

REGIMES DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO NO BRASIL E O NOVO MARCO REGULATÓRIO

[\[ver artigo online\]](#)

Pedro Garcia de Freitas Pacheco¹

RESUMO

O Novo Marco Regulatório do setor de óleo e gás, vigorando desde agosto de 2009, trouxe uma grande mudança para o panorama político e econômico do Brasil. A principal proposta da nova lei é a alteração da forma de licitação para as empresas exploradoras, mais precisamente do Regime de Concessão para o Regime de Partilha de Produção. Este trabalho expõe as diferenças entre os regimes e o fim da obrigatoriedade da Petrobras de ser a exploradora de todos os blocos de exploração do Pré-Sal.

Palavras-chave: Novo Marco Regulatório. Pré-Sal. Óleo e Gás.

OIL EXPLORATION AND PRODUCTION REGIMES IN BRAZIL AND THE NEW REGULATORY FRAMEWORK

ABSTRACT

The New Regulatory Framework for the oil and gas sector, in force since August 2009, brought a major change to the political and economic landscape of Brazil. The main proposal of the new law is to change the form of bidding for operating companies, more precisely from the Concession Regime to the Production Sharing Regime. This work exposes the differences between the regimes and the end of Petrobras obligation to be the explorer of all exploration blocks in the Pre-Salt.

Keywords: New Regulatory Framework. Pre-Salt. Oil and Gas.

¹ pedrogarciafp@hotmail.com



INTRODUÇÃO

O Novo Marco Regulatório do setor de óleo e gás, vigorando desde agosto de 2009, trouxe uma grande mudança para o panorama político e econômico do Brasil. A principal proposta da nova lei é a alteração da forma de licitação para as empresas exploradoras, mais precisamente do Regime de Concessão para o Regime de Partilha de Produção.

Como qualquer mudança, pode implicar em impactos positivos ou negativos para os agentes. E, por se tratar da descoberta de uma região, o pré-sal, que pode ser crucial para o futuro de um setor chave da Economia Brasileira, tais impactos podem ganhar uma proporção sem precedentes na história de nosso país.

Em um primeiro momento, é importante destacar a evolução da legislação do petróleo no País. a fim de que seja trivial para um leigo no assunto entender as motivações do governo brasileiro em fazer uma alteração tão importante na lei vigente.

Dando sequência, será descrito a evolução mista na área do pré-sal. Uma vez exposto esse contexto histórico e econômico, é importante deixar bem claro os conceitos de Regime de Concessões e Regime de Partilha de Produção.

Na quarte parte será o início das características sobre os regimes regulatórios existentes no país. O primeiramente será sobre a Cessão Onerosa.

Após será apresentado o Regime de Concessões, vigente no Brasil desde a Lei do Petróleo de 1997, que marcou a abertura do setor para a exploração da iniciativa privada.

O capítulo seguinte dá início ao estudo do Regime de Partilha de Produção, que será implantado na recém-descoberta área do Pré-Sal e outras consideradas estratégicas, sob critérios específicos. Tal qual o primeiro, serão abordados todos os aspectos de relevância econômica característicos do Regime de Partilha e posteriormente explicados. Posto isso, é possível dissertar a respeito das particulares da aplicação do regime no Brasil.

Após a apresentação em separado dos três regime regimes, o conceito de conteúdo local, tema de extrema relevância e polêmica no país atualmente, será abordado, para que posteriormente, no capítulo seguinte, seja feito um comparativo entre o regime de partilha e o fim da obrigação da Petrobras de explorar de forma obrigatória a área do Pré-Sal.

2. EVOLUÇÃO DA LEGISLAÇÃO DO PETRÓLEO NO BRASIL.

2.1. O Sistema Regalista

Durante o período colonial, não havia no Brasil uma política específica para o petróleo em relação aos outros minerais. A Coroa portuguesa adotava o sistema regalista ou feudal em relação à exploração dos minérios. Por meio desse sistema a extração podia ser realizada diretamente pela metrópole, a qual detinha a propriedade do solo, ou por terceiros, proprietários ou não do subsolo mediante o recebimento de uma quantia fixa ou variável, geralmente estipulada em contratos de concessão.

O Sistema teve início no Brasil com as ordenações Manuelinas. Dentre os direitos da Coroa portuguesa, estavam incluídos os veios de ouro e prata, ou qualquer outro metal, sendo este compreendido como todos os minerais existentes na colônia. As Ordenações Filipinas mantiveram os mesmos princípios do ordenamento jurídico colonial, com a peculiaridade de que a propriedade do solo poderia ser transferida aos particulares por doação ou pela descoberta e prioridade do registro.

Esse regime durou até a promulgação da Constituição de 1824, a despeito da proclamação da independência em 1822. A Constituição garantia, em seu art. 179, inciso XXII, o direito de propriedade sobre o solo aos particulares, contudo sem se referir ao subsolo, continuando vigorar os princípios gerais do sistema regalista.

2.2. O sistema de acesso ou fundiário

Por influência dos EUA, o Brasil consagrou na constituição de 1891, o sistema de acesso, por meio do qual o proprietário da superfície passava também a ser o proprietário do subsolo. A implantação do sistema fundiário resultou na transferência, para os proprietários de terra, de um imenso patrimônio e, para os Estados, da responsabilidade pela política governamental de estímulo à mineração. Os Estados Federados passaram a controlar, sem larga medida, as concessões para a exploração mineral.

O sistema fundiário repartia o domínio mineral entre particulares, União federal, Estados e Municípios, dependendo da propriedade do terreno em que as minas estivessem situadas.

Em 1907 foi instituído o Serviço Geológico e Mineralógico do Brasil – SGMB, ao qual competiam as atividades relacionadas à exploração de petróleo (ONIP/GEO, 2003). O SMGB perfurou

mais de 60 poços em vários Estados, no entanto na maior parte destes não houve êxito. O código civil brasileiro foi promulgado em 1916, o qual atribuiu grande importância ao sistema de acessão

Em 1921, foi promulgada a lei n. 4.265, também chamada de Lei Simões e Lopes, considerada o primeiro Código de Minas da República. Essa lei facultou a pesquisa mineral a qualquer indivíduo residente no país ou a empresa nele organizada. O procedimento de exploração era iniciado após a revelação de inequívocos sinais de existência da mina ou jazida. O art. 21 da Lei Simões Lopes determinava que, mediante o procedimento do “manifesto de descoberto”, o descobridor poderia solicitar a separação da propriedade de minas da propriedade do solo, independentemente de qualquer ato por parte do proprietário da superfície. No entanto, caso este houvesse concorrido à inscrição do manifesto dentro do prazo de sessenta dias do recebimento da comunicação, teria garantida a preferência.

2.3. Sistema Dominial

O fim do sistema de acessão ou fundiário, foi estabelecido pela constituição promulgada em 1934. O novo sistema (Dominial), novamente separava a propriedade superfície do subsolo, conservado, porém, o direito do proprietário sobre a superfície. O aproveitamento das minas e das jazidas minerais estaria sujeito à autorização ou concessão federal, restritas a brasileiros ou empresas organizadas no Brasil. Esta competência poderia ser atribuída aos estados, caso esses atendessem às exigências legais.

Em 1934, por meio do Decreto n. 23.979, foi instituído o Departamento Nacional da Produção Mineral – DNPM, com a finalidade de fomentar a produção mineral no país, sendo competente para executar trabalhos de pesquisa necessários à lavra das jazidas de pesquisa minerais, além de outras competências.

2.4. Criação do Conselho Nacional do Petróleo

Durante a década de 1930 dois grandes eventos marcaram o contexto internacional geopolítico e influenciaram decisivamente as diretrizes da política brasileira referente ao petróleo: I – A consolidação da importância estratégica do petróleo no cenário mundial; II – O Ressurgimento do nacionalismo na América Latina, influenciado o regime de exploração petrolífera, o que se fez notar no México, Venezuela e Brasil.

A constituição de 1937 manteve o sistema domínial, separando a propriedade do solo da propriedade das minas e demais riquezas do subsolo, para fins de exploração ou aproveitamento industrial.

O Conselho Nacional de Petróleo – CNP – foi criado em 1938 com a competência de avaliar os pedidos de pesquisa e lavras de jazidas de petróleo.

No entendimento de Pires (2000), a criação do CNP representou o ápice da política de Vargas no Setor petrolífero, assumindo um papel de grande relevância no final da década de 30, como órgão regulador das atividades relativas ao abastecimento nacional do petróleo.

O governo Vargas lançou em 1941, o código do Petróleo, para disciplinar o regime legal das jazidas brasileiras de petróleo e de gás natural, prevendo ainda a possibilidade de a união reservar zonas presumidamente petrolíferas, dentro das quais não se outorgariam autorizações de pesquisa e lavra. Esse código fortaleceu o CNP como órgão fiscalizador.

Em 1946 foi promulgada nova constituição, a qual conservou o sistema domínial de propriedade, ao estabelecer a necessidade de autorização ou concessão federal para que ocorresse o aproveitamento dos recursos minerais e de energia hidráulica. A nova Carta Magna consolidou o princípio adotado nas constituições de 1934-1937, distinguindo a propriedade do solo da do subsolo, para efeito de exploração ou aproveitamento industrial. Entretanto, eliminou a exigência do controle brasileiro nas sociedades requerentes de autorização ou concessão para exploração dos recursos minerais e energia hidráulica e retornou com o intuito da concessão.

2.5. Instituição do monopólio estatal do petróleo e a criação da Petrobras.

Com as descobertas na Bahia, as perfurações prosseguiram em pequena escala, apesar do aumento crescente da demanda por petróleo e derivados no país. Iniciou-se, então, o debate em torno da melhor política a ser adotada para regular a exploração do petróleo – liberdade da iniciativa privada ou regime de monopólio estatal. Getúlio Vargas assinou a Lei n. 2004, que instituiu o monopólio estatal da pesquisa e lavra, refino e transporte do petróleo e seus derivados e criou a Petróleo Brasileiro S.A – Petrobras – para exercê-lo.

O monopólio estatal seria exercido pela Petrobras e pelo CNP, cabendo a esse Conselho orientar e fiscalizar as atividades decorrentes do monopólio, e à empresa e suas subsidiárias, executar o monopólio.

2.6. A constituição de 1967 e os contratos de Risco

A Constituição de 1967 manteve o sistema dominial em relação as jazidas, minas e demais recursos minerais, seguindo a tradição de somente outorgar a exploração das minas e jazidas a brasileiros ou sociedades constituídas no país, o que foi ratificado, posteriormente, pela Emenda Constitucional n.1, de 1969. A nova carta também estabeleceu o monopólio das atividades de exploração e produção de petróleo em nível constitucional.

Contudo, em virtude das crises de petróleo, o governo brasileiro começou a estudar alternativas que permitissem a expansão da pesquisa e lavra petrolífera do país. Somado a isso, ainda havia o rápido aumento das importações e a constatação de que o potencial de produção da Petrobras ainda estava aquém da demanda prevista. A alternativa encontrada foi a dos contratos de serviço com risco.

Os contratos de serviço com risco, transferiam os riscos da atividade para as empresas contratadas, no entanto, caso estas obtivessem sucesso, receberiam o reembolso de suas despesas na fase de exploração e de avaliação, sem juros.

Em meados de 1980, a Petrobras realizou algumas mudanças nos contrato de serviço com risco, mais especificamente em relação à necessidade de decisões bilaterais sobre a comercialização dos campos, às descobertas de gás natural associado e à possibilidade de que parte dos serviços fosse remunerada em espécie, ressaltando o interesse nacional em tempos de crise.

Apesar desse esforço, os contratos de risco não tiveram muito êxito no Brasil, pois apenas duas empresas obtiveram sucesso: A Pecten, subsidiária da Shell, que encontrou gás natural na Bacia de Santos, e a Azevedo Travasso, com a descoberta de óleo na parte terrestre dessa bacia.

2.7. A Abertura do Mercado e a Criação da Agência Nacional do Petróleo

A constituição de 1988 não alterou a previsão do sistema dominial de propriedade. Em seu art. 176 estabeleceu que as riquezas do subsolo teriam propriedade distinta do solo, pertencendo a união a propriedade dos recursos minerais, no entanto garantiu aos concessionários a propriedade do produto da lavra.

A constituição de 1988 alterou o panorama jurídico nacional aplicável à indústria do Petróleo, visto que a celebração dos contratos de risco foi proibida, já que o preço do serviço era vinculado ao resultado de suas descobertas, ressaltando a manutenção dos contratos em vigor.

A revisão da constituição foi realizada em 1995, em um contexto de endividamento e desorganização da União Federal dos Estados e dos Municípios, com raras exceções. Ela compreendeu a abertura econômica nas áreas de petróleo e gás natural, implementada por meio da publicação da Emenda Constitucional n.9, de 1995, que modificou o art. 177 da constituição, relativo ao monopólio do petróleo. A emenda flexibilizou sua execução permitindo que a união contratasse outras empresas, estatais ou privadas, para executar atividades anteriormente monopolizadas, mediante a celebração de contrato.

No ano de 1997, foi sancionada a lei do petróleo, a qual ratificou a propriedade da União sobre os depósitos de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos existentes em território nacional. Por meio desse diploma legal, foram instituídas a Agência Nacional do Petróleo – ANP e o Conselho Nacional de Política Energética – CNPE, órgão de assessoramento da Presidência da República, cuja competência é de auxiliá-la na elaboração das diretrizes da política energética. A União permaneceu com a propriedade das riquezas minerais existentes no território brasileiro. À ANP foi conferida a atribuição de promover a regulação, contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo.

Em 2010, foi publicada a lei n. 12.276, representando a primeira alteração no marco regulatório da indústria nacional do petróleo. Essa lei autorizou a união a ceder onerosamente à Petrobras o exercício das atividades de pesquisa e lavra de petróleo, até o limite de produção de cinco bilhões de barris equivalentes de petróleo. O contrato de cessão onerosa foi celebrado entre a Petrobras e a União, representada pelo Ministério de Minas e Energia e pelo Ministério da Fazenda, em 3 de setembro de 2010, tendo a ANP assinado esse contrato na qualidade de reguladora e fiscalizadora.

Em 02 de agosto de 2010, foi criada a empresa pública denominada Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A – Pré Sal Petróleo S.A – PPSA, com a finalidade de gerir os contratos de partilha de produção celebrados pelo ministério de Minas e Energia. A instituição do regime de partilha para exploração e produção de petróleo nas áreas do pré-sal e nas áreas estratégicas ocorreu em 22 de dezembro de 2010, quando foi publicada a lei 12.351. Essa lei ainda criou o Fundo Social – FS, com a finalidade de constituir fonte de recursos para o desenvolvimento social e regional, através de programas sociais. A alíquota dos royalties para os contratos de partilha da produção foi definida somente em 30 de novembro de 2012, quando foi publicada a lei n. 12.734. Essa lei estabeleceu

o percentual de 15% e definiu novas regras de distribuição entre os entes da federação dos royalties e da participação especial provenientes da produção de petróleo.

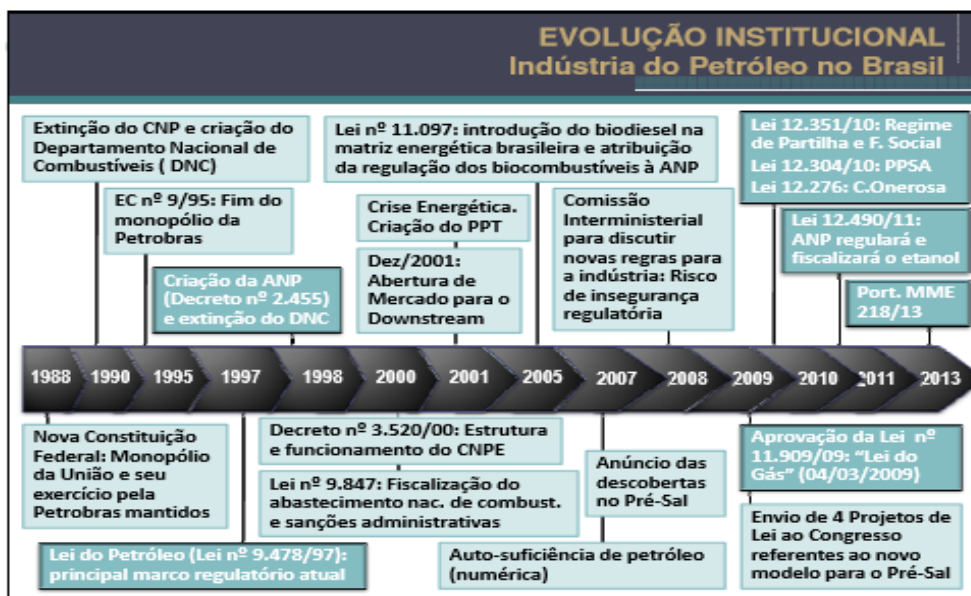


Figura 1 - Evolução institucional na indústria do Petróleo no Brasil. Fonte: ANP

3. CESSÃO ONEROSA

Em junho de 2010, foi estabelecida a Lei 12.276/2010 que autorizou a União a ceder onerosamente, à Petrobras, áreas não concedidas localizadas no polígono do Pré-Sal, dispensando esta empresa do processo de licitação, para realizar atividades de pesquisa, exploração e produção de petróleo e gás natural. Assim, a Petrobras terá a titularidade, ou seja, será a proprietária do petróleo e gás produzidos na área que abrange os blocos, mostrados na Figura 4.3, de Florim, Franco, Sul de Guará, Entorno de Iara, Sul de Tupi, Nordeste de Tupi e Peroba. Figura 4. 3: Blocos pertencentes ao regime de Cessão Onerosa (Fonte: Petrobras, 2014) No entanto, a produção é limitada por lei, desta forma, a Cessão Onerosa estará em vigor até que a operadora extraia um limite de cinco bilhões de BEP2

bônus de assinatura, royalties e aluguel de retenção de área e pagamentos aos proprietários de terra, quando é o caso de atividade onshore, sendo possível haver, em alguns casos, participações especiais, que seriam uma forma de apropriação por parte do governo de lucros considerados extraordinários.

O bônus de assinatura corresponde ao pagamento ofertado pelo licitante vencedor da proposta para obtenção da concessão. É o principal critério de escolha do vencedor - outros critérios podem ser adotados na ponderação, e exemplo do Programa Exploratório Mínimo e Conteúdo Local, no caso brasileiro. Sua importância reside, portanto, no fato de prover renda ao Estado logo no início do projeto - não dependendo da produtividade do campo - e requerer menor fiscalização no seu recolhimento.

Os royalties representam compensação financeira devida pelos concessionários ao proprietário da área onde ocorre a atividade de E&P a partir do início da produção comercial de cada campo, ou mesmo em caso de teste de longa duração, quando já ocorre tal cobrança. Uma vez que passa a auferir receitas advindas da produção de petróleo, a companhia se vê obrigada a pagar royalties proporcionais a renda bruta. Ou seja, ainda que o projeto não seja lucrativo para a empresa, ela é obrigada a remunerar o Estado em razão de estar produzindo. Dessa forma, tal qual o bônus de assinatura, o royalty assegura uma receita mínima ao Estado. A porcentagem de royalties varia de acordo com a legislação de cada país, oscilando, geralmente entre 5 a 10% do volume produzido.

A participação especial corresponde à compensação financeira extraordinária devida apenas nos casos de grande volume de produção ou de grande rentabilidade. Trata-se de uma obrigação que incide sobre a receita líquida do processo, ou seja, a receita bruta deduzida dos custos, dos royalties e dos tributos.

Além disso, a empresa petrolífera também deve arcar com tributos municipais, estaduais e federais, a exemplo do imposto de renda, como qualquer pessoa física ou jurídica. Todas estas parcelas compõem a arrecadação governamental, cabendo ao operador como fluxo de caixa líquido a renda restante após os descontos apontados.

O contrato para exploração e produção de petróleo sob o Regime de Concessões é habitualmente acordado entre duas partes: o contratante, que pode ser um presidente da república, um Ministério ou então uma agência governamental dedicada a este fim, e o contratado, que pode ser uma única companhia petrolífera ou um consórcio formado por 2 ou mais empresas.

Outros aspectos podem ser apontados como essenciais das modernas concessões: O poder concedente impõe que a parte concessionária seja empresa regida sob a legislação do país hospedeiro, o que requer a constituição de subsidiárias no caso de empresas estrangeiras. Normalmente, não é permitida a participação direta do governo na concessão.

Os direitos do concessionário se restringem à área delimitada no contrato de concessão e durante a fase de exploração (pesquisa), periodicamente, deve ser devolvida ao Estado parcela da área original, caso não seja encontrado nenhum indício de descoberta naquela área, respeitando os períodos e fase contratuais.

O petróleo *in situ* (no subsolo) é propriedade do Estado, com exceção dos Estados Unidos, onde a propriedade é do dono da Terra. Entretanto, uma vez realizada a descoberta de petróleo, o concessionário se torna titular do produto da lavra.

A duração da moderna concessão, após a fase de exploração (pesquisa para aferir a existência de petróleo ou não) é usualmente de trinta e cinco a quarenta anos para a fase de produção. Caso não haja descoberta comercial ao final da fase de exploração, extingue-se a concessão e a área é devolvida ao Estado. A receita do governo provém de tributos e participações governamentais.

Conforme a Constituição Federal e a Lei do Petróleo, o Regime de Concessões no Brasil assim se estabelece:

"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."

Tal como caracteriza o regime, a empresa concessionária se apropria plenamente da produção após arcar com as devidas contribuições ao Estado.

A Lei do Petróleo e o Decreto nº 2.705/98 estabelecem como participações governamentais o Bônus de Assinatura, os Royalties, a Participação Especial e o Pagamento pela Ocupação ou Retenção de Área, que vêm gerando notável retorno ao governo desde sua implementação.

O Bônus de Assinatura deve ser pago integralmente no momento da assinatura do contrato. Existe um valor mínimo para cada bloco ofertado discriminado no edital. Tem peso de 40% na formulação que define a proposta vencedora.

Os Royalties não podem ser inferiores ao valor mínimo fixado pela ANP no edital de licitação. Tal valor, a critério da ANP, oscilará entre 5 e 10%, em razão dos riscos geológicos (onshore ou offshore), das expectativas de produção e de outros fatores pertinentes.

A Participação Especial aplica-se sobre os lucros (receita líquida) - respeitadas as deduções fixadas no artigo 50 da Lei nº 9.478/1997 - da produção trimestral de cada campo uma alíquota progressiva que varia conforme a localização da lavra, o período de produção em anos e o volume da mesma que é fiscalizado, assim como estabelece o Decreto 2.705/1998.

De acordo com o Decreto há previsão de se estabelecer alíquotas maiores para os casos em que a profundidade de extração é menor, o volume de produção é maior, se o campo produz petróleo há mais tempo e se a lavra está localizada em terra.

E, finalmente, os concessionários arcam com o Pagamento pela Ocupação ou Retenção de Área, cujo valor é calculado de acordo com o quilômetro quadrado ou fração da superfície de uma área.

5. REGIME DE PARTILHA DE PRODUÇÃO

O Contrato de Partilha de Produção é assinado entre uma empresa petrolífera ou um consórcio de empresas e o Estado hospedeiro, seja diretamente ou através da Empresa Estatal de Petróleo. Neste tipo de contrato, o Estado é dono do petróleo produzido - ao contrário do contrato de Concessão onde a propriedade é somente das empresas concessionárias. Dessa forma, o Estado entra com a área a ser explorada enquanto que o consórcio conduz as atividades de exploração e produção a seu próprio risco e custo.

Assim que as reservas são dadas como comercializáveis, sucede-se a divisão do petróleo produzido. Ou seja, a Empresa Estatal de Petróleo ou agência governamental pertinente recebe sua parte da produção em espécie, possibilitando a comercialização direta no mercado interno ou a promoção de projetos internos.

Na fase de prospecção e exploração, a companhia petrolífera é responsável por todas as atividades e despesas necessárias, assumindo integralmente o risco do projeto. O contratado não tem direito a qualquer indenização no caso em que não há descoberta de petróleo. E se houver descoberta e for confirmada a comercialidade do campo, a companhia também é responsabilizada pelo desenvolvimento e infraestrutura do projeto para a produção de petróleo.

Uma vez iniciada a produção de petróleo, uma parte da mesma é reservada a arcar com os custos incorridos nas etapas anteriores. No contrato de partilha normalmente existe um teto para recuperação de custos do investimento, ou seja, estabelece-se um percentual máximo da produção que pode ser usado para recuperação dos mesmos. Essa fração de petróleo destinada a

arcar com os gastos do processo e os investimentos de produção, incluindo instalações em poder do Estado, denomina-se Cost Oil, ou Custo em Óleo.

Nos custos recuperáveis geralmente alguns estão excluídos, como:

- Bônus de assinatura, se existir, e, às vezes, de produção também.
- Impostos de Renda (em alguns países)
- Aluguéis e contribuições (conteúdo local - treinamento de mão de obra, construção de estradas, etc.)
- Outros custos não previstos nos Procedimentos Contábeis.

Os custos não recuperados podem ser "carregados" para o próximo período fiscal. Em alguns casos, os custos não recuperados são acrescidos de juros para preservar o valor no tempo do investimento realizado pelo grupo empreiteiro.

A parcela de Custo em Óleo que não for utilizada para efetiva recuperação de custos converte-se automaticamente em Profit Oil, ou Óleo Lucro. Os royalties são deduzidos do óleo produzido antes do ressarcimento de custos.

O Óleo Lucro, portanto, é o petróleo que resta após a retirada do limite máximo da produção para Custo em Óleo e, também, depois de serem pagos todos os tributos incidentes. Ele é partilhado entre o governo e o contratado - por isso o nome do regime contratual. Tal partilha pode ser realizada por divisão simples por porcentagem ou através de percentuais correlacionados com o nível de produção, rentabilidade, Taxa Interna de Retorno e/ou cotação do petróleo no mercado internacional. Vale ressaltar que o contratado ainda paga Imposto de Renda referente à sua parcela de Óleo Lucro.

Existe a possibilidade de pagamento de bônus de assinatura no Contrato de Partilha, porém não é o mais comum. Em geral, o vencedor da licitação é aquele que confere o maior quinhão do Óleo Lucro ao Estado, diferentemente do Regime de Concessões, onde os leilões são pautados em valor do bônus de assinatura (principalmente), PEM e CL.

O prazo varia para o período de Exploração e Produção. A maioria dos Contratos de Partilha requer do grupo empreiteiro a performance de um Programa de Trabalho Mínimo durante cada fase de exploração e, muitas vezes também, um gasto mínimo. O governo geralmente solicita uma garantia bancária ou carta de crédito no valor do Programa de Trabalho Mínimo para cada fase, onde quantias parciais são deduzidas da garantia bancária conforme o trabalho for sendo realizado, sendo solicitada uma nova garantia à medida que se entra em uma nova fase contratual.

A minuta do orçamento anual deve ser apresentada no mínimo três meses antes do ano ao qual se refere.

Ao final de cada fase do período exploratório uma parte da área contratual precisa ser devolvida ao governo. Na fase de Desenvolvimento é necessária uma descoberta comercial, onde a companhia geralmente tem prazo de 20 a 30 anos a partir da data de declaração de comercialidade. O direito de obter a aprovação governamental é de fundamental importância para o contratado. Alguns contratos de partilha preveem a aprovação tácita após certo período sem resposta formal ou se cumpridos alguns requisitos. A cessão do contrato também exige a aprovação do governo ou da Empresa Estatal de Petróleo. Uma licença de produção pode ser necessária.

O grupo empreiteiro poderá conduzir sob sua estrita conta e risco operações de exploração com as quais o governo não concorde, não tendo direito de recuperação dos mesmos e não cabendo divisão do lucro sobre esta operação, exceto em caso de acordos previstos entre o governo e a companhia.

As soluções de conflitos geralmente são resolvidas entre as partes por meio de arbitragem internacional, normalmente em foro neutro.



Figura 3 - Diferenças entre regimes. Fonte: Petrobras

6. CONTEÚDO LOCAL

O conceito de Conteúdo Local nada mais é do que a proporção dos investimentos nacionais aplicados em um determinado bem ou serviço, correspondendo à parcela de participação da indústria nacional na produção desse bem ou serviço. Assim, quando uma plataforma ou

refinaria, por exemplo, possui um alto índice de conteúdo local, significa que os bens e serviços utilizados em sua construção são, em grande parte, de origem nacional, e não importados.

Desde a primeira Rodada de Licitações, ocorrida em 1999, a ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis) estabelece requisitos mínimos de Conteúdo Local em seus contratos de concessão com as Operadoras vencedoras, para investimentos realizados nas fases de exploração e desenvolvimento da produção.

A cláusula de Conteúdo Local destes contratos estabelece que seja dada preferência à contratação de fornecedores brasileiros sempre que suas ofertas apresentem condições de preço, prazo e qualidade equivalentes às de outros fornecedores convidados a apresentar propostas, aumentando, assim, a participação da indústria nacional, em bases competitivas, nos projetos de exploração e desenvolvimento da produção de petróleo e gás natural.

A exigência de Conteúdo Local mínimo nos contratos de concessão dos blocos exploratórios da ANP provocou a necessidade da criação de uma forma única de medição que assegurasse uniformidade, transparência e credibilidade aos diversos agentes atuantes no setor de petróleo e gás natural do Brasil.

Neste contexto, foi criada, em 2004, a Cartilha de Conteúdo Local do Prominp. Esta Cartilha define uma metodologia de cálculo do Conteúdo Local de bens, sistemas, subsistemas e serviços relacionados ao setor e busca identificar a origem de fabricação dos componentes que compõem cada equipamento, pondera o valor dos insumos importados em comparação ao valor do bem e os consolidam no Índice de Conteúdo Local.

O edital da Sétima Rodada de Licitação de blocos exploratórios da ANP, de 2005, determinou a Cartilha desenvolvida pelo Prominp como metodologia oficial para a aferição do Conteúdo Local, sendo anexada ao Contrato de Concessão. Em 2007, a Cartilha foi retirada do Contrato e incorporada a um regulamento da ANP (Resolução ANP nº 36), que determina que esta seja utilizada pelas certificadoras credenciadas pela ANP para emitir os certificados de Conteúdo Local.

Com o objetivo de estabelecer as condições legais para a realização da medição do conteúdo local, foi regulamentado, em novembro de 2007, o Sistema de Certificação de Conteúdo Local, que estabelece, entre outros procedimentos, a metodologia para a certificação e as regras para o credenciamento de entidades certificadoras junto à ANP.

As entidades certificadoras são responsáveis por medir e informar à ANP o conteúdo local dos bens e serviços contratados pelas empresas concessionárias para as atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural, e utilizam como metodologia a Cartilha de Conteúdo Local do Prominp. A certificação é uma obrigação contratual da concessionária com a ANP.



Figura 4 - Tramite de conteúdo local. Fonte: ANP

7. A CRISE DA PETROBRAS VS REGIME DE PARTILHA

Altamente endividada e com pouco dinheiro para investir, a Petrobras enfrenta o descrédito do mercado financeiro e de parceiros desde que a Operação Lava Jato, da Polícia Federal, revelou a existência de um esquema de corrupção envolvendo a empresa e fornecedores. Além disso, a crise provocada pela queda livre ocorrida nos preços do petróleo desde outubro de 2014 é mais severa no Brasil do que aquela que força empresas produtoras do mundo todo a se adequarem ao cenário adverso, vendendo ativos e cortando custos. Para conseguir retomar o crescimento, a Petrobras decidiu encolher de tamanho e abandonar várias áreas de negócio. Recentemente a empresa deu os primeiros passos para sua retirada do setor elétrico e colocou à venda 21 usinas térmicas e gasodutos por onde circula o gás que as abastece. Sem fôlego para investimentos de porte, a Petrobras já não quer dominar todo o elo da cadeia e, na medida em que se retira de projetos, demite e provoca falência de fornecedoras, principalmente no setor naval.

Na Petrobras, depois da substituição de toda a diretoria, em fevereiro de 2015, o caminho foi abrir espaço para que outras petroleiras atuem no Brasil e resgatem a indústria fornecedora, que vem mingando. A Lei da Partilha (12.351/2010), que trata do pré-sal, define que a Petrobras deve liderar todo o investimento na área, com ao menos 30% de participação nos desembolsos.

CONSIDERAÇÕES FINAIS

Quem vive no mundo da indústria de petróleo brasileira conhece bem a Petrobras, tanto nas suas vitórias como nas suas derrotas. Para o País, para si e para a sociedade, a empresa que carrega as cores da bandeira nacional têm diversas faces e muitas vezes suas feições mudam à serventia do dono da cadeira de presidente. O comandante da vez é Pedro Parente, um executivo de renome na história brasileira, com passagens pelos principais ministérios do Governo Fernando Henrique Cardoso, inclusive com atuação na área energética. É, portanto, alguém que já tinha vasta compreensão do alcance das ações da Petrobrás e suas repercussões no mercado. Agora, então, como presidente da companhia, certamente conhece mais detalhadamente o funcionamento da empresa e seu emaranhado de contradições. Pois é justamente baseado nisso que cai por terra a falácia da empresa e de Parente em relação ao conteúdo local e à defesa das empresas nacionais.

Quando a indústria se coloca na posição de crítica da decisão da Petrobrás de excluir as companhias brasileiras e privilegiar as estrangeiras, há um equívoco de interpretação por parte do executivo. Não há ranço ideológico ou aversão a investimentos estrangeiros. Não há uma diretriz dicotômica de estatismo x liberalismo. Pelo contrário, toda a indústria é claramente a favor do maior volume de investimentos possível que possa impulsionar a economia do País. Seja estrangeiro ou nacional, o maior objetivo é desenvolver o mercado do Brasil, criar empregos e garantir um futuro mais digno exatamente para os mais de 12 milhões de desempregados espalhados pelas diversas regiões brasileiras.

Se alguém fosse contra isso, seria contra a nação. Essa é a falácia que Parente tenta impingir aos seus críticos por má vontade ou desinteresse em ouvir os argumentos que lhe são colocados. Como ele mesmo diz, em seu artigo publicado na Folha de São Paulo “ideologias, quando levadas ao extremo, tornam as pessoas impermeáveis a argumentos”.

A justificativa dada pela Petrobras para que as empresas brasileiras fossem excluídas da concorrência no Comperj era a de que estavam bloqueadas do cadastro da estatal por questões relativas à Lava Jato. É fato que as maiores empreiteiras do País se afundaram em meio a esquemas de corrupção e precisam ser passadas a limpo – como está sendo feito –, mas há certamente um enorme contingente de engenheiros capacitados e gabaritados para assumirem essas responsabilidades, neste processo de renovação dos quadros delas e da abertura de espaço para outras empresas que vinham crescendo à margem desse grupo nos últimos anos. Bastava à Petrobras abrir mais o leque e se tornar mais transparente na escolha e no convite dos concorrentes, assim como assegurar que as novas regras de *compliance* fossem cumpridas à risca no trato com as epecistas que têm se dobrado para

reconquistar alguma confiança e poderem sobreviver a este processo. Uma outra alternativa sugerida pelo próprio mercado é fatiar a obra. No momento atual, quase nenhuma poderia assumir sozinha uma obra orçada inicialmente em 2 bilhões de reais. Isso daria chance para empresas de médio porte participarem do empreendimento. Se a Petrobras não aceita os acordos judiciais como prova dessa tentativa de correção interna delas, se não acredita em regeneração e não confia totalmente em seus novos critérios de governança e de combate à corrupção, então por que convidar 21 empresas estrangeiras – das 30 da lista – que se envolveram em casos de desvios e de ilegalidades nos últimos anos pelo mundo? É um contrassenso e segue o mesmo caminho tortuoso das alegações de que não há competitividade na indústria brasileira.

A começar pela dupla personalidade da Petrobras na hora de fiscalizar as obras que contrata no Brasil e as que contrata no exterior. No Brasil, as empresas precisam construir extensas instalações para dezenas de fiscais da estatal, com critérios rigorosos de padronização das salas a serem oferecidas aos funcionários, como detalhes específicos para a localização das lixeiras, distâncias entre janelas e portas, número de cadeiras e uma infinidade de exigências de QSMS (Qualidade, Segurança, Meio Ambiente e Saúde) que precisam ser somadas aos custos. Já no exterior, como em alguns projetos de grande porte enviados para a China, a companhia manda pouquíssimos fiscais para trabalhos do mesmo nível de complexidade, demandando estruturas muito mais enxutas e sem o mesmo rigor na padronização.

Um dos resultados disso é uma atuação esquizofrênica, já ocorrida em alguns casos nestes últimos anos, em que as plataformas vêm da Ásia com diversos problemas a serem consertados. As empresas brasileiras com histórico de sucesso, em termos de preço, prazo e qualidade – que são muitas –, acabam chamadas para socorrer a Petrobras, revisando e refazendo o que ficou mal feito.

O presidente da Petrobras em alguns momentos usou a licitação da plataforma de Libra como exemplo negativo do que seria a indústria brasileira. Alegou um sobre preço de 40% para se construir no Brasil. Seria um escárnio defender que a empresa pagasse esse valor a mais para fazer obras em seu próprio quintal. Com certeza não é o que se defende quando surgem as críticas à postura da empresa frente à política de conteúdo local. O problema é que os dados que embasam essa afirmação de Parente nunca foram detalhados para o público e para o mercado nacional, que está ávido por oportunidades e tem se mostrado cada vez mais competitivo, com muitas empresas exportando para outros países – tanto estrangeiras a partir de instalações brasileiras quanto companhias nacionais que conquistaram espaço no cenário internacional. Mais de uma vez foi feito um convite para que o executivo abrisse esses números e permitisse à

indústria avaliá-los. Se sua crença é em argumentos, porque não permitir ao mercado nacional que dê os seus próprios nessa discussão. Sem diálogo e abertura, não há avanço. Vira ranço ideológico.

Por fim, o presidente Parente cita casos de trabalhadores brasileiros que por décadas se empenharam e alcançaram grandes conquistas em suas carreiras em solo nacional. Um deles, Adir, há 40 anos trabalha na filial brasileira da francesa Schlumberger. Outro, Ademir, trabalha há 23 anos na catarinense WEG, que já conta com forte atuação fora do País. Ambos são exemplos para o Brasil e é exatamente a replicação desses casos que se busca quando defende-se o conteúdo local. Não como protecionismo, mas como seleção de empresas capacitadas no território nacional e impulso a um maior desenvolvimento brasileiro. Afinal, se essas contratações forem todas para fora, como Parente quer que sejam feitas com as plataformas de Sépia e Libra, esses investimentos que ele tanto defende não ficarão aqui. Irão para outros países. Neste caso, ao invés de dar espaço para outros trabalhadores como Adir e Ademir terem sucesso, teremos priorizado os empregos de Zhang Wei e Li Xiu (nomes comuns da China), que também merecem grandes oportunidades, mas não em detrimento dos nossos 12 milhões de desempregados, com os recursos daquela que por décadas foi a maior empresa brasileira.

REFERÊNCIAS

- DEMARZO, Peter; KREMER, Ilan; SKRZYPACZ, Andrej. Bidding with Securities: Auctions and Security Design. *American Economic Review*, 95: 936-959, 2005.
- GIAMBIAGI, Fabio; LUCAS, Luiz Paulo Vellozo. *Petróleo: reforma e contrarreforma no setor petrolífero brasileiro*. 1 ed. Rio de Janeiro: Elsevier, 2013
- BNDES 2009, Relatório I – Regimes Jurídicos Regulatórios e Contratuais de E&P de Petróleo e Gás Natural, São Paulo, Brasil
- BASTOS, Ricardo Fagundes; SENA, Richard Almeida. *Uma Análise Comparativa entre os Modelos de Concessão e de Partilha do Setor Petrolífero*. Rio de Janeiro: UFRJ/ Escola Politécnica, 2010.
- GOMES, Carlos Jacques Vieira. *O Novo Marco Regulatório da Prospecção de Petróleo*. Brasília: Centro de Estudos da Consultoria do Senado Federal, 2009
- GUTMAN, José. *Tributação e Outras Obrigações na Indústria do Petróleo*. Rio de Janeiro: Freitas Bastos Editora; 2007.
- JOHNSTON, Daniel. *International Petroleum Fiscal Systems Analysis*. Oklahoma: PennWell Publishing Company; 2001.
- HENDRICKS, Kenneth; PORTER, Robert Porter . An Empirical Study of an Auction with Asymmetric Information, *American Economic Review*, 78: 865-883, 1988.
- GOMES, Carlos Jacques Vieira. *Avaliação da Proposta para o Marco Regulatório do Pré-Sal*. Brasília: Centro de Estudos da Consultoria do Senado Federal, 2009
- SUSLICK, Saul. *Regulação em Petróleo e Gás Natural*. Campinas: Editoria Komedi; 2001.
- CARRASCO, Vinícius; MELLO, João Manoel P. *Pré-Sal: Análises e propostas quanto ao modelo de exploração sugerido pelo governo Lula*. Disponível em:
<http://www.dcomercio.com.br/especiais/outros/digesto/digesto_21_especial/04a.htm>.
- Ministério da Casa Civil. *Lei 12.351/2010*. Disponível em:
<http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2007-2010/2010/Lei/L12351.htm>.
- AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, Gás Natural e Biocombustíveis. Disponível em :
<<http://www.anp.gov.br>>.

BRITISH PETROLEUM - BP. BP Statistical Review of World Energy 2014. Disponível em <<http://www.bp.com>>.

GUIA DOS ROYALTIES DO PETRÓLEO E DO GÁS NATURAL. Disponível em : <<http://www.anp.gov.br>>.