

A LEI DO PETRÓLEO E A RENDA PETROLÍFERA NO BRASIL¹

GUERRA, S. M. G.

HONORATO, F.

Departamento de Energia

Faculdade de Engenharia Mecânica

Universidade Estadual de Campinas

CP 6122

13083-970 Campinas, SP.

sguerra@fem.unicamp.br

INTRODUÇÃO

As rendas oriundas da produção de petróleo representam parte substancial do Produto Interno Bruto (PIB), dos ingressos de capital e de divisas em muitos países produtores de petróleo no mundo. Este movimento promove um conjunto de preocupações de caráter econômico-financeiro, social e distributivo.

As preocupações iniciam-se, quando se observa que dentre os principais países receptores de rendas minerais no mundo, a maior parte é constituída pelos países ditos em desenvolvimento. Isto representa uma grande preocupação, seja pela economia mundial (dependente deste recurso energético), seja por problemas internos que o acréscimo de renda pode vir a causar.

Este tipo de preocupação atinge diversos organismos e instituições mundo afora. O *site* do Banco Mundial² apresenta a seguinte passagem acerca do tema:

“Lamentablemente, la evidencia a la fecha sugiere que a menudo las rentas petroleras se convierten más en una maldición que en una bendición, con países que disfrutando de

¹ Artigo apresentado no X Congresso Brasileiro de Energia, Rio de Janeiro, out/2004.

² Para maiores detalhes acerca do tema, VER: <http://www.worldbank.org/ogsimpact/cpoverviewsp.htm>.

aquellas rentas se quedan detrás de países no petroleros que si logran objetivos de desarrollo sin experimentar la parte de inestabilidad política y conflictos violentos que acompañan a menudo la bonanza petrolera. Hay una preocupación creciente sobre este problema entre los inversionistas de las compañías petroleras, la sociedad civil, las agencias de desarrollo, y en los países mismos, así como una determinación creciente para hacer algo sobre este asunto”.

Como solução, o Banco Mundial aponta a necessidade de preocupação em três níveis diferentes: i) o primeiro é acerca dos impostos e tributos (legislação); ii) o segundo é acerca da fiscalização nas companhias e do manejo das rendas minerais (regulação); iii) terceiro, recai sobre a destinação dos recursos (fiscalização). Porém a grande preocupação está na determinação das “regras do jogo”, diretrizes que os Estados Nacionais apresentam para investidores, mercado de maneira geral, população local, e demais entes envolvidos na indústria do petróleo. Isto é, legislações e regras que movem as atividades petrolíferas.

Assim, o trabalho em questão objetiva primeiramente informar acerca dos tributos utilizados para remunerar o poder público pela extração de recursos não-renováveis de seu solo, a chamada renda mineral.

Na primeira parte, o trabalho apresenta uma visão geral das rendas minerais no mundo, e como elas costumam ser utilizadas em diversos países. Em seguida, apresenta como se deu a evolução das legislações no país até a criação da Lei 9.478, conhecida como Lei do Petróleo. E por fim, apresenta as formas de remuneração (tributos e impostos) utilizadas pelo governo brasileiro para o setor. Na conclusão, é apresentada uma breve crítica à opção utilizada pelo Brasil na apropriação das rendas minerais.

A RENDA MINERAL NO MUNDO: UMA VISÃO PANORÂMICA

O petróleo é um negócio mundial. Para estabelecer um regime de impostos, taxas, tributos, regulações, fiscalizações, controles ambientais, dentre outros, um país tem de considerar o impacto de suas determinações sobre o mercado internacional, bem como a capacidade do setor nacional de

disputar e competir por mercados e investimentos, em relação a outras áreas produtoras de petróleo no mundo (Boa Nova, 1985). Assim, os países detentores de petróleo convergiram para apenas alguns poucos mecanismos de tratamento das rendas minerais, a dizer:

Impostos Baseados em Lucro: como o próprio nome diz, este imposto incide sobre a diferença entre retorno e custo. Modelo adotado na Austrália, Dinamarca e Noruega, por exemplo;

Impostos sobre Produção: são impostos expressados como uma porcentagem do valor da produção. Este tipo de imposto, normalmente é cobrado, como um valor fixo por unidade produtiva. Esta é a base do modelo de captação de rendas minerais, utilizado no Brasil;

Impostos Flexíveis: muitos países produtores de petróleo no mundo têm ajustado seus sistemas de impostos, a fim promover a adoção de impostos simples e sobre os retornos econômicos, porém, de forma diferente do imposto baseado no lucro, apresentado anteriormente. Esta forma de tributação é progressiva e incide de forma gradativa, isto é, quanto maiores os lucros, maiores os impostos, até um teto máximo previsto. Seus parâmetros para o imposto são: indicadores simples (localização, complexidade geológica e dificuldade operacional), níveis de preço, produção e custos. Exemplo: China;

Partilha de Produção: modelo de captação de renda petrolífera baseado na divisão da produção, de acordo com produção do poço. Nesse modelo, a companhia de petróleo trabalha por sua conta e risco com a supervisão do Estado. Modelo adotado em vários países da Ex-União Soviética e na Indonésia, por exemplo;

Bônus de Assinatura: pagamentos pela pesquisa e/ou exploração petrolífera. Pode assumir algumas facetas ao serem auferidos: fixos e licitados, pagáveis adiantadamente ou, em alguns casos, dependente de resultados da exploração. É um dos modelos utilizados no Brasil;

Multas e Incentivos Ambientais: criação de uma série de obrigatoriedades por parte das empresas exploradoras e produtoras, quanto ao risco ambiental, forma de renda mineral. Países que o utilizam criam legislações extremamente rígidas de forma que as empresas do setor petrolífero sempre estarão infringindo a Lei.

De maneira geral, poucos países utilizam outras formas de impostos que não as listadas acima. Alguns deles utilizam mais de uma forma de captação de renda mineral, como o caso do Brasil.

OS TRIBUTOS NO SETOR PETROLÍFERO BRASILEIRO E A LEI DO PETRÓLEO

O pagamento de tributos no Brasil foi estabelecido pela primeira vez na Lei nº. 2.004, de 03 de outubro de 1953³, junto à lei de criação da PETROBRÁS. Em seu artigo 27, determinava o pagamento de 4% aos Estados e 1% aos Municípios sobre toda a produção terrestre de petróleo e gás natural em seus territórios. Este foi o início das contribuições recebidas pelo poder público.

Posteriormente, a Lei nº. 7.453, de 27 de dezembro de 1985, substituiu a Lei 2,004/53, determinando o pagamento de tributos para a produção no mar. A seguinte distribuição dos *royalties* foi utilizada: 1,5% para os Estados, 1,5% aos Municípios dos poços produtores e pertencentes às áreas geo-econômicas dos municípios produtores, 1% ao Ministério da Marinha e 1% para um fundo especial, e distribuídos aos Estados e Municípios da Federação⁴. O mais interessante nessa Lei é a introdução do conceito de área geo-econômica⁵. De acordo com este conceito, o município recebe royalties mesmo quando a extração não se dá em seu solo.

A Lei nº. 7.525, de 29 de agosto de 1986, determinou normas complementares para a execução do disposto no art. 27 da Lei nº. 2.004/53 (imposta pela elaboração de uma nova redação dada pela Lei nº. 7.453/85), introduzindo o conceito de extensão dos limites territoriais dos estados e mu-

³ Para maiores esclarecimentos, ver www.anp.gov.br/.

⁴ Para maiores esclarecimentos, ver www.anp.gov.br/.

⁵ Por área geo-econômica entende-se como área que sofre os impactos da indústria do petróleo, seja por localização geográfica, seja por importância econômica.

nicípios litorâneos na plataforma continental, de acordo com conceitos e metodologias estabelecidos pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), metodologia que persiste até os dias atuais⁶.

Em 28 de dezembro de 1989, a Lei nº. 7.990 (regulamentada posteriormente pelo Decreto nº. 01 de 11 de janeiro de 1991) apresentou a nova distribuição dos tributos, no qual introduziu o percentual de 0,5% aos Municípios onde ocorre embarque e desembarque do petróleo e gás natural. Para isso, reduziu-se de 4% para 3,5% o percentual dos Estados quando fosse extraído em terra, e de 1% para 0,5% do fundo especial, quando fosse extraído na plataforma continental.

E por fim, em de 06 de agosto de 1997, entrou em vigor a Lei nº. 9.478 mais conhecida como a Lei do Petróleo. A Lei do Petróleo foi fruto da evolução da indústria do petróleo no país e do crescimento gradativo de sua importância tanto para o mercado interno, quanto para o mercado internacional, onde são determinadas regras especiais para o segmento petrolífero.

Em termos gerais, a Lei quebra o monopólio da União (da Petrobrás, conseqüentemente). Ela prevê que todas as atividades que antes constituíam exclusividade estatal poderão ser objeto de concessão para operação de empresas privadas nacionais.⁷

A nova Lei estabelece um papel distinto a Petrobrás, que até então detinha o monopólio estatal. A empresa passa a receber o mesmo tratamento previsto para as demais empresas privadas em processos licitatórios, salvo em situações de empate, apresentando-se como vencedora. A União continua a ter direito de decisão sobre a Petrobrás, pois ainda permanece como acionista majoritária.

⁶ O decreto nº. 93.189, de 29 de agosto de 1986, regulamentou o traçado de linhas de limites dos Estados e Municípios, e a conseqüente localização dos poços de petróleo e de pagamento dos *royalties*. Para maiores detalhes ver: www.ibge.gov.br/.

⁷ *A nova Lei não altera o princípio constitucional de que: "a pesquisa e a lavra das jazidas de petróleo e gás natural e outros hidrocarbonetos líquidos, bem como a importação e a exportação de derivados e o seu transporte dutoviário ou marítimo, constituem monopólio da União (Constituição Federal, Art. 177), mas a autoriza a contratar terceiros para a execução de tais atividades"* (Postali, 2002).

A Lei do Petróleo resultou de um conjunto de estratégias estabelecidas para o setor, pelo então Presidente da República Fernando Henrique Cardoso. As estratégias acompanhavam princípios presentes na teoria econômica neoclássica, dominante no Governo Federal de então.

Os princípios e objetivos do setor energético de FHC eram, de maneira geral, os seguintes: i) Preservar o interesse nacional; ii) Incrementar, em bases econômicas, a utilização do gás natural; iii) Promover a livre concorrência; iv) Atrair investimentos para o setor; v) Ampliar a competitividade no Mercado Internacional; e, vi) Diminuir a participação do Estado no setor.

Para administrar estas diretrizes, o Governo Federal criou a ANP, autarquia federal⁸ vinculada ao MME e que tem como finalidade básica “*promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo*” (Postali, 2002).

A partir de sua criação, todas as atividades relacionadas à indústria de petróleo e gás natural em território nacional, passaram a ser de responsabilidade da ANP. Isto incluiu as atividades de exploração e produção. A ANP passa a funcionar como o controlador, isto é, grande gerente do mercado energético brasileiro, corrigindo assim “falhas” do mercado, segundo o modelo neoclássico.

A Lei do Petróleo estabelecia quatro formas distintas de renda mineral auferidas pelo poder público para interessados em explorar o potencial energético brasileiro. São eles: pagamento pela ocupação ou retenção da área, bônus de assinatura, participações especiais e royalties.

⁸ Pode-se conceituar autarquia como “*pessoa jurídica de direito público, integrante da Administração Indireta, criada por lei para desempenhar funções que, despidas de caráter econômico, sejam próprias e típicas do Estado.*” A caracterização da Autarquia, é apresentada como “*o serviço autônomo, criado por lei, com personalidade jurídica, patrimônio e receita próprios, para executar atividades típicas da administração pública, que requeiram, para seu melhor funcionamento, gestão administrativa e financeira descentralizada.*”

As agências reguladoras, enquadram-se no que o direito administrativo classifica como autarquia de controle. Sua função primordial consiste em “*exercer controle sobre as entidades que prestam serviços públicos ou atuam na área econômica por força de concessões e permissões de serviços públicos (descentralizado por delegação negocial), como é o caso da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), da ANATEL (Agência Nacional de Telecomunicações) e da ANP (Agência Nacional de Petróleo).*”

“(…) Pode-se dizer que, didaticamente, as agências autárquicas classificam-se em duas categorias: as agências reguladoras, com função básica de controle e fiscalização, adequadas para o regime de desestatização, e as agências executivas, mais apropriadas para a execução efetiva de certas atividades administrativas típicas do Estado. Referidas agências encontram sua origem no regime norte-americano, que há muito contempla as figuras das “**independent agencie**” e “**independent regulatory agencies**”, destinadas à regulação econômica ou social. Outros sistemas, como os da Inglaterra, Espanha e Argentina, também têm dado ensejo à criação dessas entidades.” (Carvalho Filho, 2001).

PAGAMENTO PELA OCUPAÇÃO OU RETENÇÃO DE ÁREA

O pagamento pela ocupação ou retenção de área também foi instituído pela Lei do Petróleo de 1997. Esta modalidade de renda mineral, constitui-se receita da ANP, “*consignada no seu orçamento aprovado, destinando-se o excedente ao Tesouro Nacional*” (ANP, 2000).⁹

BÔNUS DE ASSINATURA

Assim como o pagamento pela ocupação ou retenção da área, o bônus de assinatura foi introduzido pela primeira vez junto à criação da Lei do Petróleo. Ele tem seu valor mínimo determinado no edital de licitação do bloco ofertado, devendo ser pago no ato da assinatura do contrato.¹⁰

AS PARTICIPAÇÕES ESPECIAIS

A Participação Especial foi criada pelo Art. 50, da Lei nº 9.478/97. Este artigo estabelecia um pagamento adicional para poços de petróleo que possuíssem alta rentabilidade ou um grande volume de produção¹¹.

No passado, os Estados Unidos e o Reino Unido adotaram este tipo de participação governamental incidente sobre grandes lucros (*Windfall Profits Tax e Petroleum Perennial Tax – PRT*, respectivamente). Atualmente, além do Brasil, existem outros países que adotam este imposto, tais como a Austrália (*Petroleum Resource Rent Tax – PRRT*) e a Noruega (*Special Tax*).¹²

⁹ O seu valor é fixado em R\$ por km2, e varia dependendo da fase ou período em que se encontra a concessão (tabela a seguir)⁹.

ETAPA	R\$/Km2 ou FRAÇÃO
Fase de Exploração	10,00 a 500,00
Prorrogação da Fase de Exploração	200% do valor da Fase de Exploração
Período de Desenvolvimento da Fase de Produção	20,00 a 1.000,00
Fase de Produção	100,00 a 5.000,00

FONTE: Agência Nacional do Petróleo, Boletim Conjuntura e Informação, 2000.

¹⁰ O bônus de assinatura constitui receita da ANP, tendo ocorrido o seu primeiro pagamento em 23 de setembro de 1999, na ocasião da assinatura dos contratos de concessão da 1ª Rodada de Licitações. Apenas a primeira rodada de Licitações rendeu a ANP um montante superior a R\$ 321,6 milhões. (ANP, 2000).

¹¹ Sua distribuição de recursos é representada da seguinte forma: 40% – Ministério das Minas e Energia, para o financiamento de estudos de geologia e geofísica a serem realizados pela ANP; 10% – Ministério do Meio Ambiente, dos Recursos Hídricos e da Amazônia Legal; 40% – aos Estados onde ocorrer à produção; 10% – aos Municípios onde ocorrer à produção.

¹² Conjuntura e Informação, ANP, Superintendência de Estudos Estratégicos, abril-maio, 2000.

A determinação das Participações Especiais é feita mediante a aplicação de alíquotas progressivas, de 10 a 40%, em função do volume trimestral de produção, a partir de um volume limite de isenção¹³. Em geral, incide sobre os campos em terra com produção acima de 10 mil barris/dia, sobre campos marítimos com batimétrica abaixo de 400 m e produção acima de 20 mil barris/dia, e, sobre campos com profundidade batimétrica acima de 400 m e produção acima de 31 mil barris/dia.

Atualmente, segundo a ANP, apenas os municípios de Campos dos Goytacazes, Carapebus, Macaé, Quissamã e Rio das Ostras, recebem participações especiais resultantes de dois campos de petróleo da Bacia de Campos: Marlim (400 mil barris/dia) e Albacora (180 mil barris/dia). A ANP espera que em breve este número cresça para um universo de 13, dos 282 campos em desenvolvimento ou produção no Brasil. Seriam 12 na Bacia de Campos e 1 na Bacia de Santos.¹⁴

Segundo projeções realizadas pela ANP, os 13 campos mencionados corresponderão, num futuro próximo, em média, a um valor correspondente a 10% dos royalties arrecadados.

ROYALTIES

Os Royalties apresentam-se como uma das formas mais antigas de pagamento (remuneração a sociedade) pela utilização de recursos escassos e não renováveis. A palavra royalty provém do inglês “royal”, que significa “da realeza” ou “relativo ao rei”, tendo sua origem no direito de pagamento que o Rei possuía pela extração de recursos minerais em suas terras, isto é, a renda mineral.

O conceito de renda econômica assumiu diversas formas ao longo da formação econômica contemporânea. Um dos pioneiros na análise foi David Ricardo (1888). Segundo Ricardo, “*a renda decorrida do fato de as terras marginais menos férteis determinarem o preço do produto agrícola, implicando remunerações acima do custo de produção ara os proprietários das terras mais férteis,*

13 O cálculo de seu pagamento se dará através da receita bruta do poço, “deduzidos os royalties, os investimentos na exploração (finding costs), os custos operacionais (operating costs), a depreciação e os tributos previstos na legislação em vigor”.¹³ Isto é, as participações especiais incidem sobre o lucro oriundo da produtividade da exploração (poços rentáveis).

¹⁴ Conjuntura e Informação, ANP, Superintendência de Estudos Estratégicos, abril-maio, 2000.

*que seriam, dessa forma, premiados por as possuírem*¹⁵. O que Ricardo quis dizer é que a renda estava ligada à propriedade da terra, visto que à medida que a demanda por terra aumentava, os produtores eram “obrigados” a produzir em terras menos férteis, provocando nestes mesmos produtores, esforços adicionais para a obtenção de iguais volumes produtivos. Ricardo chamava esse ganho de renda diferencial ou renda ricardiana. Portanto, o dono da terra (recurso finito, assim como o petróleo) recebia acréscimos de renda, justificados pela escassez do produto. Nesse caso, o do petróleo pode ser entendido no conceito ricardiano como propriedade de jazidas minerais, com as mesmas características das terras férteis, devido ao fato de serem recursos finitos. A Renda Mineral constituiu-se assim, uma espécie de prêmio pela detenção dos recursos (petróleo), onde os royalties e as participações especiais são a remuneração pela utilização destes recursos (Postali, 2002).

No caso brasileiro entendem-se royalties como compensações financeiras pagas pelos concessionários do campo de petróleo – cujos contratos estão na etapa de produção de petróleo ou gás natural, incluindo-se também os contratos que estão na fase de exploração e realizando testes de longa duração –, e distribuídas entre Estados, Municípios, Comando da Marinha e Ministério de Ciência e Tecnologia.

Segundo a Lei do Petróleo, entende-se por “*campo de petróleo ou de gás natural como uma área produtora de petróleo e/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. O conceito de campo de petróleo e gás natural considera aspectos geológicos, econômicos e de engenharia*”. Cada campo de petróleo é delimitado por uma área geográfica e sua operação é regida por um contrato de concessão celebrado entre a Agência Nacional de Petróleo (ANP) e a concessionária atuante na área (ANP, 2001).

¹⁵ Ricardo, David, in Postali, F.

A grande mudança na Lei está na definição das alíquotas para os royalties¹⁶ (Art. 47 da Lei nº. 9.478/97). Acerca do percentual básico, estabelecido em 10% (dez por cento), o § 1º, estabelece que “a ANP poderá prever a redução do valor dos royalties até um montante não inferior a 5% (cinco por cento) da produção, tendo em vista riscos geológicos, as expectativas de produção e outros fatores pertinentes” (TCE/RJ, 2000). Já o § 2º do mesmo artigo determina que o cálculo do valor dos royalties passam a ser determinados em função dos preços do mercado de petróleo, do gás natural condensado, das especificações do produto e da localização do campo, a serem estabelecidos por decreto do Presidente da República¹⁷.

A distribuição dos royalties entre seus beneficiários, até o limite de 5%, passou a seguir a seguinte distribuição¹⁸: 1,5% – Estados e Distrito Federal; 0,5% – aos Municípios utilizados para embarque e desembarque; 1,5% – aos Municípios produtores e suas área geoeconômicas; 1,0% – ao Ministério da Marinha; 0,5% – para um fundo especial a ser distribuído entre todos os Estados, Territórios e Municípios.

Os valores que excedem os 5% exigidos por Lei, possuem um tratamento diferenciado em sua distribuição entre os entes e esferas políticas¹⁹. Quando a lavra ocorrer em terra ou em lagos, rios, ilhas fluviais e lacustres; teremos: 52,5% – aos Estados onde ocorrer a produção; 15% – aos Municípios onde ocorrer a produção; 7,5% – aos Municípios utilizados para embarque e desembarque; 25% – ao Ministério da Ciência e Tecnologia, para o financiamento de pesquisas e desenvolvimento tecnológico ligados ao setor petrolífero. Quando a extração ocorrer na plataforma continental: 22,5% – aos Estados onde ocorrer a produção; 22,5% – aos Municípios onde ocorrer a produção; 15% – ao Ministério da Marinha; 7,5% – aos Municípios utilizados para embarque e desembarque; 7,5% – para um fundo especial a ser distribuído entre todos os Estados, Territórios e

¹⁶ O Art. 47 da Lei nº. 9.478/97 assim dispõe sobre a alíquota a ser paga referente aos royalties do petróleo: “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 e gás natural”.

¹⁷ Decreto nº. 2.705/98.

¹⁸ Art. 48 da Lei nº. 9.478/97. Fonte: “Os Royalties do Petróleo e a Economia do Estado do Rio de Janeiro”.

¹⁹ Art. 49 da Lei nº. 9.478/97.

Municípios; 25% – ao Ministério da Ciência e Tecnologia, para o financiamento de pesquisas e desenvolvimento tecnológico ligados ao setor petrolífero.

Apesar da Lei prever a diferenciação nas alíquotas, quase a totalidades das concessões em vigor no Brasil, possuem valores variando entre 9,1% e 10% (90% do total). Observando as alíquotas dos royalties, por bacia, tem-se a seguinte distribuição:

<i>BACIA</i>	<i>ALÍQUOTA MÉDIA DOS ROYALTIES</i>
Campos	9,9%
Ceará	10,0%
Espírito Santo	9,3%
Mucuri	10,0%
Paraná	6,8%
Potiguar	9,4%
Recôncavo	9,3%
Santos	8,3%
Sergipe - Alagoas	9,5%
Solimões	10,0%
Tucano	7,8%
Média Ponderada Brasil	9,8%

FONTE: Agência Nacional de Petróleo, Guia dos *Royalties* do Petróleo e do Gás Natural, 2003.

Só como consideração, a média tende a se aproximar daquela da Bacia de Campos, por produzir mais de 80% de toda a produção de petróleo nacional.

O Decreto nº. 2.705, de 03 de agosto de 1998, regulamentou os Artigos de 45 a 51, da Lei do Petróleo, definindo os critérios relativos as participações governamentais. O pagamento dos royalties é efetuado à Secretaria do Tesouro Nacional, que repassa aos beneficiários através do Banco do Brasil (banco estatal brasileiro). O controle e a distribuição dos royalties é de responsabilidade da Agência Nacional de Petróleo.²⁰ Os *royalties* sofrem influência de três variáveis básicas: produção mensal de petróleo de cada campo, seus respectivos preços e a taxa média mensal de câmbio.

²⁰ Para o cálculo dos royalties, cada campo de petróleo é tratado com uma unidade de negócios em separado, com alíquotas diferentes. Fonte: ANP, 2001.

CONCLUSÃO: UMA CRÍTICA À RENDA MINERAL ADOTADA NO BRASIL

A legislação petrolífera adotada no Brasil em fins dos anos 1990 representou uma tendência de desregulamentação e promoção à competição, que dominava o cenário político e econômico de então. A participação do Estado no setor petrolífero apresenta, desde deste período para cá, uma retração, com novos arranjos institucionais emergindo.

A atuação direta do Estado no setor petrolífero estava inserida dentro de uma lógica de intervenção na economia. Esta lógica foi a tônica em toda a América Latina. Em países como Brasil (Petrobrás), México (PEMEX), Venezuela (Corporación Venezolana de Petróleo – CVP, hoje PDVSA) e Argentina (Yacimientos Petrolíferos Fiscais – YPF), o objetivo claro do Estado era o de resguardar o petróleo do capital externo. Outros fatores, como a natureza política e a responsabilidade quanto ao abastecimento interno, colaboraram com este cenário.

As crises do petróleo que abalaram o mundo capitalista nos anos setenta promoveram mudanças significativas na composição da cesta de demanda. O medo de novas crises fez com que os grandes compradores revissem suas políticas. A diminuição da demanda (via economia de consumo, fontes alternativas de energia e melhoras na eficiência energética), a diversificação das importações (compra de países não-OPEP e acordos estratégicos), novas formas de comercialização e a pesquisa e o investimento internamente.

Este cenário intensificou a concorrência internacional, promoveu novos arranjos produtivos e globalizou o setor energético petrolífero. Os novos arranjos culminaram com a “saída” do Estado do setor, e a substituição pelo modelo norte-americano de regulação econômica. Assim, observa-se a mudança de lógica. Antes, o Estado controlava o setor petrolífero, inserido numa lógica Estatizan-

te/Keynesiana. Hoje, a lógica neoliberal²¹ apresenta-se de maneira hegemônica, sendo refletida nas mudanças de conceito no setor. A Lei do Petróleo é um grande exemplo.

As alterações na legislação, principalmente com a Lei do Petróleo, provocaram mudanças significativas nas regras existentes para o setor petrolífero no Brasil. A Petrobrás perde o monopólio. A administração do Mercado fica por conta da nova ANP.

A crítica a este modelo fica por conta dos preços dos derivados do petróleo no mercado interno. Apesar do petróleo ser pesquisado, explorado e tratado por empresas nacionais, onde grande parte de seus custos é em R\$, o preço é o do mercado internacional. Assim, os custos de transporte (já que nosso modelo de escoamento produtivo é basicamente rodoviário), aumentaram de forma acintosa. Qualquer variação no dólar gera aumentos produtivos no país.

A segunda crítica recaí sobre a regulação. Segundo relatório da ANP (1999), analisando a reforma do setor petrolífero na América Latina, *“a regulação do setor (petrolífero) em seus primeiros anos de desenvolvimento se mostrou pouco eficaz, pela fragilidade das estruturas legislativas, em contra partida ao alto poder de barganha das empresas estrangeiras”*. Assim, neste caso, caberia ao Estado criar as estruturas legislativas e assumir o controle das atividades petrolíferas. Douglas North, Prêmio Nobel de Economia de 1993, já ressaltava a importância do Estado neste cenário. *“O Governo deve criar regras econômicas do jogo para garantir a estabilidade. Se um país não possui regras eficazes é porque não tem um bom governo para coloca-las no lugar”*.

A terceira e principal crítica recaem sobre os royalties. Estudos comprovam que historicamente, os *royalties* do petróleo recebem uma taxa de 12,5% sobre o valor na exploração (Martins, 1997). Estes dados confrontam-se a média brasileira de 9,80% (considerando-se apenas os royalties

²¹ A não intervenção do Estado na economia e no mercado, a suposição que os arranjos serão sempre ótimos e a transparência total de informações, são algumas das principais premissas neoliberais.

como renda mineral). O “grosso” da taxaço na economia do petróleo brasileira não recai sobre a lucratividade ou a rentabilidade econômica da explora o.

O modelo de arrecada o das rendas minerais adotado no Brasil, não apresenta eficiência do ponto de vista econ mico. Isto se deve a não suscetibilidade do mesmo a rentabilidade econômica dos agentes. Quando o preço do petróleo está elevado no mercado internacional e o produtor consegue altas taxas de lucro, os royalties não mudam, permanecendo no mesmo patamar de taxas de lucro menores. Conseqüentemente, campos marginais não serão explorados e, por fim, se o campo de petróleo estiver em fins de produço, ou for um campo pouco rentável, os agentes econ micos não investirão no local, reduzindo a oferta do produto na economia. Isso nos leva a concluir que os royalties do petróleo tornam-se mais vantajosos quando se baseiam diretamente nos retornos econ micos, seja no ponto de vista dos investidores, seja no ponto de vista macroecon mico.

Segundo Navarro (2003), a partir dos anos setenta muitos países produtores de petróleo reconheceram a inflexibilidade da taxa única de *royalty*, como a adotada no Brasil. Em seu lugar, foram introduzidos mecanismos crescentes de taxaço de acordo com a rentabilidade dos agentes econ micos envolvidos no processo (ou até taxaço zero, dependendo dos custos de explora o e transporte, e da importância estratégica da descoberta).

Tem havido um movimento globalizado entre os países produtores de petróleo, no sentido de utilizar mecanismos atrelados à produtividade e lucratividade. O Reino Unido, a Dinamarca e a Noruega, desde 1982, não aplicam mais royalties para os novos campos de produço. Nos países baixos, os royalties deixam de ser cobrados caso o preço do petróleo desvalorize abaixo de um determinado nível. Na Austrália, os campos off-shore não possuem mais royalties, sendo substituídos por outras taxa es sobre retornos econ micos. A China adota uma alíquota progressiva de impostos para atividades off-shore, com uma faixa significativa de isen o de impostos.

Vale lembrar, que a taxaço deve considerar o limite da viabilidade econômica na produço, não provocando debates e decisões distorcidas acerca da continuidade ou não da exploraçõ. Os exemplos internacionais servem apenas para reforçar a tese relativa a ineficiêcia econômica da arrecadaço das rendas minerais brasileiras.

BIBLIOGRAFIA

Agência Nacional do Petróleo – Superintendência de Controle das Participaçõs Governamentais da ANP, “*Guia dos Royalties do Petróleo e do Gás Natural*”, Coordenaço: Décio Hamilton Barbosa, RJ, 2001.

Agência Nacional do Petróleo, “Decreto nº 2.705 de 3 de agosto de 1998”, Boletim, RJ, 2002.

Agência Nacional do Petróleo, “Lei nº 9.478 de 6 de agosto de 1997”, Boletim, RJ, 2002.

Agência Nacional do Petróleo, “*Relatório Anual da Agência nacional de Petróleo – 2001*”, Ministério das Minas e Energia, RJ, 2002.

Agência Nacional do Petróleo, Conjuntura e Informaçõ, diversos números, RJ, de 1998 a 2003.

Bôa Nova, Antonio Carlos, “Energia e Classes Sociais no Brasil”, Ed. Loyola, São Paulo, 1985.

Carvalho Filho, José dos Santos, “Manual de Direito Administrativo”, 8ª edição, Ampliada e Atualizada, Ed. Lúmen Júris, RJ, 2001.

Navarro, Carlos Alberto Scherer, “Royalties do Petróleo, Estudo de Caso de Campos dos Goytacazes”, Dissertaço de MSc, Universidade Cândido Mendes, RJ, 2003.

North, Douglas, Veja, 26 de novembro de 2003, edição 1830, ano 37, nº 47, Ed. Abril.

Postali, Fernando Antonio Slaibe, “Renda Mineral, Divisõ de Riscos e Benefícios Governamentais na Exploraço de Petróleo no Brasil”, Dissertaço de MSc. FIPE/FEA/USP, SP, 2002.

Quintella, S, “*Os Royalties de Petróleo e a Economia do Estado do Rio de Janeiro*”, TCE/RJ, 2000.

Ricardo, David, 1772-1823, “Princípios de economia Política e Tributaço” / David Ricardo, Traduçõ de Paulo Henrique Ribeiro Sandroni, 3ª edição, SP, Ed. Nova Cultural, 1988.

Worldbank, <http://www.worldbank.org/ogsimppact/cpoverviewsp.htm>