



TRIBUNAL DE CONTAS DA UNIÃO
INSTITUTO SERZEDELLO CORRÊA

MARIDEL PILOTO DE NORONHA

O CONTROLE EXTERNO DA GESTÃO GOVERNAMENTAL DA
EXPLORAÇÃO, PRODUÇÃO E COMERCIALIZAÇÃO DE
PETRÓLEO E GÁS NATURAL EM ÁREAS DO PRÉ-SAL E EM
ÁREAS ESTRATÉGICAS: UMA ANÁLISE INSTITUCIONAL.

Brasília – DF
2011

MARIDEL PILOTO DE NORONHA

O CONTROLE EXTERNO DA GESTÃO GOVERNAMENTAL DA
EXPLORAÇÃO, PRODUÇÃO E COMERCIALIZAÇÃO DE
PETRÓLEO E GÁS NATURAL EM ÁREAS DO PRÉ-SAL E EM
ÁREAS ESTRATÉGICAS: UMA ANÁLISE INSTITUCIONAL.

Artigo científico apresentado à Comissão
de Coordenação do Curso de Pós-Graduação
em Controle Externo – PGCE do Instituto
Serzedello Corrêa do Tribunal de Contas da
União como requisito à obtenção do título de
Especialista em Controle Externo, área
regulação.

Orientador: Marcelo Bemerguy

Brasília – DF
2011

Lista de Tabelas

1. Primeira à décima rodada de licitação de blocos de petróleo..... 12

Lista de Figuras

1. Instituições envolvidas na E&P de petróleo e gás natural..... 19

Lista de Quadros

1. Comparativo entre contrato de partilha e o contrato de concessão.....	18
2. Análise RECI do processo de definição das áreas e blocos a licitar no regime de partilha	21
3. Análise RECI do processo de definição dos pré-requisitos para a licitação.....	22
4. Análise RECI do processo de licitação, contratação, regulação e fiscalização das áreas e elaboração de relatórios de acompanhamento.....	24
5. Análise RECI do processo de operação dos blocos licitados.....	25
6. Análise RECI do processo de definição da estratégia de atuação do consórcio....	26

Sumário

Introdução.....	1
1. Fundamentação teórica.....	3
2. Método	7
3. Histórico da indústria brasileira de petróleo e da regulação sobre as atividades de exploração e produção de petróleo no Brasil.....	9
4. A concessão de blocos para exploração e produção de petróleo e gás natural	12
5. O marco regulatório do Pré-sal	16
6. O papel das instituições na exploração e produção do petróleo no Brasil	19
7. Conclusão	27
8. Referências	30

RESUMO

A partir da criação da Petróleo Brasileiro S.A.- Petrobras, diferentes arranjos institucionais foram propostos para dar suporte às atividades de planejamento, regulação e fiscalização do setor petrolífero. Em 2008, foi anunciada a descoberta de jazidas de petróleo na região do Pré-sal, a ser explorada sob o regime de partilha. Este artigo pretende identificar, mediante o uso da análise RECI, as alterações no arcabouço institucional propostas para o regime de partilha, para subsidiar o planejamento de ações de fiscalização a serem realizadas pelo Tribunal de Contas da União - TCU.

Palavras chave: Tribunal de Contas da União – TCU, agência reguladora, ANP, áreas estratégicas, contrato de partilha, petróleo e gás natural, Pré-sal, regulação, cessão onerosa, concessão.

Introdução

Em 2008, a Petróleo Brasileiro S.A.- Petrobras anunciou a descoberta de grandes jazidas de petróleo localizadas ao longo da costa brasileira. O Pré-sal, denominação desta área, foi delimitado geograficamente pela Lei 12.351/2010 e definido como:

Região do subsolo formada por um prisma vertical de profundidade indeterminada, com superfície poligonal definida pelas coordenadas geográficas 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. (BRASIL, 2010b)

A descoberta dessas jazidas revelou uma nova perspectiva em relação às bacias sedimentares brasileiras, cujas características anunciadas incluem: baixo risco exploratório, petróleo de boa qualidade – em torno de 28° API¹ e a existência de reservatórios com grande potencial produtivo (LIMA, 2008, p.151).

Os primeiros poços no Pré-sal começaram a ser avaliados em 2006, a partir de atividades de exploração no campo Tupi – atualmente denominado campo Lula -, na Bacia de Santos.

Segundo Lima (2008, p.148), em 8 de novembro de 2007, em reunião extraordinária do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), a Petrobras revelou que, após conclusão dos testes de formação no poço 1-RJS-646 situado no campo Tupi, no Bloco BM-S-11, na bacia de Santos, possuía elementos suficientes para “estimar a existência naquele reservatório de óleo leve de 28° API, em um volume recuperável de ordem de 5 a 8 bilhões de barris de óleo equivalente² (BEP), o que, por si só, poderia aumentar em mais de 50% a atual reserva brasileira de petróleo e gás”.

No ano seguinte, foram anunciadas descobertas, também na Bacia de Santos, em área do Pré-sal, no campo de Iara, cuja estimativa de produção é de 3 a 4 bilhões de BEP. (BRASIL, 2009).

Para fins de comparação, consta que o volume de reservas brasileiras provadas³ de petróleo acha-se no patamar de 14 bilhões de barris (BRASIL, 2011) e estima-se que, com as descobertas do Pré-sal, pode-se chegar a 100 bilhões de barris (FREITAS, 2009).

¹ Grau API - Escala higrométrica utilizada para medir a densidade relativa de líquidos. Idealizada pelo *American Petroleum Institute* (API), juntamente com a *National Bureau of Standards* (ANP, 2000).

² Barril equivalente de petróleo (BEP): Unidade de medida de energia equivalente ao volume de gás referente a um barril de petróleo (ANP, 2011)

³ 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

As atividades de exploração e produção de petróleo (E&P) a partir de 1995 foram realizadas sob o regime de concessão, o qual foi idealizado em ambiente em que o conhecimento sobre a matriz geológica mostrava-se insuficiente para apoiar novas descobertas. Em razão da possibilidade da existência de reservatórios consideráveis em áreas do Pré-sal, a adequação do regime de exploração e produção de petróleo, gás e outros hidrocarbonetos voltou a ser discutida.

Em agosto de 2009, foi encaminhada ao Congresso Nacional uma proposta de adoção do regime de partilha de produção para as áreas do Pré-sal, delimitadas por lei, e as denominadas áreas estratégicas, isto é, região de interesse para o desenvolvimento nacional caracterizada pelo baixo risco exploratório e elevado potencial de produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, delimitada em ato do Poder Executivo. Além disso, foram encaminhados projetos que tratavam da criação de um fundo social, da criação de uma empresa que gerenciaria os contratos do Pré-sal (PPSA) - e da operação de cessão onerosa de áreas para exploração pela Petrobrás, sem licitação prévia.

Uma nova e complexa matriz institucional foi desenhada para dar suporte à gestão da exploração, da produção e da comercialização do óleo e do gás originados do regime de partilha de produção e das demais operações envolvidas nas atividades nessa área.

O planejamento de futuras ações de controle externo a cargo do Tribunal de Contas da União (TCU) deve basear-se no conhecimento do ambiente institucional previsto no marco regulatório do Pré-sal. Mediante o entendimento do papel de cada organização, seja pública ou privada, o grau de poder e de influência nas decisões que serão adotadas e na estrutura disponível para que cada um exerça suas competências, pode-se identificar objetos de controle e avaliar riscos operacionais e políticos a que as atividades estão sujeitas.

Este artigo pretende identificar e descrever as alterações no arcabouço institucional ocorrido após a adoção do regime de partilha, com o intuito de subsidiar o planejamento de possíveis ações de fiscalização a ser realizadas pelo TCU.

Para alcançar esse objetivo, pretende-se descrever o histórico das atividades de exploração de petróleo desde a criação da Petrobrás e das instituições que participaram deste processo; apresentar o marco regulatório do Pré-sal; identificar as competências organizacionais e avaliar o arranjo institucional que dará suporte ao planejamento, operação e controle das operações de E&P que serão realizadas sob o regime de partilha.

Para realizar a análise proposta, o trabalho apresenta, primeiramente, considerações sobre a regulação no setor de petróleo e gás desde a criação da Petrobrás, seguido da comparação entre o modelo de partilha para exploração e produção de petróleo e gás em confronto com o regime de concessão. A análise abordará as atividades previstas e o papel institucional de cada órgão relacionado nas operações do Pré-sal.

1. Fundamentação teórica

A indústria de petróleo e gás é caracterizada pela forte assimetria de informações entre as empresas, o ente regulador e os formuladores de políticas públicas, e, conseqüentemente, pelo alto custo de fiscalização e monitoramento das ações e decisões desses atores. Além disso, as atividades de E&P são exercidas em um ambiente onde se espera grande pressão por vantagens às empresas privadas, dado o poder econômico desses agentes.

Os políticos, membros do Poder Legislativo e seus indicados no Poder Executivo, participam ativamente da oferta de regulação, pois agem como intermediários entre os grupos de interesse, isto é, podem se opor ou serem favoráveis às regulações. Mais do que atores no processo, podem mobilizar ou barrar o alcance de objetivos de grupos de interesse. Nesse sentido, os grupos de interesse podem competir entre si ou com outros atores, consumidores por exemplo, pelo controle governamental da regulação do setor.

Segundo Salgado (2003, p.2), o conceito de informação assimétrica é o ponto central do estudo do comportamento dos agentes e do funcionamento dos mercados, pois é uma das justificativas de ordem normativa para a adoção, pelos governos, de mecanismos de regulação.

Até a década de setenta do século XX, aceitava-se a ideia proposta pela Teoria do Interesse Público, segundo a qual a regulação objetivava defender o interesse público face às falhas de mercado (MUELLER, 1999, p. 11). O pressuposto dessa teoria era de que os formuladores de política e os legisladores agiriam de forma a maximizar o bem-estar social, a despeito de seus interesses.

A teoria da captura, proposta por Stigler, Jordan e outros no início da década de 70, surgiu como contraponto à teoria do interesse público, uma vez que diversas evidências empíricas apresentavam provas de que a regulação fora exercida em prol da empresa regulada e, conseqüentemente, em detrimento da sociedade. Nesse contexto, grupos economicamente mais fortes capturariam os reguladores para proteger seus próprios e específicos interesses.

A fragilidade dessa abordagem, segundo Mueller (1999, p. 12) é que não consegue propor um modelo analítico para explicar a captura do legislador e a distribuição de ganhos ou perdas das partes envolvidas.

Posteriormente, uma abordagem ainda mais abrangente sobre o assunto foi apresentada por Stigler: a Teoria Econômica da Regulação. Segundo esse autor, dois custos, informação e organização, moldam os resultados do mercado.

Para Stigler:

o interesse dos produtores será sempre vitoriosa na disputa pelos serviços de uma agência reguladora, pois o fato de serem um grupo menor, favorece a organização em defesa de seus próprios interesses. Assim, grupos que tivessem menores custos para se organizar e maiores ganhos potenciais per capita, seriam aqueles com mais sucesso para influenciar o processo regulatório. (STIGLER apud SALGADO, 2003, p. 4).

A oferta de regulação, segundo esse modelo, seria feita pelos legisladores, que são modelados segundo o grau de apoio político esperado para as próximas eleições.

Stigler enfatizava a necessidade de garantir a concorrência em mercados privatizados, isto é, “no risco de se levar a termo processos de privatização, sem que houvesse cuidado na construção de ambientes institucionais competitivos”, o que passaria pela criação de “agências reguladoras independentes e tecnicamente capacitadas”. (STIGLER, J. apud SALGADO, 2003, p.3).

A Teoria da Escolha Pública (TEP) também apresentou reflexões teóricas sobre o problema da regulação econômica. Segundo a TEP, seja no mercado, seja na política, os indivíduos são maximizadores de interesse próprio. Nessa abordagem, é postulado básico que as políticas públicas não são conduzidas por motivações alheias ao interesse pessoal daqueles envolvidos – políticos, burocratas e lobistas – em nome do que se denomina “interesse público” (SALGADO, 2003, p. 5-10).

Em contraponto às teorias apresentadas, Laffont e Tirole (1993, p. 475) observam que todas têm limitações metodológicas no tocante às questões de assimetria de informações. Segundo esses autores:

Na ausência de tais assimetrias, as firmas reguladas seriam incapazes de extrair rendas e daí não teriam incentivo para influenciar o processo regulatório. Igualmente, eleitores e legisladores seriam capazes de controlar os seus agentes (membros de comitês e agências) que não poderiam se afastar das políticas que favorecessem os grupos de interesse sobre o bem comum.

A Teoria da Agência trata de casos em que há assimetria de informação, isto é, situações em que um agente detém informações às quais o outro não tem acesso. Essa posição pode levar a ações que visam revelar ou esconder informações de modo a induzir comportamentos desejados pelo agente. A esse comportamento acham-se relacionados problemas de risco moral e seleção adversa.

Para Eisenhardt (1989, p. 56-60), a seleção adversa acha-se relacionada a não observação de todas as habilidades do agente. Isso significa que os agentes, no momento da contratação, podem afirmar ter certas habilidades ou experiências que não são passíveis de verificação naquele momento ou quando o agente está desenvolvendo suas atividades. A seleção adversa é classificada como sendo um comportamento oportunista derivado de uma assimetria de informação anterior à celebração do contrato.

O risco moral decorre de comportamentos oportunistas por parte do agente no exercício de suas funções, ocasião em que esse pode não cumprir o acordado com o principal, o qual não pode detectar precisamente o comportamento indesejado em razão da impossibilidade de um monitoramento preciso decorrente da assimetria de informações (EISEHARDT, 1989, p. 60-74).

O risco moral, portanto, difere da seleção adversa, ambos os problemas decorrentes da assimetria de informações, pelo fato de que o primeiro ocorre após a celebração do contrato e a segunda é um risco anterior contratação.

A partir do momento em que existe a delegação de uma tarefa de um agente para outro, em uma situação onde exista assimetria de informação e um custo de monitoramento alto, está caracterizada uma situação principal-agente (MUELLER, 1989, p. 20).

As instituições surgem para mitigar o problema principal-agente e minimizar, sem a pretensão de eliminar, a ocorrência de assimetria de informações e seus efeitos. É nessa categoria que se inserem as instituições formuladoras de políticas e os reguladores em sua relação com os legisladores.

Devido à informação assimétrica e ao alto custo de monitoramento, o legislador não tem como forçar o regulador a agir sempre de acordo com o seu interesse. Há diversas formas de diminuir a diferença existente entre o principal e o agente, tais como: a oferta de incentivos para que o agente alinhe-se com o principal, o controle da nomeação de diretores e executivos responsáveis pela regulação e pela formulação de políticas, controle do orçamento das agências como forma de pressão sobre os agentes; o redesenho institucional das competências dos agentes e a fiscalização para levantar dados sobre as ações e o desempenho dos agentes (MUELLER, 1989, p.21-23).

O problema agente-principal clássico supõe uma autoridade única, monopolista. Quando o problema é transportado para uma situação onde uma burocracia pública ocupa o papel do agente, o principal torna-se múltiplo (DIXIT,1995 apud SALGADO, 2003 p. 12). Múltiplas autoridades significam conflito entre objetivos e fracos esquemas de incentivos.

Segundo Salgado (2003, p. 14-15) o desenho institucional pode limitar, ou ao menos delimitar, o espaço de influência de grupos de interesse sobre a regulação, mas o desenho institucional é, realizado por agentes e autoridades (burocratas e políticos que são agentes dos eleitores que representam), cujas funções objetivo podem diferir daquela da autoridade em última instância — dos eleitores de maneira geral.

Nesse cenário, a questão central é a de desenvolver instrumentos e arranjos institucionais que reduzam a assimetria de informações. Para tanto, há três aspectos básicos: a prestação de contas, a independência e a transparência.

A prestação de contas obriga a agência a alinhar suas decisões com os objetivos prescritos em lei, ou seja, com os objetivos da autoridade dos eleitores em última instância.

A independência dos decisores é com relação à pressão de grupos de interesse. O instituto do mandato fixo e as exigências de qualificação técnica para o exercício de postos de decisão, assim como a autonomia administrativa do órgão público, como uma agência regulatória são as indicações usuais para tanto.

Finalmente, a transparência das decisões é garantida pelo prévio conhecimento das regras que orientam as análises do órgão público. A publicação de manuais e guias, assim como de todos os procedimentos adotados pelo órgão, reduz as incertezas do público interessado e funciona como disciplinador de tendências à “captura” por interesses velados.

Neste artigo, a análise do quadro institucional proposto pelo marco regulatório do Pré-sal será realizada à luz do modelo principal-agente, dado que o planejamento, a regulação e a fiscalização do Pré-sal são atividades exercidas em ambiente de grande assimetria de informações por instituições delegadas com alto custo de monitoramento.

A partir desse modelo, definem-se como agentes os entes responsáveis pela formulação, execução e fiscalização das ações previstas no marco regulatório do Pré-sal, o ente regulador, os órgãos e empresas públicas, que devem atuar de forma a satisfazer o principal, isto é, os objetivos da sociedade, nesse caso representada pelo conjunto de leis estabelecidas pelo Congresso Nacional para regular a atividade de produção de petróleo sob esse novo regime de partilha.

2. Método

Este ensaio é baseado em pesquisa bibliográfica e documental, especialmente nos textos de suporte ao trabalho legislativo e em documentos internos, tais como exposição de motivos, pareceres, projetos de lei, produzidos pelas instituições governamentais envolvidas, a saber: Congresso Nacional, Poder Executivo – Ministério das Minas e Energia, Agência Nacional de Petróleo, Gás e Biocombustíveis. Além desses, foram ainda consultados trabalhos, textos e artigos que tratam do setor de petróleo e do papel desempenhado pelo Tribunal de Contas da União no exercício do controle externo sobre órgãos e entidades federais que atuam nesse setor.

A pesquisa documental visa identificar as inovações nas atividades de E&P decorrentes do marco regulatório do Pré-sal, de modo a subsidiar a escolha de novos objetos de controle e de conhecimento especializado que deverão repercutir nas ações de controle externo exercidas pelo TCU.

Os dados que são objeto de análise foram classificados em cinco diferentes quadros que agruparam as atividades previstas nas Leis 12.351, 12.276 e 12.304/2010, conforme classificação a seguir:

- Definição das áreas e blocos a licitar no regime de partilha;
- Definição dos pré-requisitos para licitação;
- Contratação e regulação das atividades para E&P;
- Operação dos blocos licitados;
- Definição de estratégias de operação;

A organização desses quadros foi realizada a partir da definição de cinco macroprocessos nas ações de licitação, operação e regulação da E&P do Pré-sal. O confronto entre a competências e as etapas do processo estudado, originou uma matriz de responsabilidade para subsidiar a análise do tema.

A análise dessa matriz foi realizada mediante a aplicação da técnica RECI, Segundo essa ferramenta, faz-se a designação dos entes responsáveis (R), executores (E), consultados (C) e informados (I) pelas ou das ações, com o objetivo de verificar se as competências têm entes designados e se essa distribuição é coerente com o modelo proposto pelo marco regulatório. As iniciais RECI possuem o seguinte significado:

- **R:** quem detém a responsabilidade final de decisão, com poder de veto;
- **E:** aquele que é encarregado de desenvolver a atividade, ou o responsável pela implementação;
- **C:** quem é consultado, ou seja, aquele que deve se manifestar antes das decisões ou ações serem implementadas;
- **I:** aquele que deve ser informado depois da decisão ou ação ser implementada.

Optou-se por essa ferramenta de análise dado que o modelo institucional pressupõe o relacionamento de diferentes instituições, cujas competências ainda não se acham solidamente definidas ou que foram alteradas para atender as peculiaridades do Pré-sal. Exemplo dessas situações podem ser citados ao identificarmos os papéis da PPSA e da alteração das competências da ANP no tocante ao processo licitatório nesse novo regime de exploração.

Cabe salientar que se trata da análise do ambiente institucional previsto pelos normativos legais.

3. Histórico da indústria brasileira de petróleo e da regulação sobre as atividades de exploração e produção de petróleo no Brasil.

Na segunda metade dos anos de 1940, medidas que permitiriam a participação da iniciativa privada no setor petrolífero brasileiro desencadearam acalorados debates. Propostas que aumentariam a produção nacional de petróleo, eram consideradas indispensáveis para o desenvolvimento industrial e tornaram-se o foco da discussão. O ponto mais polêmico dizia respeito ao grau de participação que o governo e investidores privados, nacionais e estrangeiros, deveriam ter nesta atividade econômica.

Segundo Carvalho (2009), diversos grupos sociais envolveram-se, a partir de 1948 na discussão do projeto de criação da Petrobras, na discussão do anteprojeto do Estatuto do Petróleo e da campanha “O Petróleo é Nosso”, os quais ganharam repercussão na Assembleia Nacional Constituinte de 1946. Com a redemocratização no pós-Estado Novo, coube aos parlamentares definir a política para o petróleo e, entre 1946 e 1953, os envolvidos no assunto tentaram conquistar o apoio da opinião pública para respaldar suas propostas.

A Petrobras foi criada em 3 de outubro de 1953 pela Lei 2.004 (BRASIL, 1953), após longo debate em torno da questão do monopólio da indústria no Brasil. Segundo Martins (2008), a historiografia dividiu este debate em duas correntes: de um lado, os que defendiam a exploração do petróleo brasileiro mediante a atração de capital estrangeiro; de outro lado, os que pregavam o monopólio estatal como única alternativa aceitável para a questão.

O modelo vigente a partir da promulgação da Lei 2.004/1953 previa o monopólio da União para a pesquisa e a lavra das jazidas de petróleo existentes em território nacional, a refinação do petróleo nacional ou estrangeiro e o transporte marítimo do petróleo bruto ou de derivados produzidos no país, bem como o transporte por meio de dutos (BRASIL, 1953).

O monopólio da União passou a ser exercido por meio do Conselho Nacional de Petróleo (CNP), órgão de orientação e fiscalização, e da Petrobrás, sociedade por ações que tinha a função de executora, e suas subsidiárias (BRASIL, 1953).

A Lei 2.004/1953 não fez menção a nenhum dispositivo regulatório em sentido estrito, dado que o papel do CNP era “superintender, ou seja, realizar as medidas concernentes ao abastecimento de petróleo, isto é, 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”. À Petrobrás caberia 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. A pesquisa e a lavra obedeciam aos planos organizados pela Petrobras e aprovados pelo CNP, que falaria em nome da União, o que condiz com o desenho do modelo proposto, isto é, o monopólio da exploração por empresa estatal.

No tocante ao controle externo exercido pelo TCU, constam nos arts. 32 a 34 da Lei 2.004/1953, lei de criação da Petrobras, menções sobre a prestação de contas ao Tribunal e a obrigatoriedade de prestação de informações acerca dos atos e deliberações da empresa. Acha-se claramente especificado nessa lei que o papel do Tribunal estava restrito à emissão de parecer sobre a prestação de contas da Petrobrás e que o Congresso Nacional, após apreciação dessas prestações poderia, adotar as medidas que julgasse conveniente, dentro de sua missão fiscalizadora.

O modelo previsto pela Lei 2.004/1953 perdurou por mais de quarenta anos, muito embora o monopólio tenha sido rediscutido por ocasião das revisões constitucionais de 1967 e de 1988 (CAMPOS, 1994, pp. 808-809 e pp. 1191-1197).

Em 1967, sagrou-se vencedora a tese de que a manutenção do monopólio estatal era fundamental para segurança nacional, não obstante se considerasse que a “Petrobrás, infiltrada por radicais de esquerda, era uma constante ameaça de perversão do nacionalismo” (CAMPOS, 199, p.808). Assim, foi na constituição de 1967 que a questão do monopólio deixou de ser uma matéria prevista em lei ordinária e ascendeu ao status constitucional, nos seguintes termos: “A pesquisa e a lavra de petróleo em território nacional constituem monopólio da União, nos termos da lei” (BRASIL, 1967, art. 162).

A Constituição de 1967 reservava ao Tribunal de Contas da União “a apreciação das contas do Presidente da República, o desempenho das funções de auditoria financeira e orçamentária, e o julgamento das contas dos administradores e demais responsáveis por bens e valores públicos” (BRASIL, 1967, art. 71). Nesse contexto, não havia, explicitamente, respaldo constitucional para que fossem acompanhadas questões de desempenho operacional mediante a realização de auditorias.

Na Constituição de 1988, o monopólio estatal para a pesquisa e lavra de petróleo foi reafirmado e, mais do que isso, estendido para abranger o que se achava descrito na Lei 2.004/1953, a saber:

- *a pesquisa e a lavra das jazidas de petróleo e gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos;*
- *a refinação do petróleo nacional ou estrangeiro;*
- *a importação e exportação dos produtos e derivados básicos resultantes das atividades previstas nos incisos anteriores;*

- *o transporte marítimo do petróleo bruto de origem nacional ou de derivados básicos de petróleo produzidos no País, bem assim o transporte, por meio de conduto, de petróleo bruto, seus derivados e gás natural de qualquer origem; (BRASIL, 1988).*

As condições iniciais para a flexibilização do monopólio para pesquisa e lavra de petróleo e gás natural foi introduzido pela Emenda Constitucional 9, de 9 de novembro de 1995 (BRASIL, 1995), a qual, mediante nova redação do art. 177, permitiu, entre outras modificações dos incisos I a IV, que a União contratasse empresas estatais e privadas para a exploração e produção. Além disso, a Emenda criou condições para a edição da Lei 9.478, de 6 de agosto de 1997 (BRASIL, 1997), a Lei do Petróleo, que revogou a Lei 2.004/1953.

Após a promulgação da Lei do Petróleo, a Petrobrás deixou de ser o agente monopolista na indústria brasileira do petróleo e passou a desenvolver suas atividades em ambiente de livre competição com outras empresas. Não obstante esse movimento, foi consignado em lei um período de transição para que operação da Petrobrás se ajustasse a nova forma de operação no setor. Assim, foram ratificados à Petrobras direitos sobre cada um dos campos que se encontravam em efetiva produção na data de início de vigência da Lei 9.478/1997. Além disso, nos blocos em que, quando do início da Lei, tivesse a Petrobras realizado descobertas comerciais ou promovido investimentos na exploração, poderia 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. (BRASIL, 1997, seção II).

A nova Lei do Petróleo criou um conselho interministerial para formular a política energética nacional, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e a Agência Nacional do Petróleo ⁴ (ANP) como órgão regulador setorial, para assegurar a implementação dessa política por meio da regulação e da fiscalização dos agentes econômicos da indústria do petróleo.

A Constituição de 1988 também atribuiu novas prerrogativas ao Tribunal de Contas da União, como a de realizar, além das auditorias de natureza contábil, financeira, orçamentária, também aquelas de natureza operacional em entidades da administração direta e indireta da União (BRASIL, 1988, art. 71). Em razão disso, o TCU acompanhou todo processo de concessão de blocos de exploração e as rodadas de licitação, com o objetivo de verificar a regularidade dos procedimentos adotados e o desempenho da ANP na condução do processo.

⁴ A denominação da Agência Nacional do Petróleo foi alterada para Agência Nacional de Petróleo, Gás e Biocombustíveis – ANP, conforme redação da Lei 11.097, de 13 de janeiro de 2005.

4. A concessão de blocos para exploração e produção de petróleo e gás natural

A Constituição Federal, a partir da Emenda Constitucional 9/1995, e a Lei do Petróleo possibilitaram a concessão de áreas para exploração e produção de hidrocarbonetos fluidos mediante licitação. O procedimento utilizado para a concessão do direito de explorar e, em caso de sucesso, produzir, foram as rodadas de licitação, realizadas periodicamente pela ANP desde 1999, cujos resultados foram expostos na Tabela nº 1.

Rodada	Blocos oferecidos	Blocos concedidos	Nº de empresas participantes	Ano	Valor do bônus de assinatura (R\$ milhões)
Primeira	27	12	14	1999	487
Segunda	23	21	14	2000	468
Terceira	53	34	26	2001	595
Quarta	54	21	ND	2002	92
Quinta	908	101	6	2003	151
Sexta	913	154	19	2004	665
Sétima	1134	251	41	2005	1000
Oitava	58	38*	ND	2006	588
Nona	271	117	24	2007	2100
Décima	130	54	17	2008	89,4

Tabela nº 1: Primeira a décima rodada de licitação de blocos de petróleo

ND = dado não disponível.

* até a suspensão do certame.

Fonte: Brazil-Rounds: Licitações de Petróleo e Gás. In: <http://www.brasil-rounds.gov.br/>.

Concluídas as licitações, são celebrados os contratos de concessão entre a ANP, em nome da União, e as empresas que se sagraram vencedoras em decorrência de, entre outros critérios possíveis, terem pago ao estado o maior bônus de assinatura dentre as concorrentes. A agência acompanha a execução desses contratos que estabelecem, entre outras condições, o pagamento das seguintes participações governamentais: (i) pela ocupação (ou retenção) das áreas; (ii) *royalties*; e (iii) participação especial, no caso de campos de grande volume de produção ou de alta rentabilidade.

O contrato de concessão determina que as concessionárias cumpram o Programa Exploratório Mínimo⁵ proposto na oferta vencedora, com período variável entre três a oito anos, bem como prevê o compromisso com a aquisição de bens e serviços de fornecedores nacionais.

Na fase de exploração, as empresas devem adquirir dados, realizar novos estudos geológicos e geofísicos, perfurar poços exploratórios e avaliar se eventuais descobertas são comercialmente viáveis.

No caso de considerar comercial uma descoberta, a empresa concessionária deve submeter à aprovação da ANP um plano de desenvolvimento, proposta de trabalho e previsão de investimentos, antes de iniciar a produção.

Está previsto nos Contratos de Concessão para Exploração, Desenvolvimento e Produção de Petróleo e Gás Natural que a ANP - diretamente ou mediante convênios com órgãos federais, estaduais ou do Distrito Federal – exercerá o acompanhamento e fiscalização permanentes das operações realizadas nos blocos concedidos.

A ANP ainda acompanha as condições de devolução das áreas; a vigência e a duração do contrato; os prazos e programas de trabalho para as atividades de exploração e produção; o compromisso com a realização do Programa Exploratório Mínimo proposto na oferta vencedora e demais responsabilidades das concessionárias, inclusive quanto a danos ao meio ambiente.

No modelo de concessão dos blocos de petróleo, cabe ao CNPE a elaboração de diretrizes e metas do governo federal no setor energético. O CNPE tem por missão promover o aproveitamento racional dos recursos energéticos do País, bem como estabelecer diretrizes para a importação e exportação, de maneira a atender as necessidades de consumo interno de petróleo e seus derivados, assegurar o adequado funcionamento do Sistema Nacional de Estoques de Combustíveis e garantir o cumprimento do Plano Anual de Estoques Estratégicos de Combustíveis. (Lei 9478/1997, art. 2º)

O papel do Ministério das Minas e Energia no processo de concessão não está definido na Lei do Petróleo, como ocorre com as competências da ANP e do CNPE, mas os

⁵ Programa Exploratório Mínimo: Conjunto de atividades destinadas ao cumprimento das obrigações contratuais da fase de exploração, realizadas em uma área de concessão e no qual cada atividade é computada quantitativamente de acordo com a sua natureza e abrangência, que possui uma equivalência em unidades de trabalho (UT) e que corresponde ao parâmetro de oferta vencedor da licitação da área.

normativos legais relacionam as atividades do MME basicamente à elaboração de proposta de políticas públicas, de modelos e de diretrizes para o setor de petróleo e gás natural.

Desde a promulgação da Lei do Petróleo até 2011, foram realizadas dez rodadas de licitação de blocos de petróleo, todas acompanhadas pelo TCU, as quais geraram uma arrecadação superior a R\$ 6 bilhões de reais somente a título de bônus de assinatura. Para o período de 2009 a 2013, os investimentos mínimos declarados pelas empresas do setor à ANP são de R\$ 55 bilhões, excetuados os investimentos do Pré-sal (ANP, 2010).

Anteriormente à realização da primeira Rodada de Licitações, foram ratificados os direitos da Petrobras sobre 115 blocos exploratórios e áreas em desenvolvimento em que a empresa manifestasse interesse, capacidade de prosseguir explorando e houvesse realizado investimentos antes da flexibilização do monopólio. Essa ação, firmada em 1998, foi denominada Rodada Zero.

A Primeira Rodada de licitações ocorreu em 1999 e as demais, até a décima tiveram ocorrência anual.

Algumas rodadas de licitação foram marcadas por peculiaridades. A Quinta Rodada, embora não tenha sido considerada um sucesso em termos de arrecadação, foi a primeira a introduzir alterações relativas ao tamanho das áreas concedidas⁶, alterações essas mantidas por ocasião da sexta rodada. A sétima rodada ofereceu áreas com baixo risco exploratório e áreas marginais que tinham sido devolvidas anteriormente pelas concessionárias à ANP (ANP, 2010). A oitava rodada não foi finalizada em razão de decisão judicial concedida mediante alegação da Petrobrás de que haveria cerceamento à participação dessa empresa no certame (SANTOS, 2009).

A Nona Rodada de Licitação para a exploração de blocos de petróleo foi marcada pela peculiaridade da retirada de blocos de petróleo inicialmente arrolados para o certame, iniciativa relevante para que se faça ligação com o assunto da seção seguinte que tratará do marco regulatório do Pré-sal.

Segundo narrado por Lima (2008, p.149), a dezenove dias do lançamento da 9ª Rodada de Licitações de blocos exploratórios, foi convocada reunião extraordinária do

⁶ Segundo Bosco (2003), nesse novo modelo de licitações, as bacias sedimentares foram divididas em setores, subdivididos em células e desenhados de acordo com uma grade fixa – a exemplo do que ocorre no Golfo do México e no Mar do Norte. O tamanho de cada célula dependia da sua localização geográfica: as células localizadas em terra têm entre 30 e 32 km², as células marítimas de água rasa, entre 171 a 192 km²; e as células em águas profundas, entre 646 a 768 km². Com as áreas divididas em células, as empresas teriam opção de desenhar uma área com perfil de risco e complexidade mais adaptadas aos seus interesses.

Conselho Nacional de Política Energética, onde foram apresentadas as seguintes informações:

- *A Petrobrás concluíra a análise dos testes de formação do segundo poço (1_RJS-646) do campo de Tupi, no Bloco BM-S-11, na Bacia de Santos, a 9,5km a sudoeste do pioneiro descobridor.*
- *A empresa tinha então elementos para estimar a existência naquele reservatório do óleo leve 28° API, em um volume recuperável da ordem de 5 a 8 bilhões de barris de óleo equivalente, o que, por si só, poderia aumentar em mais de 50% a reserva brasileira de petróleo e gás.*
- *O fato ocorreu a 286 km da costa sul da cidade do Rio de Janeiro, na camada do Pré-sal, a cerca de 7 mil metros de profundidade, em um empreendimento no qual a Petrobrás era a operadora (65% do Projeto) com a participação da britânica BG Group (25%) e da Petrogal (10%).*
- *A Petrobrás realizara também avaliação do potencial petrolífero da área do Pré-sal que se estende da bacia de Santos (altura de Florianópolis) até a bacia do Espírito Santo, passando pela Bacia de Campos, admitindo que nesta extensão, de cerca de 800 km de comprimento e 200 de largura, seja provável a existência de uma província petrolífera com volumes recuperáveis de óleo e gás que, se confirmados, podem colocar as reservas brasileiras entre as dez maiores do mundo.*

Considerando que dentre os blocos a serem licitados na 9ª Rodada de Licitações estavam listados aqueles situados próximos ao de Tupi, o Presidente da República, que participou daquela reunião do Conselho, posicionou-se contrário à manutenção desses blocos no leilão, dado que, segundo seu julgamento, a retirada viria ao encontro do interesse nacional.

A decisão final do Conselho Nacional de Política Energética, registrada na Resolução CNPE nº, de 8 de novembro de 2007, foi de determinar:

- *À Agência Nacional do Petróleo, a exclusão de quarenta e um blocos (vinte e seis na Bacia de Santos, 13 na Bacia de Campos e dois na Bacia do Espírito Santo), em razão de estarem “relacionados às possíveis acumulações em reservatórios do Pré-sal”, permanecendo os restantes na 9ª Rodada, e;*
- *Ao Ministério das Minas e Energia, que “avalie, no prazo mais curto possível, as mudanças necessárias no marco regulatório que contemplem um novo paradigma de exploração e produção de petróleo e gás natural, aberto pela descoberta da nova província petrolífera, respeitando os contratos em vigor” (BRASIL, 2007).*

Segundo a ANP (2010), a Décima Rodada ofertou somente áreas terrestres e obteve alta taxa de desistência, provavelmente, em razão das áreas serem de baixa atratividade.

5. O marco regulatório do Pré-sal

A partir do marco regulatório do Pré-sal, assim denominado o conjunto das três novas leis aprovadas entre julho e dezembro de 2010, a forma pela qual a sociedade brasileira se apropriará das riquezas oriundas do petróleo e o nível de intervenção e controle estatal sobre as operações de E&P foi revista.

Após a aprovação do marco regulatório do Pré-sal, foi introduzido o regime de partilha de produção, criado o Fundo Social (Lei 12.351, de 22/12/2010); autorizada de cessão onerosa de E&P à Petrobrás (Lei 12.276, de 30/6/2010); e criada a empresa pública responsável por representar a União nas operações e pela gestão dos contratos de partilha, a Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. – Pré-sal Petróleo S.A. - PPSA (Lei 12.304, de 2/8/2010).

Anteriormente a essas leis, a exploração dos blocos de petróleo era realizada mediante regime de concessão. Após essas leis, a exploração dos blocos de petróleo pode ser realizada por regime de concessão, por regime de partilha ou por cessão onerosa.

O regime de partilha de produção foi proposto pelo Poder Executivo ao Congresso Nacional em agosto de 2009, e transformado na Lei 12.351/2010, a qual trata não somente do regime de exploração e produção de petróleo, mas também da criação de um fundo, denominado Fundo Social, cuja finalidade é constituir fonte de recursos para o desenvolvimento social e regional no Brasil.

Segundo previsto, o regime de partilha será adotado tanto para as áreas do Pré-sal já delimitadas, quanto para as áreas declaradas estratégicas, isto é, regiões de interesse para o desenvolvimento nacional, caracterizada pelo baixo risco exploratório e elevado potencial de produção, estando ou não localizadas na área do Pré-sal definida atualmente. Segundo consta na exposição de motivos que acompanhou o Projeto de Lei 5.938/2009 (MME, 2009), o regime de partilha foi proposto em razão de o Poder Executivo avaliar que as diretrizes da Lei 9.478/1997 não se mostravam adequadas para permitir o máximo aproveitamento das reservas petrolíferas descobertas na área do Pré-sal.

Em 1997, quando a concessão de blocos para exploração e produção por empresas privadas foi aprovado, a produção petrolífera era pequena. O preço do barril variou de U\$S 23 a U\$S 19 entre janeiro e dezembro de 1997, chegou a U\$S 9,88 em dezembro de 1998 e foi cotado a U\$S 41 em dezembro de 2008 e a U\$S 77 em dezembro de 2009 – essa variação cambial alterou consideravelmente a receita obtida com a comercialização do produto. O risco

exploratório das áreas concedidas sob a vigência da Lei do Petróleo, mediante contratos de concessão, era superior ao que se apresenta na área do Pré-sal e naquelas que venham a ser declaradas com estratégicas.. Todas essas condições justificavam a adoção do regime de concessão, já que o risco da atividade, nesse caso, era transferido para o concessionário (MME, 2009).

No regime de partilha de produção, o Estado, detentor dos direitos sobre as jazidas, remunera os custos de produção, divide com o contratado o excedente em óleo, recebe receitas a títulos de *royalties* e bônus de assinatura e abre mão da cobrança de participação especial⁷. Nesse regime, a produção, descontados os custos e a remuneração da empresa produtora, passa a ser propriedade do Estado (MME, 2009).

Segundo o MME (2009), a alteração proposta no marco regulatório só faz sentido em um cenário de baixo risco e de preço internacional do produto fixado em patamares superiores ao custo de exploração. Consta na exposição de motivos que acompanhou o Projeto de Lei 5.938/2009, que o Pré-sal é formado por “áreas nas quais são estimados riscos exploratórios extremamente baixos e grandes rentabilidades, o que determina a necessidade de marco regulatório coerente com a preservação do interesse nacional, mediante maior participação nos resultados e maior controle da riqueza potencial pela União e em benefício da sociedade”.

O contrato de partilha difere do contrato de concessão em aspectos relacionados ao risco e à recompensa pelo exercício do negócio. No contrato de partilha o contratado exerce, por sua conta, as atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento e produção e, em caso de descoberta comercial, adquire o direito à apropriação do custo em óleo⁸, do volume da produção correspondente aos *royalties* devidos, bem como da parcela do excedente em óleo⁹, na proporção, condições e prazos estabelecidos em contrato. No contrato de concessão os riscos de exploração bem como a propriedade da produção são da empresa concessionária e é devido à concedente o pagamento de rendas sob a denominação de participações especiais, bônus de assinatura, aluguel de áreas e *royalties*.

⁷ Segundo o art. 44. da Lei 12.351/2010, não se aplicará o disposto no art. 50 da Lei no 9.478, de 6 de agosto de 1997, que trata da cobrança de participação especial, aos contratos de partilha de produção.

⁸ 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 estabelecidas em contrato (Lei 12.351/2010).

⁹ 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 ao detentor da terra (Lei 12.351/2010).

O Quadro nº 1 apresenta, de forma simplificada, comparação entre o contrato de partilha e o de concessão:

Tipo de contrato	Contratada	Governo
Concessão	Assume todo o risco exploratório e se apropria da produção, descontados os tributos e as participações governamentais.	É recompensado por meio das participações governamentais (participações especiais, bônus de assinatura, aluguel de áreas e <i>royalties</i>) e pelos tributos gerados pelo exercício da atividade, cujo valor é função da produção e do preço.
Partilha de produção	Assume o risco exploratório (em tese, baixo) e fica com parte da produção.	Apropria-se de parte da produção, descontado a parte da empresa, e dos <i>royalties</i>

Quadro nº 1: Comparativo entre Contrato de Partilha e o Contrato de Concessão

Fonte: Adaptado de LIMA (2011, p. 15).

A contratação para desenvolvimento e produção sob o regime de partilha será precedido de processo licitatório, cujo julgamento identificará a proposta mais vantajosa segundo o critério da oferta em maior excedente em óleo.

A Petrobras será a operadora de todos os blocos contratados sob o regime de partilha de produção, sendo-lhe assegurada a participação mínima de 30% nos consórcios formados para o exercício das atividades. A Petrobrás poderá, ainda, aumentar sua participação nos consórcios mediante participação nas licitações para exploração e produção em blocos licitados sob o regime de partilha.

Baseado nas estimativas de produção das áreas sujeitas ao regime de partilha, o Brasil pode vir a ocupar lugar de destaque entre os produtores mundiais. Além disso, espera-se que o modelo contratual gere rendas significativas para a sociedade, as quais devem ser aplicadas segundo critérios estabelecidos na Lei 12.351/2010 e direcionados para combate à pobreza e para o desenvolvimento da educação, da cultura, do esporte, da saúde pública, da ciência e tecnologia, do meio ambiente, bem como para mitigação e adaptação às mudanças climáticas (BRASIL, 2010b).

A alteração do regime de concessão para o de partilha introduz novos parâmetros de julgamento das propostas ofertadas nos processos licitatórios e novas variáveis a serem definidas, acompanhadas e fiscalizadas pelas instituições envolvidas nas operações do Pré-sal.

6. O papel das instituições na exploração e produção do petróleo no Brasil

A partir da aprovação do marco regulatório do Pré-sal, as atividades de E&P poderão ser desenvolvidas sob as regras de três diferentes regimes: o de concessão, o de partilha de produção e o de cessão onerosa.

A Figura nº 1 demonstra os três diferentes regimes de E&P de petróleo e gás natural, bem como as instituições envolvidas no planejamento, operação, fiscalização ou regulação dessas atividades.

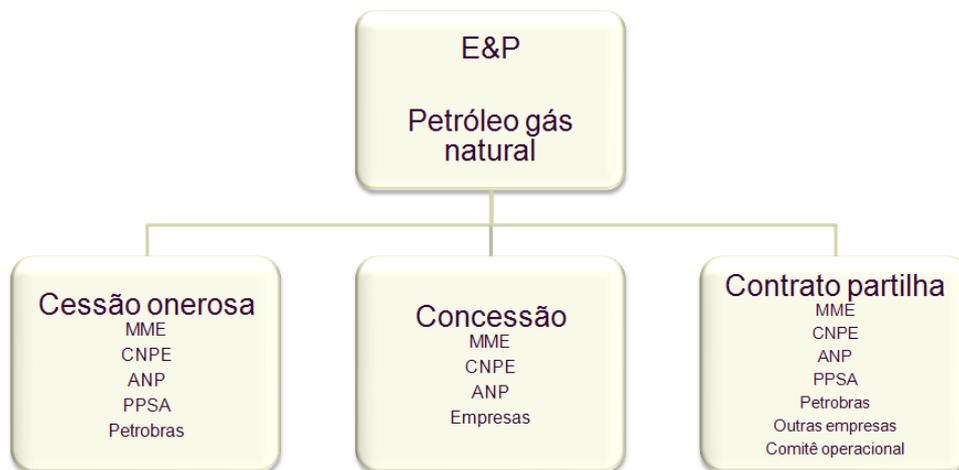


Figura nº 1: Instituições envolvidas na E&P de petróleo e gás natural.

Fonte: Leis 9.478 1997, 12.351/2010, 12.276/2010 e 12.304/2010. Figura elaborada pela autora.

A cessão onerosa é o regime pelo qual foi concedido à Petrobrás o direito ao exercício de atividades de pesquisa e lavra de petróleo, de gás natural e derivados em áreas não concedidas localizadas no Pré-sal. Essa cessão de direitos foi aprovada pela Lei 12.276/2010, não foi precedida de licitação e foi limitada a extração de 5 bilhões de barris de petróleo.

Segundo consta na referida lei, o contrato de cessão onerosa e sua revisão terá prévia apreciação do CNPE (art. 2ª, parágrafo único). A ANP será responsável por fiscalizar as atividades que serão realizadas pela Petrobrás nas áreas cedidas onerosamente (art. 7º) e contratará uma empresa certificadora, ou seja, uma empresa que fornecerá o laudo técnico com avaliação dos valores e volumes nas áreas cedidas (art. 3º, parágrafo único).

As atividades desenvolvidas sob o regime de cessão onerosa deverão ser planejadas pelo MME e pelo CNPE, operadas pela Petrobrás e fiscalizadas pela ANP. Esse arranjo institucional não difere substancialmente do que é utilizado no regime de concessão.

A análise do papel das instituições no regime de partilha de produção foi feita a partir da elaboração de uma matriz que identifica, em cada processo de trabalho, suas participações conforme sejam responsáveis (R), executoras (E), consultadas (C) ou informadas (I). Essa matriz, conhecida como matriz RECI, poderá subsidiar a análise da interação entre as ações em cada um dos níveis decisórios e a coerência do modelo proposto.

Considera-se, para fins da análise do ambiente institucional no marco regulatório do Pré-sal, que o Congresso Nacional é o principal, isto é, o ator que, em nome da sociedade, decide as normas gerais a serem seguidas. As instituições listadas são os agentes que, mediante delegação do principal, vão exercer suas competências para o alcance do objetivo inicialmente definido e que devem reportar ao Congresso Nacional informações relevantes quanto às suas ações.

A análise das instituições listadas será realizada mediante a caracterização das competências dos agentes a seguir listadas:

- Presidente da República - Poder Executivo;
- Ministério das Minas e Energia - MME;
- Agência Nacional de Petróleo, Gás e Biocombustíveis - ANP;
- Conselho Nacional de Política Energética - CNPE;
- Pré-sal Petróleo S.A – PPSA;
- Petrobras - quando em operação sozinha em áreas do Pré-sal e áreas estratégicas;
- Outras empresas de petróleo – aquelas que integrem, juntamente com a Petrobras, o consórcio responsável pela operação em áreas do Pré-sal e áreas estratégicas;
- Comitê operacional do consórcio – referente ao consórcio responsável pela operação em áreas do Pré-sal e áreas estratégicas.

As atividades agrupadas foram retiradas das Leis 12.351/2010, 12.276/2010 e 12.304/2010. Abaixo da descrição da atividade analisada segundo os critérios RECI, consta o item do normativo legal que foi utilizado para classificação.

Para facilitar a análise, as atividades foram separadas em cinco grupos de processos, quais sejam: (i) definição das áreas e blocos a licitar no regime de partilha; (ii) definição dos

pré-requisitos da licitação; (iii) licitação, contratação e regulação das atividades de E&P; (iv) operação dos blocos licitados; e (v) definição de estratégias. Os comentários serão realizados ao final da matriz RECI de cada grupo de processo.

Instituição/Atividade	Poder Executivo	MME	ANP	CNPE	PPSA	Petrobras	Outras empresas	Comitê operacional do consórcio
Delimitar a área do Pré-sal art. 9; V da Lei 12351/10	R	I	I	C	I	I	I	
Definir as áreas estratégicas. art. 9 V da Lei 12351/10	R	I	I	E	I	I	I	
Avaliar o potencial das áreas do Pré-sal e/ou estratégicas Art. 11, I, Lei 12351	I	I	R	I		I		
Definir ritmo de contratação dos blocos, observando a política energética e a capacidade da indústria nacional para oferecer bens e serviços. Art. 9º, I, Lei 12351	R	C	C	E	I			
Definir os blocos destinados à contratação direta da Petrobras Art. 9º, II, Lei 12351	R	C	C	E				
Definir os blocos objetos de leilão Art. 9º, III, Lei 12351	R	C	C	E				

Quadro nº 2: Análise RECI do processo de definição das áreas e blocos a licitar no regime de partilha

Fonte: Lei 12.304/2010. Quadro elaborado pela autora.

A definição dos papéis do CNPE e do MME em lei que compõe o marco regulatório do Pré-sal fortalece os papéis dessas instituições na condução do processo de definição das áreas e blocos a licitar no regime de partilha, à medida que estabelece competências relativas à formulação de estratégias para a exploração das áreas. Nesse novo panorama, o Conselho, presidido pelo ministro das Minas e Energia, proporá ao Presidente da República o ritmo de contratação dos blocos sob o regime de partilha, dos blocos que serão destinados à contratação direta da Petrobrás e daqueles que serão destinados a leilão.

Também é competência do CNPE propor ao Presidente da República a definição de áreas do Pré-sal e das áreas estratégicas. Percebe-se que, diferentemente do regime de concessão, a ANP atua apenas como instituição consultada para subsidiar os encaminhamentos nessa etapa do processo ou informada das decisões adotadas. A única ação em que a ANP figura como responsável é a de promover a de avaliar o potencial das áreas do Pré-sal e as áreas estratégicas, o que o faz de forma indireta, mediante contratação de empresa certificadora.

O Quadro nº 3 apresenta as atividades concernentes à etapa de definição dos pré-requisitos para a licitação.

Instituição/ Atividade	Poder Executivo	MME	ANP	CNPE	PPSA	Petrobras	Outras empresas	Comitê operacional do consórcio
Definição do % mínimo da Petrobras no consórcio (mínimo 30%) Art. 10, III,c, Lei 12.351	I	R/E	I	I	I	I	I	
Definir o custo em óleo Art. 10, III,d, Lei 12.351	R	R/E	C	E	I	I	I	
Definir excedente em óleo Art. 10, III,b, Lei 12.351	R	R/E	C	E	I	I	I	
Definir conteúdo local Art. 10, III, e, Lei 12.351	C	R/E	I	R/E	I	I	I	
Definir o Ponto de medição (onde será medida a quantidade de óleo a ser considerada para definição do custo em óleo e óleo excedente) Arts. 9, IV e 10, III,d, Lei 12.351	C	R/E	I	R/E	I	I	I	
Definir o Ponto de partilha (onde serão calculados os impostos e royalties) Art. 10, III,d, Lei 12.351	C	R/E	I	R/E	I	I	I	
Definir o % de royalties devidos. Art. 10, III,c, Lei 12.351	I	E	I	I	I	I	I	
Definir o bônus de assinatura. Art. 10, III,f, Lei 12.351	I	R/E	I	E	I	I	I	
Definir % do bônus de assinatura destinado à PPSA Art. 10, III,f, Lei 12.351	I	R/E	I	E	I	I	I	

Quadro nº 3: Análise RECI do processo de definição dos pré-requisitos para a licitação.

Fonte: Leis 12.304/2010. Quadro elaborado pela autora.

Percebe-se pela análise das atividades listadas que grande parte dos itens caracterizados como pré-requisitos para a licitação será definida pelo MME, com subsídios do CNPE. Novamente, o papel tanto do CNPE quanto do MME é preponderante nas atividades de decisão e de execução, restando à ANP, somente nas atividades de definição do custo e do excedente em óleo, a função de entidade consultada.

Tal situação é devida ao fato de que as leis que compõem o marco regulatório do Pré-sal deixaram a definir conceitos, valores e metodologias essenciais para pautar o processo licitatório nas áreas do Pré-sal e estratégicas, delegando essa tarefa para a decisão das instituições que atuam no processo. Dentre esses pré-requisitos acham-se definições quanto ao conceito de custo e excedente em óleo; percentual mínimo devido a título de conteúdo local; ponto de medição e ponto de partilha e definição do percentual mínimo e da distribuição dos *royalties* devidos. O bônus de assinatura e o percentual desse montante que será destinado à PPSA também não têm mínimo definido nas leis aprovadas.

A definição dos pré-requisitos essenciais para pautar os direitos e deveres advindos das atividades de E&P foi remetida para os editais e os contratos de partilha, isto é, o

Congresso Nacional delegou às instituições do Poder Executivo a tarefa de regulamentar as cláusulas contratuais.

A falta de definição legal pode não ser considerada uma fraqueza do marco regulatório desde que as instituições responsáveis pela definição desses elementos tenham independência suficiente para regular e fiscalizar as atividades. Nesse caso, o controle externo exercido pelo Congresso Nacional, com o auxílio do TCU, pode contribuir para avaliar o desempenho dessas instituições na condução do processo, bem como se os objetivos da política energética, no que concerne à E&P empreendida sob o regime de partilha ou de cessão onerosa, estão sendo alcançados a contento.

A necessidade de atender aos interesses próprios dos agentes e ainda suprir o principal das informações relevantes e tempestivas é o que torna a relação principal-agente complexa. No ambiente do Pré-sal, verifica-se que as empresas, a ANP, o MME e o CNPE possuem informações cuja precisão varia de acordo com o distanciamento que a instituição tem das operações no setor. Isto é, o grau de assimetria de informações entre o principal e os agentes não é uniforme e, em alguns casos, nem mesmo os entes governamentais detêm as informações solicitadas.

O processo de licitação, contratação, fiscalização e de prestação de contas das atividades das empresas contempladas com áreas na província do Pré-sal é apresentado no Quadro nº 4.

Instituição/ Atividade	Poder Executivo	MME	ANP	CNPE	PPSA	Petrobras	Outras empresas	Comitê operacional do consórcio
Elaborar editais e contratos de partilha Art. 11, II, Lei 12351/10	C	C	R/E	C	I	I	I	
Promover as licitações Art. 11, III, Lei 12351/10 Art. 9, I, III, Lei 12351/10 Art. 10, IV, Lei 12351/10	I	C	R/E	C	I	I	I	
Definir o ritmo de contratação por regime de partilha Art. 9, I, Lei 12351/10 Art. 10, II, Lei 12351/10 Art. 11, I, Lei 12351/10	R	E	E	C	I	I	I	
Regular e fiscalizar as atividades sob regime de partilha. Art. 11, VI, Lei 12351/10 Art. 4º, f, Lei 12.304	I	I	R/E	I	C	I	I	
Fazer cumprir as melhores práticas da indústria do petróleo Art. 11, IV, Lei 12351/10	I	I	R/E	I	I	I	I	
Elaborar relatórios semestrais sobre os contratos de partilha Art. 10, V, 1º, Lei 12351/10	I	R/E	C	C	I	I	I	

Quadro nº 4: Análise RECI do processo de licitação, contratação, regulação e fiscalização das áreas e elaboração de relatórios de acompanhamento.

Fonte: Leis 12.304/2010 e Lei 12.304/2010. Quadro elaborado pela autora.

A atuação da ANP passa a ser mais presente na fase de licitação, momento em que é a instituição responsável pelo processo de elaboração dos editais, pela promoção dos leilões e pela contratação da empresa ou do consórcio vencedor. Nesta fase, a ANP assina o contrato para exploração, juntamente com a União, que é representada pela PPSA, pelo MME e pela Petrobrás e, se for o caso, outras empresas participantes do consórcio vencedor.

Cabe ainda à ANP, a responsabilidade pela regulação e fiscalização das atividades de E&P do Pré-sal, papel esse próprio de um ente regulador e que guarda similaridade com o papel desempenhado pela agência nas áreas sob o regime de concessão regulamentada pela Lei do Petróleo.

O processo de operação dos blocos licitados prevê a atuação de uma nova instituição, a PPSA, empresa criada para representar os interesses da União na gestão dos contratos de partilha de produção e de comercialização de petróleo e seus derivados. A análise RECI das atividades desse processo consta do Quadro nº 5.

Instituição/ Atividade	Poder Executivo	MME	ANP	CNPE	PPSA	Petrobras	Outras empresas	Comitê operacional do consórcio
Nomear o Conselho de Administração e a Diretoria Executiva da PPSA. Art. 11, Lei 2304/2010	R	C	I	I	I			
Gerir os contratos de partilha de produção Art.2º, Lei 12304/2010	I	I	I	I	R/E	I	I	
Analisar e aprovar os planos de exploração Art. 11, V, Lei 12351	I	I	R/E	I	I	I	I	
Gerir a comercialização do óleo da União Art.2º, Lei 12304/2010	I				R/E	E (se for contratada pela PPSA)		
Fiscalizar a execução dos contratos de comercialização. Art.4º,II,b, Lei 12304/2010	I				R/E			
Participar dos acordos de individualização da produção Art.4º,IV, Lei 12304/2010			I	I	R	E	I	E

Quadro nº 5: Análise RECI do processo de operação dos blocos licitados.

Fonte: Leis 12.304/2010; 12.276/2010 e 12.351/2010. Quadro elaborado pela autora.

No processo de operação dos blocos licitados há predominância do papel institucional que deverá ser desempenhado pela PPSA. As atividades de exploração dos blocos, de gestão dos contratos de partilha e de comercialização, de análise e aprovação dos planos de exploração e de proposta de individualização da produção, se for o caso, são de responsabilidade desta empresa recém-criada.

Embora seja nesta fase que a União deve exercer seu papel de controle sobre o óleo produzido e dos recursos que potencialmente serão gerados, as atividades acham-se entregues a uma empresa que não possui quadro próprio e cuja estrutura, até que consolidada, será composta por quadros contratados temporariamente por até 48 meses.

A definição da estratégia de atuação do consórcio que será formado para o exercício das atividades de E&P dos blocos de petróleo situados no Pré-sal é a última fase do processo.

Instituição/Atividade	Poder Executivo	MME	ANP	CNPE	PPSA	Petrobras	Outras empresas petróleo	Comitê operacional do consórcio
Definir os planos de exploração que serão submetidos à ANP Art. 24,I, Lei 12351/10	I	I	I	I	C	C	C	R/E
Definir os planos de avaliação de descoberta de jazida que serão submetidos à ANP Art. 24,II, Lei 12351/10	I	I	I	I	C	C	C	R/E
Declarar a comercialidade de cada jazida, que será submetida à ANP. Art. 24,III, Lei 12351/10	I	I	I	I	C	C	C	R/E
Definir o plano de desenvolvimento de produção do campo, que será submetido à ANP. Art. 24,III, Lei 12351/10	I	I	I	I	C	C	C	R/E
Definir os programas anuais de trabalho e de produção, que serão submetidos à ANP. Art. 24, IV, Lei 12351/10	I	I	I	I	C	C	C	R/E
Analisar e aprovar o orçamento para as atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento e produção, previstas no contrato. Art. 24, V, Lei 12351/10	I	I	I	I	C	C	C	R/E
Supervisionar as operações e aprovar a contabilidade dos custos Art. 24, VI, Lei 12351/10	I	I	I	I	C	C	C	R/E
Definir os termos dos acordos de individualização. Art. 24, VII, Lei 12351/10	I	I	I	I	C	C	C	R/E

Quadro nº 6: Análise RECI do processo de definição da estratégia de atuação do consórcio.

Fonte: Leis 12.351/2010. Quadro elaborado pela autora.

Mediante análise do Quadro nº 6, verifica-se que cabe ao comitê operacional do consórcio, que tem representantes no percentual relativo à participação de cada empresa na atividade, responder pela estratégia de atuação para explorar e produzir na área licitada.

Grande parte dessa estratégia deverá considerar os interesses da Petrobras, dado que essa empresa será a detentora de no mínimo 30% do poder de decisão do consórcio, percentual mínimo estabelecido na Lei 12.351/2010 (art. 20).

7. Conclusão

A indústria do petróleo começou a ser organizada no Brasil no início da década de 40, momento em que o debate sobre o grau de participação do estado e dos investidores privados nessa atividade econômica ganhou relevância. A partir da criação da Petrobrás, diferentes arranjos institucionais foram propostos para dar suporte às atividades de planejamento, regulação e fiscalização das atividades do setor.

No início das operações do setor petrolífero havia poucas instituições envolvidas, basicamente a Petrobrás, que exercia o monopólio em nome da União, e o Conselho Nacional de Petróleo (CNP). À Petrobrás caberia a pesquisa, a lavra, o refino, o comércio e o transporte de petróleo e ao CNP realizar principalmente as medidas concernentes à garantia do abastecimento de petróleo.

Nesse arcabouço institucional, a atuação do Tribunal de Contas da União estava restrita à emissão de parecer sobre as contas das entidades envolvidas nas atividades de E&P.

O monopólio para exploração de petróleo e gás voltou a ser discutido por ocasião da Constituição de 1967, sendo que, nessa ocasião, a tese de que o modelo deveria ser mantido não só persistiu, como também deixou de ser disciplinado por lei ordinária e ganhou status constitucional. Essa nova constituição não alterou nem o papel das instituições que atuavam nas atividades de E&P e, tampouco, a forma de atuação do TCU no tocante ao controle externo.

A partir da Constituição de 1988 e, principalmente, da edição da Emenda Constitucional 9/95, as operações no setor passaram a ser desenvolvidas em condição de flexibilização do monopólio e em um ambiente institucional diferente. A referida emenda constitucional e a Lei do Petróleo, que revogou o normativo legal que vigia havia quarenta anos, possibilitaram a reformulação do arcabouço institucional do planejamento, da regulação e da fiscalização das atividades de E&P.

Com o intuito de fiscalizar o desempenho dos entes governamentais envolvidos nas operações de E&P e respaldado na competência para realizar auditorias operacionais nos órgãos e entidades da administração pública, o TCU acompanhou o processo de concessão de blocos de exploração e as rodadas de licitação com o objetivo de verificar a regularidade dos procedimentos adotados e o desempenho da ANP.

O que se verifica a partir desses fatos é que foram agregadas novas atividades e que houve alteração no número de instituições envolvidas na execução das atividades e da fiscalização do setor de petróleo. No contexto da Lei 12.351/2012, pode-se identificar que a

ANP deixará de exercer algumas atividades relacionadas às licitações que, a partir de então passaram a ser de competência do MME e do CNP.

A partir da discussão do regime de partilha de produção para as atividades de E&P do Pré-sal e das áreas estratégicas, formou-se novamente um arcabouço institucional diferente e ainda mais complexo para dar suporte a essa nova forma de atuação no setor de petróleo. A diferença desse novo arranjo acha-se relacionada ao aumento do número de instituições envolvidas, por exemplo, a criação da PPSA, a previsão de um comitê operacional em que uma das empresas já tem 30% participação mínima das atividades que serão desenvolvidas. Além disso, deve-se considerar a complexidade desse arranjo institucional, dado que o MME, o CNPE, a ANP tiveram suas competências alteradas em relação às atividades do Pré-sal e as atividades oriundas da cessão onerosa, porém mantidas em relação aos contratos de concessão já assinados ou que venham a ser firmados.

Comparando os dispositivos legais que definem as operações no regime de partilha com do regime de concessão, verifica-se alteração no papel das instituições e dos atores que desenvolvem atividades no setor de petróleo. Considerando tão somente o aumento do número de instituições envolvidas na operacionalização dos contratos de partilha, pode-se inferir que as relações institucionais podem ter um caráter mais sofisticado do que as existentes para dar suporte ao regime de concessão, pois há instituições antigas exercendo novos papéis, como é o caso da ANP, do MME e do CNPE e outras instituições recém-criadas, ainda tentando se estruturar técnica e operacionalmente.

A análise RECI realizada neste trabalho demonstrou que a ANP passa a atuar fortemente na fase de licitação e mantém as prerrogativas de órgão regulador e fiscalizador.

O MME teve o seu papel de formulador de políticas reforçado ao ser designado responsável por definições relevantes que não constam em lei e que serão definidas nos contratos, tais como as definições do custo em óleo, do excedente em óleo, do conteúdo local, do ponto de medição, do ponto de partilha, entre outros.

A gestão dos contratos de partilha de produção e da comercialização do óleo em nome da União passou a ser competência da PPSA. No entanto, essa empresa ainda não está formada, não possui quadro ou capital próprio.

Em relação ao processo de definição da estratégia de atuação do consórcio, que será de responsabilidade do respectivo comitê operacional, pode-se destacar que a formação dessa instância de decisão contará com no mínimo 30% dos votos em nome da Petrobrás. Lembrando o fato de que a Petrobrás foi autorizada, sem licitação, a realizar atividades de E&P em áreas contíguas às do Pré-sal, deve-se acompanhar as decisões estratégicas desses

consórcios para averiguar se estão de acordo com as políticas públicas definidas para o setor ou se atendem prioritariamente a interesses privados relacionados ao ritmo de exploração das áreas.

A caracterização do Congresso Nacional como a figura do principal, acarreta a necessidade de essa instituição identificar meios de minimizar os problemas de agência, a saber: risco moral e seleção adversa. Tal fato acha-se suportado pelas evidências de que o modelo adotado para a exploração do Pré-sal tornou-se mais complexo em razão do número de instituições públicas e privadas envolvidas nas operações.

No regime de concessão, havia a participação de quatro instituições, todas elas operando pelo menos há 15 anos. No regime de cessão onerosa, o número de instituições envolvidas chega a cinco e no de contrato de partilha passam a contar sete, sendo que, nesses dois casos, há alteração de competência dos atores e criação de novos entes, como é o caso da PPSA.

Dessa forma, a curva de aprendizagem acumulada pelas instituições, em razão do acompanhamento das concessões de blocos de petróleo, deve ser reformulada a partir do início das operações do Pré-sal. Esse tipo de ação demanda tempo e método para que sejam identificadas as particularidades dos novos processos de trabalho previstos.

Trata-se da necessidade de adoção de mecanismos que dotem o processo de geração de renda do petróleo transparente para a sociedade que pode ser alcançado mediante o controle da aplicação das receitas de modo que a riqueza prevista não se perca. Esse assunto é relevante não somente para a garantia de abastecimento de recursos energéticos, mas, sobretudo de promover a adequada apropriação e distribuição.

As questões levantadas anteriormente denotam a necessidade de acompanhamento e fiscalização de desempenho das instituições responsáveis pelas atividades do Pré-sal, atividades essas que poderão ser indicativas de novos trabalhos a serem desenvolvidos pelo TCU a partir da análise ora apresentada.

O resultado desses trabalhos poderá subsidiar o conhecimento pelo Congresso Nacional das atividades dos agentes que receberam a delegação para agir em nome do interesse público na exploração dessa nova frente de recursos para a sociedade brasileira.

8. Referências

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). **Glossário**. Rio de Janeiro, 2011. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/?id=582>>. Acesso em: 12 de outubro de 2011.

_____. **Rodadas de licitações**. Rio de Janeiro. 2010. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/?pg=46270>>. Acesso em: 12 de maio de 2011.

_____. **Portaria ANP nº 9, de 21 de janeiro de 2000**. Rio de Janeiro, 2000. Disponível em: <http://nxt.anp.gov.br/nxt/gateway.dll/leg/folder_portarias_anp/portarias_anp_tec/2000/janeiro/palp%20206%20-%202000.xml>. Acesso em 10 de outubro de 2011.

_____. **Portaria ANP nº 206, de 29 de agosto de 2000**. Rio de Janeiro, 2000 a. Disponível em: <http://nxt.anp.gov.br/nxt/gateway.dll/leg/folder_portarias_anp/portarias_anp_tec/2000/agosto/palp%20206%20-%202000.xml>. Acesso em: 10 de outubro de 2011.

BOSCO, Flávio. Quinta Rodada cheia de novidades. Petro&Química, edição 249. São Paulo, 2003. Disponível em: <http://www.petroquimica.com.br/edicoes/ed_249/ed_249a.html>. Acesso em: 20 de abril de 2011.

BRASIL. **Lei 2.004, de 3 de outubro de 1953**. art. 5º. Brasília, 1953. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Leis/L2004.htm>. Acesso em: 10 de abril de 2010.

_____. **Constituição da República Federativa do Brasil de 1967**. art. 162. Brasília, 1967. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/constituicao/Constitui%C3%A7ao67.htm. Acesso em: 10 de abril de 2011.

_____. **Constituição da República Federativa do Brasil de 1988**. Brasília, 1988. Disponível em: < http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/constituicao/constitui%C3%A7ao.htm>. Acesso em: 15 de agosto de 2010.

_____. **Emenda Constitucional 9, de 9 de novembro de 1995**. Brasília, 1995. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Constituicao/Emendas/Emc/emc09.htm>. Acesso em: 15 de agosto de 2010.

_____. **Lei 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. Brasília, 1997. Disponível em: < http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L9478.htm>. Acesso em: 15 de agosto de 2010.

_____. **Lei 12.276, de 30 de junho de 2010**. Autoriza a União a ceder onerosamente à Petróleo Brasileiro S.A. – PETROBRAS o exercício das atividades de pesquisa e lavra de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos de que trata o inciso I do art. 177 da Constituição Federal. Brasília, 2010. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/ato2007-2010/2010/lei/112276.htm>. Acesso em: 29 de setembro 2010.

_____. **Lei 12.304, de 2 de agosto de 2010.** Autoriza o Poder Executivo a criar a empresa pública denominada Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. – Pré-sal Petróleo S.A. (PPSA). Brasília, 2010 a. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/ato_2007-2010/2010/lei/112304.htm>. Acesso em: 29 de setembro de 2010.

_____. **Lei 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 fonte de recursos; altera dispositivos da Lei 9.478/97. Brasília, 2010b. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2010/lei/112351.htm>. Acesso em: 18 de março de 2011.

CÂMARA DOS DEPUTADOS. **Os desafios do Pré-sal.** Edições Câmara. Série Cadernos de altos estudos; n.5. Brasília, 2009.

CAMPOS, Roberto. **A Lanterna de Popa: memórias.** Rio de Janeiro. Topbooks, 1994. p. 808; p. 995; p. 1194.

CARVALHO Jr., Celso. **A criação da Petrobras nas páginas dos jornais O Estado de São Paulo e Diário de Notícias.** 2009. Disponível em: <http://biblioteca.universia.net/html_bura/ficha/params/title/cria%C3%A7%C3%A3o-da-petrobras-nas-paginas-dos-jornais-estado-s%C3%A3o-paulo/id/17543832.html>>. Acesso em: 04 de abril de 2011.

Conselho Nacional do Petróleo (CNPE). **Resolução CNPE nº6, de 8 de novembro de 2007.** Estabelece diretrizes específicas para a realização da Nona Rodada de Licitações de blocos exploratórios da ANP, e dá outras providências. Brasília, 2007. Disponível em: <http://www.clubedeengenharia.org.br/07nov_resolucao_CNPE.pdf> . Acesso em: 1º de abril de 2011.

Dixit, Avinash. **Common agency and incentives in government bureaucracies.** Princeton: Princeton University Press, 1995, mimeo.

EISENHARDT, Kathleen M. **Agency theory: an assessment and review.** Academy of Management Review. V.14, n. 1, p 57 – 74, 1989.

FREITAS, Paulo Springer. **Rendas do Petróleo, Questão Federativa e Instituição do Fundo Soberano.** Consultoria do Senado. Centro de Estudos. Textos para discussão 53. Brasília, fevereiro, 2009.

LAFFONT, Jean-Jacques ; TIROLE, Jean. **A theory of procurement and regulation.** MIT Press, 1993. p 475.

LAFFONT, Jean-Jacques; MARTIMORT, David. **The theory of incentives: The principal-agent model.** Princeton University Press. Princeton, 2001.

LIMA, Haroldo. **Petróleo no Brasil: A situação, o modelo e a política atual.** Rio de Janeiro. Synergia Editora. 2008.p. 147-156.

LIMA, Paulo César Ribeiro. **Pré-sal – O Novo Marco Legal e a Capitalização da Petrobras**. Rio de Janeiro: Synergia, 2011.

MARTINS, Luis Carlos. **A última hora na criação da Petrobras: disputa ideológica e a relação imprensa e política no segundo governo Vargas**. São Paulo, 2008. Disponível em: <<http://www.historica.arquivoestado.sp.gov.br/materias/anteriores/edicao31/materia05/texto05.pdf>> . Acesso em: 10 de abril de 2011.

Ministério das Minas e Energia (MME); Ministério da Fazenda (MF) e outros. **Exposição de motivos Interministerial nº 00038 – MME/MF/MDIC/MP/CCIVIL**, integrante do Projeto de Lei 5938/2009. Brasília, 2009. Disponível em: < www.camara.gov.br>. Acesso em: 01 de agosto de 2010.

Ministério das Minas e Energia (MME). **Boletim de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural nº 4 – Jan/Fev_2011**. Brasília, 2011. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/spg/galerias/arquivos/publicacoes/boletim_de_exploracao_e_producao_de_petroleo_e_gas_natural/boletim_n04_DEPG.pdf>. Acesso em: 18 de março de 2011.

MUELLER, Bernardo. **Teoria Política Positiva da Regulação. Departamento de Economia**. Universidade de Brasília. Brasília, 1999. Disponível em: <<http://WWW.angelfire.com/ky2/Mueller/resenha.pdf>. . Acesso em: 20 de janeiro de 2012.

SALGADO, Lúcia H. **Agências regulatórias na Experiência brasileira: um panorama do atual desenho institucional**. IPEA, Rio de Janeiro, 2003.

SANTOS, Joildo. **ANP ignora a discussão no Congresso e anuncia leilão**. 2009. Disponível em: <<http://www.joildo.net/artigos/anp-ignora-a-discussao-no-congresso-e-anuncia-leilao/>>. Acesso em: 12 de maio de 2011.

SENADO FEDERAL. **Projeto de lei da Câmara nº 16/2010**. 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, altera os dispositivos da Lei 9478, de 6 de agosto de 1997, e dá outras providências. Brasília, 2010c. Disponível em: <www.senado.gov.br>. Acesso em: 20 de julho de 2010.

Tribunal de Contas da União (TCU). **Técnicas de Auditoria – Análise RECI**. Brasília, 2001. Disponível em: <http://portal2.tcu.gov.br/portal/page/portal/TCU/comunidades/programas_governo/tecnicas_anop/ANALISE_RECI.pdf>. Acesso em: 18 de março de 2011.