decreto nº 7.657, de 2011)

Art. 4º Este Decreto entra em vigor na data de sua publicação.

Brasília, 23 de dezembro de 2010; 189º da Independência e 122º da República.

2.10 - DECRETO Nº 7.657, DE 23 DE DEZEMBRO DE 2011

Altera o Decreto nº 7.403, de 23 de dezembro de 2010, que estabelece regra de transição para destinação das parcelas de royalties e de participação especial devidas à administração direta da União em função da produção de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos em áreas do pré-sal contratadas sob o regime de concessão, de que trata o § 2º do art. 49 da Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010.

A PRESIDENTA DA REPÚBLICA, no uso das atribuições que lhe confere o art. 84, incisos IV e VI, alínea “a”, da Constituição, e tendo em vista o disposto no art. 49 da Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010,

DECRETA:

Art. 1º O Decreto nº 7.403, de 23 de dezembro de 2010, passa a vigorar com as seguintes alterações:

“Art. 2º

I - em relação aos royalties dos campos que iniciaram sua produção até 31 de dezembro de 2009, aplica-se conforme o disposto:

a) no art. 48 da Lei nº 9.478, de 1997;

b) na alínea “d” do inciso I do caput do art. 49 da Lei nº 9.478, de 1997; e

c) nas alíneas “c” e “f” do inciso II do caput do art. 49 da Lei nº 9.478, de 1997; e

II - em relação à participação especial dos campos que iniciaram a produção até 31 de dezembro de 2009, aplica-se conforme estabelecem os incisos I e II do § 2º do art. 50 da Lei nº 9.478, de 1997.” (NR)

“Art. 3º A regra de transição prevista nos incisos I e II do caput do art. 2º vigorará até 31 de dezembro de 2015.” (NR)

Art. 2º Este Decreto entra em vigor a partir de 1º de janeiro de 2012.

Brasília, 23 de dezembro de 2011; 190º da Independência e 123º da República.