

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO

INSTITUTO DE ECONOMIA -IE/UFRJ

AS SEIS PRIMEIRAS RODADAS DE LICITAÇÕES DA ANP:

QUAIS OS RESULTADO PRÁTICOS?

Monografia submetida como parte dos requisitos para obtenção de Certificado de Especialização, nos termos aprovados pela Comissão deliberativa do Programa de Pós-Graduação em Economia Industrial (PPGE - IE/UFRJ).

Eduardo de Godoy Assumpção

Rio de Janeiro - RJ

DEZEMBRO DE 2013

Resumo do trabalho intitulado "**As seis primeiras rodadas da ANP: Quais os resultados práticos?**" apresentado como requerimento para obtenção de Diploma de Especialização, nos termos aprovados pela Comissão deliberativa do Programa de Pós-Graduação em Economia Industrial (PPGE - IE/UFRJ).

RESUMO

Este trabalho, de natureza empírica, procura apresentar uma organização para certas categorias de dados gerados pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP e disponibilizados em seu site institucional na internet.

De 1999 a 2008, a ANP promoveu dez rodadas de licitações, leilões públicos por meio dos quais são oferecidas áreas em bacias sedimentares brasileiras para que os licitantes vencedores possam, correndo os riscos exploratórios inerentes ao setor de petróleo e gás natural, se tornar produtores, desta forma elevando e diversificando as fontes neste setor, criando, em termos de economia industrial, uma nova estrutura produtiva.

O trabalho procura responder em que medida estes objetivos foram alcançados com os resultados obtidos, até novembro de 2013, das áreas licitadas por meio das rodadas Primeira à Sexta, ou seja, seis rodadas anuais cobrindo o período 1999-2005. É destacado o potencial transformador do modelo de concessão, adotado com a Lei do Petróleo, a partir de 1997 e seus resultados práticos, medidos em termos de novos campos produtores de petróleo e gás natural e novos operadores que surgem com o modelo.

Os levantamentos efetuados mostram que, em maior ou menor medida, cada uma das rodadas promovidas pela ANP contribuiu para os objetivos - expressos na Lei do Petróleo - de atrair investimentos na produção de energia e ampliar a competitividade do País. A configuração do setor tornou-se mais diversificada e competitiva e a estrutura produtiva do setor chegou a ser mudada de modo significativo, mas o futuro é incerto com a mudança promovida no modelo regulatório.

Numa segunda vertente, é analisada a política de estímulo para que os investimentos decorrentes dessas licitações fortaleçam uma cadeia nacional de fornecedores de bens e serviços. A chamada política de conteúdo local. Nesta vertente, o trabalho acentua a inflexão ocorrida a partir de 2003, quando os critérios de aferição passaram a se tornar mais detalhistas e rígidos. A análise do montante de multas aplicadas pela ANP sobre blocos ofertados até a sexta rodada mostra a necessidade de uma contínua calibração dessa política, visto que seu objetivo final é o de alcançar uma estrutura industrial competitiva internacionalmente.

As seis primeiras rodadas de licitações da ANP:

Quais os resultados práticos?

SUMÁRIO

Introdução.....	2
Primeira Rodada.....	5
Figuras 1 e 2 - Blocos ofertados na R1 nas bacias de Santos e de Campos	5
Tabela 1: R1 - Blocos concedidos; ofertas de CL; resultados da fiscalização.	7
Segunda Rodada.....	9
Figura 3 - Blocos ofertados na R2 na bacia de Santos.....	9
Tabela 2: Composição original de vencedores em blocos na bacia de Santos	10
Tabela 3: Campos em produção oriundos da R2	10
Tabela 4: R2 - Blocos concedidos; ofertas de CL; resultados da fiscalização.	13
Terceira e Quarta Rodadas.....	14
Tabela 5: Características físicas básicas e resultados das Rodadas 1 a 4.....	14
Tabela 6: Campos em produção oriundos de R3 e R4	15
Tabela 7: R3 - Blocos concedidos; ofertas de CL; resultados da fiscalização.	16
Tabela 8: R4 - Blocos concedidos; ofertas de CL; resultados da fiscalização.	17
Quinta e Sexta Rodadas	18
Tabela 9: Campos em produção oriundos de R5 e R6	22
Tabela 10: Resultados de fiscalização R5 e R6.	23
Conclusões	24
Bibliografia	26

Para Lucas

As opiniões expressas neste trabalho são de exclusiva responsabilidade do autor.

Introdução

Tido normalmente como o marco inicial da indústria do petróleo (Yergin, pp. 27-29), o poço perfurado por E. Drake, em Titusville, Pensilvânia no ano de 1859 inaugura não apenas um novo setor produtivo, mas o pilar sobre o qual se assenta a economia moderna. Curiosamente, em que pese posição periférica do Brasil, pouco após essa data, em 1864, já era concedida patente no País para "“Extrair turfa, petróleo e outros minerais nas comarcas da Camamus e Ilhéus”¹.

Não muito, porém, ocorreu nos 89 anos seguintes quanto ao panorama nacional de produção interna de petróleo, até que a Petrobras fosse criada em 1953, sem que isso naturalmente desmereça os valerosos esforços realizados pelo CNP - Conselho Nacional do Petróleo, o ente público que antes da Petrobras cuidou da produção pioneira em campos terrestres, como os de Dom João (ainda ativo), Candeias e Água Grande da bacia do Recôncavo. Em 1953, contudo, a produção nacional não chegava a 3000 barris/dia (Freire, p. 119).

Muito, é claro, aconteceu nas décadas seguintes, sob o regime de monopólio legal até que com a chamada "Lei do Petróleo" (Lei 9.478/97, de agosto de 1997), foi criada a Agência Nacional do Petróleo com atribuições, dentre outras, nos termos do artigo 8º, inciso IV dessa lei de: “elaborar os editais e promover as licitações para a concessão de exploração, desenvolvimento e produção, celebrando os contratos delas decorrentes e fiscalizando sua execução;”.

Em outras palavras, um dos objetivos primordiais da nova lei foi o de abrir o território nacional para permitir que a produção de petróleo e gás natural se faça num ambiente competitivo e diversificado, incluindo empresas nacionais e também estrangeiras, na qualidade de operadoras e detentoras do petróleo e gás natural que, por meio de esforço exploratório, lograssem alcançar.

Nos dez anos seguintes, dando cumprimento à normativa, a ANP organizou dez rodadas de licitações, das quais nove obtiveram sucesso e uma, a Oitava (2006) teve sua continuidade impedida por ordem judicial no dia do leilão e terminou sendo cancelada. Dessas nove rodadas concluídas, levando em conta que a primeira (R1) foi realizada em 1999 e a sexta (R6) em 2004 podemos considerar que o hiato de tempo já transcorrido (de nove a 15 anos) permite um levantamento inicial dos resultados

¹ "As demandas do consumidor urbano para iluminação pública e residencial dão a tônica das patentes enquadradas no campo tecnológico "**Petróleo, Gás, Coque**" (classe C10), objeto do maior número de concessões (51) no período. Modernamente, as invenções pertencentes a essa classe concentram-se em tecnologias relacionadas a petróleo. Embora algumas das patentes concedidas no século XIX tivessem como objeto o petróleo (por exemplo, a patente 3.352-A, concedida a Thomaz D Sargent em 1864 para "Extrair turfa, petróleo e outros minerais nas comarcas da Camamus e Ilhéus"), a grande maioria - 38 (74,5%) - buscava soluções para a fabricação e distribuição de gás, processo esse basicamente destinado à iluminação pública, impulsionado pelo fato de o Rio de Janeiro ter sido uma das primeiras cidades do mundo a possuir um sistema público de iluminação baseado em gás manufaturado." (Assumpção, p. 12).

obtidos, ainda que com os longos tempos de latência do setor de petróleo, principalmente a relativa a campos em águas profundas e a áreas que enfrentam restrições ambientais, deva-se enfatizar o qualificativo "inicial" acima empregado.

Em que medida, portanto, a diretiva legal de elevar a produção e diversificar as fontes produtivas teve sucesso nesta etapa inicial de atuação do órgão regulador? A forma mais prática de se proceder a uma avaliação deste objetivo é verificar quais os resultados concretos de cada rodada, tomando como medida de "concretos" os níveis de produção ("exploração" no jargão da indústria) oriundos dos blocos exploratórios² licitados nessas rodadas. E, sendo uma meta central da nova política, a diversificação das fontes produtivas, verificar em que medida novos atores ingressaram como resultado dessas rodadas.

Outro objetivo da política pública e que se fez presente em todos os Editais e Contratos que caracterizaram essas dez rodadas foi o chamado incentivo à contratação junto a fornecedores locais de bens e serviços, de modo que os benefícios dos investimentos (sempre vultosos) exigidos pela indústria de petróleo e gás natural se espalhassem formando uma cadeia de fornecedores nacionais. É a política conhecida como de "Conteúdo Local - CL".

Note-se, aqui, que, desde a primeira rodada, todos os contratos firmados entre ANP e concessionários sempre incluíam cláusulas de conteúdo local. Porém, ao passo em que o desenho básico dos contratos de concessão manteve-se estável ao longo desse decênio inicial, observa-se uma contínua mudança na abordagem conferida ao tema CL, seja no peso dado para formação de nota das propostas, seja na abrangência (ou minudência) dos objetivos de controle dessa política.

O objetivo do trabalho, nesta segunda vertente, é o de mostrar como os objetivos quanto ao CL foram se alterando ao longo do tempo bem como, a partir dos dados de fiscalização efetuada pela ANP, traçar as possíveis conclusões quanto às diretrizes traçadas em Editais e Contratos dessas rodadas.

As 10 rodadas iniciais poderiam ser seccionadas em três grupos: nas primeiras quatro, realizadas no período 1999-2002, o fator determinante, com peso de 85% na nota final, na seleção das ofertas vencedoras foi o chamado bônus de assinatura³. De modo complementar, com peso de 15% (3% para os investimentos em Fase de Exploração e 12% para os realizados na Etapa de Desenvolvimento), eram levados em conta os percentuais ofertados em investimentos de conteúdo local. Apenas percentuais agregados faziam parte das ofertas e os contratos de concessão previam um sistema de multiplicadores que, na prática, facilitou o alcance das propostas.

² Áreas geograficamente delimitadas em que o petróleo ou gás natural encontrados pertencem ao concessionário.

³ Valor em espécie pago integralmente e antes da assinatura do contrato de concessão.

A partir de 2003 (R5), equilibrando o dilema de não querer jogar fora um modelo que estava se mostrando bem sucedido, mas necessitando dar-lhe uma feição própria, mais condizente com o discurso do governo que recém assumira, observa-se uma grande inflexão, não no mecanismo de leilões anuais de blocos exploratórios, mas na forma como era contabilizada a oferta vencedora. Como será mostrado na seção própria, e apenas par exemplificar, o peso do conteúdo local na Quinta Rodada passou para 40 % (15% na R4), enquanto que a parcela do bônus declinou para 30% (85% na R4) e foi introduzida a nota por Programa Exploratório Mínimo (PEM) com peso de 30%.

Finalmente, com a divulgação (na realidade, intensa publicização, a partir de 2006) das descobertas do pré-sal houve uma crescente pressão para a mudança do modelo de concessão como um todo, levando (cada qual em seu tempo) à interrupção da oitava rodada, à retirada de 63 blocos marítimos do edital já divulgado da nona rodada e à realização de uma rodada (décima) exclusivamente terrestre, não obstante os esforços para inclusão de blocos marítimos de parte da ANP.

Ao mesmo tempo, a política de conteúdo local tornou-se mais detalhista e foi colocada sob a supervisão direta do governo federal, mais especificamente do Ministério das Minas e Energia e do CNPE, cabendo à ANP exercer um papel de órgão executor das diretrizes centralizadas.

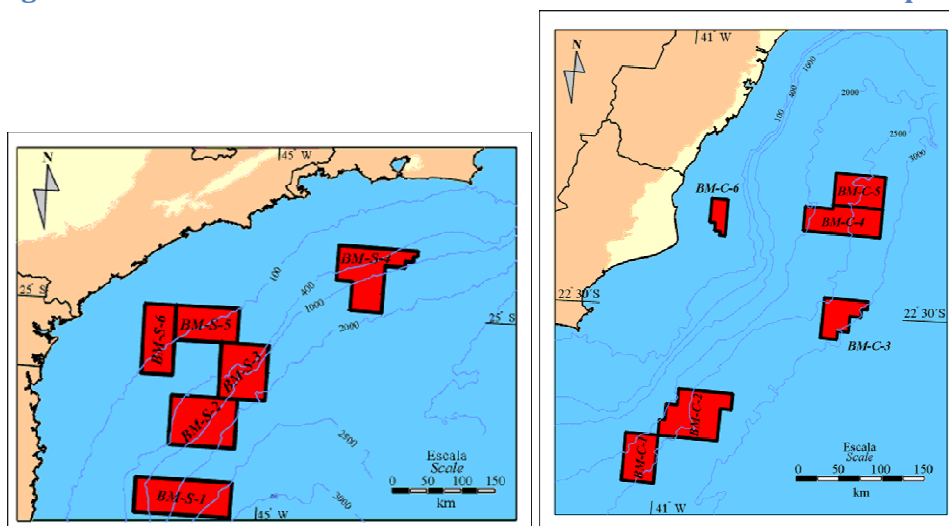
Dentro do cenário formado por este decênio de rodadas, este trabalho faz um corte e procura analisa o que ocorreu da primeira à sexta rodada, cobrindo o período que vai de 1999 a 2005. Basicamente por dois motivos: i) o tempo transcorrido já é suficientemente longo para uma avaliação dos campos produtores gerados e, ii) os dados de fiscalização de conteúdo local encontram-se disponíveis para blocos ofertados até a sexta rodada. É um trabalho de cunho empírico e por isso baseia-se fundamentalmente nas informações tornadas públicas pela ANP em seu site de internet, como textos dos Editais e Contratos de Concessão de cada rodada, características físicas (como área concedida, número de blocos) e resultados financeiros (bônus arrecadados, por exemplo) obtidos nessas seis rodadas iniciais.

Primeira Rodada

Realizado em junho de 1999, o leilão da Primeira Rodada colocou em oferta 27 blocos com tamanho médio de 5 mil km². Foram arrematados 12, todos eles em mar. Os quatro blocos terrestres ofertados, três na bacia do Paraná e um na porção emersa da bacia Potiguar não receberam ofertas. Em bônus, o leilão arrecadou cerca de R\$ 321 milhões, correspondentes a US\$ 189 milhões à época (ANP - Resumo das Rodadas).

Os blocos nas bacias de Santos e de Campos concentraram a atenção dos concorrentes. As figuras abaixo mostram os blocos ofertados, vários dos quais se sobrepondo ao que posteriormente veio a ser denominado "polígono do pré-sal". Não dispondo da sabedoria dos fatos consumados, na divulgação da rodada, a ANP destacava nos blocos da bacia de Santos os objetivos de "*Turbiditos semelhantes aos do campo de Merluza e ...Analogia com a geologia dos campos de Estrela do Mar e Tubarão*" (Zilberstajn).

Figuras 1 e 2 - Blocos ofertados na R1 nas bacias de Santos e de Campos



© 1999 Agência Nacional do Petróleo.

Fonte: ANP - www.brasil-rounds.gov.br, Edital da Primeira Rodada.

Nas primeiras quatro rodadas, o fator decisivo na classificação das ofertas foi o bônus de assinatura, com peso de 85% na nota final obtida (Edital R1, seção 8.1). A preocupação com metas de conteúdo local, porém, sempre esteve presente, ainda que com menor peso nas rodadas iniciais. Assim é que das rodadas 1 a 4 os compromissos assumidos pelos concessionários quanto aos percentuais de investimento na Fase de Exploração⁴ possuíam o peso de 3% na formação da nota final enquanto que os

⁴ Fase de Exploração é termo definido em glossário dos contratos de concessão: "A Fase de Exploração começará na Data de Entrada em Vigor deste Contrato e terá a duração máxima especificada no ANEXO II – Programa de Trabalho e Investimento. A Fase de Exploração será dividida em dois Períodos ("Período de Exploração"), com duração indicada no ANEXO II – Programa de Trabalho e Investimento.

realizados na Etapa de Desenvolvimento⁵ participavam com 12% (Edital R1, seções 8.2 e 8.3).

Um aspecto pouco notado (até mesmo pelas concessionárias signatárias) foi o mecanismo de multiplicadores inserido no contrato da primeira rodada, desta forma: *"Somente para efeito de cálculo das Porcentagens dos Investimentos Locais na Fase de Exploração e na Etapa de Desenvolvimento da Produção, as despesas correspondentes a Fornecedores Brasileiros para serviços de engenharia ou design de engenharia relativos aos projetos dos seguintes sistemas ou unidades de produção contarão por três vezes o custo real das mesmas."* (Edital R1, Anexo II - Contrato de Concessão, cláusula 19.3.3, grifo nosso).

As atividades privilegiadas para contagem alavancada eram as seguintes (reproduzidos apenas o tocante a blocos marítimos, já que os terrestres não chegaram a ser arrematados, como visto):

*"- sistemas de escoamento de subsuperfície: engenharia de reservatórios e de poços;
- sistemas submarinos de produção (árvore de natal molhada, manifolds submarinos linhas flexíveis, risers e outros);
- unidades de produção: plataformas fixas, unidades semi-submersíveis, unidades estacionárias de produção e conversão de navios em FPSOs e FSOs;
- instalações de convés: plantas de processamento de fluidos, sistemas de tratamento e descarte de efluentes, planta de utilidades e demais instalações; e
- sistemas de escoamento de produção (dutos de escoamento de petróleo e gás natural, monobóias e outros)".* (Edital R1, Anexo II - Contrato de Concessão, cláusula 19.3.3).

As metas de conteúdo local sempre foram definidas em termos percentuais, ou seja, o controle do percentual de compras nacionais é feito em formulários padronizados (Relatórios de Gastos Trimestrais -RGTs), em que associados aos investimentos feitos em cada bloco e cada campo em desenvolvimento corresponde uma coluna com gastos efetuados no Brasil, outra com gastos no exterior.

Uma característica das quatro rodadas iniciais foi o estabelecimento de tetos para pontuação de CL, previstos nas cláusulas 8.2 e 8.3 dos Editais correspondentes a cada uma dessas rodadas. Assim, as ofertas de CL feitas para a Fase de Exploração que eventualmente ultrapassassem 50% não teriam computadas a parcela excedente a esse percentual. De modo análogo, mas um tanto incongruente, visto que os investimentos na Etapa de Desenvolvimento são bem mais volumosos e sofisticados, o percentual máximo para tal etapa foi definido como de 70%.

O Segundo Período de Exploração, se houver, começará com a conclusão do Primeiro Período de Exploração. A Fase de Exploração poderá ser estendida...".

⁵ Etapa de Desenvolvimento também é termo definido em contratos de concessão: [a etapa] e se estende da com respeito a qualquer Campo, o período iniciado na data de entrega da Declaração de Comercialidade para tal Área de desenvolvimento e terminando com (i) a conclusão do trabalho e atividades compreendidas no Desenvolvimento, conforme descrito no Plano de Desenvolvimento ou (ii) o abandono do Desenvolvimento em tal Campo de acordo com o parágrafo 8.5, o que ocorrer primeiro.

Possivelmente, os encarregados pela elaboração dessas regras contavam em compensar um percentual mais exigente por um lado, com o mecanismo multiplicador de outro (como se vê na compilação acima da cláusula 19.3.3, o elenco de atividades contemplado é mais característico da Etapa de Desenvolvimento).

Como visto, não houve blocos terrestres arrematados na primeira rodada que ficou assim, sendo a única em que todos as áreas concessionadas foram marítimas. As ofertas vencedoras nos 12 blocos concedidos, nos quesitos de CL, ressaltam a enorme disparidade de percepções entre os concorrentes sobre o posicionamento exequível (Tabela 1), em particular no tocante aos percentuais da Fase de Exploração. Quatro das 12 ofertas situaram-se no limite do Edital (50%) enquanto que outras três não foram além dos 5% (e mais duas ficaram em 10%). É um nível de dispersão que deve muito certamente a um processo que recém se iniciava e com uma curva de aprendizagem ainda longa pela frente.

Tabela 1: R1 - Blocos concedidos; ofertas de CL; resultados da fiscalização.

Bloco	Terra/Mar	F. Expl. %	Limite?	Fiscalizado	Expl.?	CL Atingido?	E. Des. %	Limite?2
BM-S-2	Mar	50	Sim	Sim	ok	35	Não	
BM-S-3	Mar	5	Não	Sim	ok	20	Não	
BM-S-4	Mar	25	Não	Sim	ok	20	Não	
BM-C-3	Mar	25	Não	Sim	ok	20	Não	
BM-C-4	Mar	10	Não	Sim	ok	20	Não	
BM-C-5	Mar	50	Sim	Sim	ok	35	Não	
BM-C-6	Mar	50	Sim	Sim	ok	60	Não	
BM-ES-1	Mar	5	Não	Sim	ok	15	Não	
BM-ES-2	Mar	50	Sim	Sim	ok	35	Não	
BM-CAL-1	Mar	5	Não	Sim	ok	20	Não	
BM-POT-1	Mar	10	Não	Sim	ok	20	Não	
BM-FZA-1	Mar	20	Não	Sim	ok	20	Não	

Fonte: Elaboração própria a partir de ANP - www.anp.gov.br opção "Conteúdo Local/Fiscalização" e www.brasil-rounds-gov.br, opção "Rodadas Anteriores/R1/Resultados".

Com relação aos percentuais da Etapa de Desenvolvimento, observa-se uma postura mais comedida dos licitantes vencedores: nenhum chegou nem perto do otimista limite estabelecido pelo Edital. Na realidade, o valor de moda foi de 20% (sete das 12 ofertas), refletindo uma visão de mercado mais realista quanto às possibilidades da indústria nacional, diferente, assim, da expectativa criada (70%).

Todos os 12 blocos concedidos nessa rodada já foram fiscalizados pela ANP e, seguindo os procedimentos adotados pela Agência em 2008, foi considerado que esses blocos tiveram seus compromissos de conteúdo local cumpridos (Tabela 1 acima, coluna ok). Tendo sido todos os blocos já devolvidos à ANP, da rodada restou uma área remanescente do bloco BM-S-3, correspondente a um campo em desenvolvimento, o qual ainda passará por fiscalização para verificar se a concessionária alcançou o compromisso de 20% de CL.

Embora não tenha contribuído para o aumento da produção de petróleo e gás natural, a primeira rodada foi um marco na quebra de um paradigma. Um dos objetivos explicitados pela ANP à época foi o de "estabelecer a base para o desenvolvimento competitivo, eficiente e dinâmico do setor de gás e de óleo no Brasil; aberto a empresas nacionais e internacionais." (Mércio). Ainda que não se possa afirmar algo sobre a eficiência do processo, não há dúvida de que foi criado um ambiente competitivo e mais dinâmico.

A concessionária italiana Agip (atual ENI) arrematou o bloco BM-S-4 na bacia de Santos com o bônus de R\$ 134,2 milhões, e em parceria com a YPF o bloco BM-C-4 por R\$ 51,0 milhões, perfazendo, apenas nesses dois blocos, nada menos do que 57,7% do total de bônus arrecadados na rodada (ANP - Resumo das Rodadas). Da mesma forma, ainda que não tenha resultado em produção, os investimentos realizados pela inglesa BP no gigantesco⁶ bloco BM-FZA-1 localizado na Foz do Amazonas contribuiu para o melhor entendimento dos desafios exploratórios dessa região.

⁶ Sua área de 14.088 km² correspondeu à ocupada por cerca de 20 blocos em águas profundas, na metodologia adotada pela ANP em rodadas posteriores.

Segunda Rodada

Realizada em 7 de junho de 2000, a Segunda Rodada colocou em oferta 23 blocos, dos quais 13 em bacias marítimas e 10 em bacias terrestres, totalizando uma área de 59.271 km². Foram ofertadas áreas de elevado potencial, em bacias maduras e também nas chamadas "novas fronteiras", ainda sem o potencial levantado. Todos os blocos foram arrematados, com exceção de um em nova fronteira terrestre e um marítimo. O total de bônus arrecadado foi de R\$ 468,3 milhões, o que, ao câmbio de junho de 2000 representaram US\$ 259,7 milhões (ANP - Resumo das Rodadas).

A R2 trouxe resultados extraordinários e modificou profundamente o cenário da exploração de petróleo no Brasil. Foram ofertados cinco blocos na bacia de Santos cuja localização é mostrada na Figura 3 abaixo. O BMS-7, em águas mais rasas e outros quatro em águas ultraprofundas, com lâmina d'água superior a 2.000 metros. Esses últimos vieram a configurar o chamado "cluster" do pré-sal, já tendo gerado os campos de Lula (BMS-11) e Sapinhoá (BMS-9), além de diversas outras áreas como Iara (BMS-11), Bem-Te-Vi e Carcará (BMS-8) que ainda se encontram em fase de avaliação do seu potencial.

Figura 3 - Blocos ofertados na R2 na bacia de Santos



© 2000 Agência Nacional do Petróleo.

Fonte: ANP - www.brasil-rounds.gov.br, Edital da Segunda Rodada.

Observe-se que as descobertas realizadas nesta área, totalizando 17.636 km², em um novo horizonte prospectivo, o do pré-sal, terminou por encadear eventos que levaram a toda uma modificação do quadro regulatório. Em termos de configuração da estrutura produtiva, é interessante notar que a Petrobras, embora detendo a posição dominante de empresa operadora em todos os quatro blocos, formou alianças variadas com outras empresas, todas elas produtoras. A conformação dessas

associações variou bloco a bloco, incluiu empresas *majors*, como Shell e Chevron, mas também outras de menor peso como a Petrogal.

Foi, assim, atingido um dos objetivos essenciais do órgão regulador no sentido de estimular não apenas a competição, mas também a cooperação entre os participantes com a consequente diluição de riscos e aumento da alavancagem financeira que permitiu a exploração de área em menos tempo do que o necessário em regime de monopólio.

Tabela 2: Composição original de vencedores em blocos na bacia de Santos

Blocos	BMS-8	BMS-9	BMS-10	BMS-11
Operador	Petrobras (50 %)	Petrobras (45 %)	Petrobras (50 %)	Petrobras (65 %)
Sócio	Shell (40 %)	BG (30 %)	BG (25 %)	BG (25 %)
Sócio	Petrogal (10 %)	YPF (25%)	Chevron (25 %)	Petrogal (10 %)
Área (km2)	4864	3763	3780	5229

Fonte: ANP - www.brasil-rounds.gov.br, opção R2/Resultados.

O objetivo regulatório de implantar no Brasil um setor em que outros grandes produtores de petróleo fossem acolhidos começou a se delinear também na Segunda Rodada. Os blocos BMC-7 e BMC-8, o primeiro arrematado pela empresa Pan Canadian e o segundo por consórcio liderado pela empresa Santa Fé (ANP - Resumo das Rodadas) geraram os campos de Peregrino e Polvo, respectivamente. Depois de processos de cessão, esses campos vieram a ser operados pelas empresas norueguesa Statoil (Peregrino) e inglesa BP (Polvo). O campo de Peregrino iniciou sua produção em 2011. O campo de Polvo produz desde 2007. Na produção mensal de petróleo de setembro de 2013, Peregrino situou-se como o 10º maior campo brasileiro, enquanto que Polvo ficou na 29ª colocação (ANP/Participações Governamentais).

Tabela 3: Campos em produção oriundos da R2

Nome	Sigla	Operador Contrato	Localização	Bacia	Estado	Início da Produção
UIRAPURU	UIRA	Petrosynergy Ltda.	Terra	Recôncavo	Bahia	21/02/2006
ANAMBÉ	ANB	Petróleo Brasileiro S.A.	Terra	Alagoas	Alagoas	01/07/2005
ACAUÃ	AC	Petróleo Brasileiro S.A.	Terra	Potiguar	Rio Grande do Norte	27/07/2007
POLVO	POL	BP Energy do Brasil Ltda.	Mar	Campos	Rio de Janeiro	04/08/2007
PINTASSILGO	PTS	Petróleo Brasileiro S.A.	Terra	Potiguar	Rio Grande do Norte	06/06/2006
CANÁRIO	CANA	Petrosynergy Ltda.	Terra	Recôncavo	Bahia	03/08/2005
PEREGRINO	PRG	Statoil Brasil Óleo e Gás Ltda.	Mar	Campos	Rio de Janeiro	09/04/2011
LULA	LL	Petróleo Brasileiro S.A.	Mar	Santos	Rio de Janeiro	29/12/2010
IRERÊ	IRE	Petrosynergy Ltda.	Terra	Potiguar	Rio Grande do Norte	23/03/2010
JAPUAÇU	JAU	Petróleo Brasileiro S.A.	Terra	Alagoas	Alagoas	29/01/2008
BARRINHA LESTE	BRL	Petróleo Brasileiro S.A.	Terra	Potiguar	Rio Grande do Norte	21/05/2010
SAPINHOÁ	SPH	Petróleo Brasileiro S.A.	Mar	Santos	São Paulo	05/01/2013
BARRINHA SUDOESTE	BRS	Petróleo Brasileiro S.A.	Terra	Potiguar	Rio Grande do Norte	18/04/2013

Fonte: ANP, situação em novembro de 2013.

Não apenas grandes campos e grandes empresas, a Segunda Rodada começou a delinear uma estrutura produtiva mais diversificada, abarcando agora pequenas e médias empresas, como mostra o quadro acima. Além de projetos que ainda se encontram em fase de avaliação da descoberta e de campos já em etapa de

desenvolvimento, mas ainda sem produção plena da produção, os dados resumidos acima apontam, em novembro de 2013, a existência de treze campos produtores. É preciso deixar claro, porém, que novos campos produtores ainda podem surgir.

Há um certo nível de diversificação geográfica com um grande campo na projeção marítima do estado de São Paulo (Sapinhoá), cinco campos em terra na prolífica bacia Potiguar no estado do Rio Grande do Norte, três campos marítimos expressivos na projeção do Rio de Janeiro (Lula, Peregrino e Polvo), dois campos em Alagoas e outros dois na Bahia (Uirapuru e Canário), que, embora não possuam produção significativa, são um marco dentro do objetivo estabelecido pela Lei do Petróleo de estimular a produção por empresas menores. Ambos os campos são operados por Petrosynergy Ltda.

Outro dado característico da indústria do petróleo fica patente no quadro acima – os tempos necessários para que as áreas se tornem campos efetivamente produtores. Naturalmente, esses tempos são menores nos campos terrestres, mas mesmo aí, considerando que a Segunda Rodada foi realizada em junho de 2000, os dois primeiros campos a entrar em produção (Canário e Anambé) só o fizeram cerca de cinco anos depois. E campos mais complexos como o de Lula e Sapinhoá levaram mais de 10 e 12 anos, respectivamente.

O critério de seleção das ofertas vitoriosas permaneceu o mesmo da R1. Para cada bloco foi estabelecido um programa exploratório mínimo, envolvendo levantamento sísmico e perfuração de poços, mas essas atividades não computaram para a formação de Nota dos concorrentes na Rodada. Nas regras referentes a CL foram novamente estabelecidos tetos para os compromissos de conteúdo local, de 50% na Fase de Exploração e 70% na Etapa de Desenvolvimento, este último particularmente ambicioso no tocante aos blocos marítimos e, de novo, não foram estabelecidos percentuais mínimos obrigatórios (Edital R2, seções 8.1, 8.2 e 8.3).

Mais uma vez, foi divisado um mecanismo compensatório com a introdução de multiplicadores sobre os gastos locais em atividades selecionadas (e essa estrutura de incentivos foi mantida nas duas rodadas seguintes). Contrariamente ao multiplicador da primeira rodada que foi de pouca valia dadas os resultados descritos naquela seção, os multiplicadores da segunda rodada serão sim importantes quando da fiscalização, principalmente dos blocos da bacia de Santos onde foram realizados vultosos investimentos. O sistema instituído foi bem mais complexo do que o da rodada anterior, e dado o seu impacto cabe fazer uma reprodução detalhada das atividades que terão uma contagem beneficiada. Deste modo, o contrato de concessão da R2 em sua cláusula Vigésima prevê o seguinte:

*"20.1.3 Somente para efeito de cálculo das Porcentagens dos Investimentos Locais na Fase de Exploração e na Etapa de Desenvolvimento da Produção, contarão **por três vezes o custo real das***

despesas com Fornecedores Brasileiros de serviços de engenharia relativos aos projetos dos seguintes sistemas ou unidades de produção:

(a) Campos marítimos:

i) sistemas de escoamento de subsuperfície: engenharia de reservatórios e de poços;

ii) sistemas submarinos de produção (árvore de natal molhada, manifolds submarinos, linhas flexíveis, risers e outros);

iii) unidades de produção: plataformas fixas, unidades semi-submersíveis, unidades estacionárias de produção e conversão de navios em unidades flutuantes de produção, armazenagem e transferência (FPSOs) e unidades flutuantes de armazenagem e transferência (FSOs);

iv) instalações de convés: plantas de processamento de fluidos, sistemas de tratamento e descarte de efluentes, planta de utilidades e demais instalações; e

v) sistemas de escoamento de produção (dutos de escoamento de petróleo e gás natural, monobóias e outros).

(b) Campos terrestres:

i) sistemas de escoamento de subsuperfície: engenharia de reservatórios e de poços;

ii) sistemas de coleta de produção;

iii) estações coletoras de produção;

iv) unidades para tratamento de fluidos para recuperação de petróleo; e

v) sistemas de escoamento da produção.

20.1.4 Somente para efeito de cálculo das Porcentagens de Investimentos Locais na Fase de Exploração e na Etapa de Desenvolvimento da Produção, contarão **por duas vezes o custo real das despesas** correspondentes a serviços de análises laboratoriais de rochas e fluidos e a serviços de processamento de dados geológicos e geofísicos executados no Brasil, relativos às Operações.

20.1.5 Somente para efeito de cálculo das Porcentagens de Investimentos Locais na Etapa de Desenvolvimento da Produção, **contarão por 1,3 (uma vírgula três) vezes o custo real das despesas com Fornecedores Brasileiros para aquisição de unidades marítimas de produção e estocagem.**

20.1.6 As despesas com serviços de aluguel ou arrendamento mercantil de unidades marítimas de produção e estocagem de petróleo, desde que as unidades tenham sido produzidas no Brasil, mesmo que o aluguel ou arrendamento sejam realizados por empresas sediadas no exterior, poderão ser computados para efeito de cálculo das Porcentagens de Investimentos Locais na Etapa de Desenvolvimento da Produção, **multiplicados pelo fator 1,3 (um vírgula três).**"(Edital R2 - Anexo II - Contrato de Concessão da R2, Cláusula Vigésima, grifos nossos).

Como não houve ofertas em blocos terrestres na R1, os limites editalícios quanto aos percentuais de CL só puderam ser contrastados para os blocos marítimos, quando se viu o comportamento de mercado bem aquém dos limites superiores impostos. Já na R2, com o arremate de nove blocos terrestres, vê-se que praticamente todas as ofertas vencedoras (com exceção de uma) aderiram aos limites superiores, obtendo assim a máxima pontuação permitida para os quesitos (Tabela 4, abaixo).

Já nos blocos marítimos prevaleceu maior contenção: das 12 ofertas vencedoras, oito fixaram o CL da fase exploratória em 35%. Para a Etapa de Desenvolvimento há uma dispersão maior dos percentuais ofertados, mas metade das ofertas situou-se em 30%, lembrando que na rodada anterior nesse item o percentual com maior frequência nas ofertas vencedoras foi de 20%. Registrou-se, assim, uma percepção mais otimista de parte das licitantes quanto à viabilidade de compras locais

nesta etapa, o que pode também ter sido motivado pela extensão do mecanismo de multiplicadores, como mostrado anteriormente.

Tabela 4: R2 - Blocos concedidos; ofertas de CL; resultados da fiscalização.

Bloco	Terra/Mar	F. Expl. %	Limite?	Fiscalizado	Expl.?	CL Atingido?	E. Des. %	Limite?2
BMS10	Mar	35	Não				30	Não
BMCAL4	Mar	50	Sim	Sim		ok	50	Não
BMSEAL5	Mar	21	Não	Sim		ok	36	Não
BMC7	Mar	35	Não	Sim		ok	35	Não
BMS8	Mar	35	Não				30	Não
BMC10	Mar	36	Não	Sim		ok	30	Não
BMS7	Mar	35	Não	Sim		ok	35	Não
BMC8	Mar	35	Não	Sim		ok	40	Não
BMS9	Mar	35	Não				30	Não
BMSEAL4	Mar	35	Não				30	Não
BMPAMA1	Mar	50	Sim	Sim		ok	40	Não
BMS11	Mar	35	Não				30	Não
BTREC3	Terra	50	Sim	Sim		ok	70	Sim
BTSEAL2	Terra	50	Sim	Sim		ok	70	Sim
BTPR4	Terra	50	Sim	Sim		ok	50	Não
BTROT4	Terra	50	Sim	Sim		ok	70	Sim
BTSEAL1	Terra	40	Não	Sim		ok	50	Não
BTREC1	Terra	50	Sim	Sim		ok	70	Sim
BTROT3	Terra	50	Sim	Sim		ok	70	Sim
BTSEAL3	Terra	50	Sim	Sim		ok	70	Sim
BTREC2	Terra	50	Sim	Sim		ok	70	Sim

Fonte: Elaboração própria a partir de ANP - www.anp.gov.br opção "Conteúdo Local/Fiscalização" e www.brasil-rounds-gov.br, opção "Rodadas Anteriores/R2/Resultados".

A Tabela 4 mostra que, de acordo com os procedimentos então adotados pela ANP, todos os blocos terrestres dessa rodada tiveram os compromissos de conteúdo local cumpridos. Dos blocos marítimos, seis já tiveram validados seus compromissos, restando agora a verificação dos investimentos realizados nos blocos do cluster do pré-sal. Ainda por vir estão as fiscalizações da etapa de Desenvolvimento que envolvem investimentos particularmente vultosos feitos nesses blocos. A relativa contenção das ofertas vencedoras (30% nos blocos mais trabalhados: BM-S-8, BM-S-9 e BM-S-11), além dos efeitos multiplicadores previstos no Edital poderão contribuir para o alcance da meta.

A Segunda Rodada foi um sucesso. Em vez do artigo indefinido, talvez melhor fosse qualificá-la de O sucesso: dos blocos dela concedidos foram descobertos megacampo produtores; a partir deles houve abertura de um novo horizonte de prospecção geológica, trazendo para o País a perspectiva do pré-sal; campos de grande porte do horizonte tradicional tiveram sua origem nela e campos operados por empresas estrangeiras. Por fim, foi alcançado o objetivo de fazer com que outras empresas nacionais se tornassem operadoras com produção efetiva.

Terceira e Quarta Rodadas

Essas rodadas fecham um primeiro ciclo em que foram basicamente mantidas as mesmas regras editalícias. A R3 teve uma dimensão comparável às suas duas predecessoras, enquanto que a R4 apresentou resultados bem mais modestos, seja porque uma mudança política de envergadura desconhecida estava se descortinando, seja porque os preços internacionais do petróleo tinham estado deprimidos já por mais de quinze anos, sendo desnecessário lembrar que o petróleo brasileiro possui um custo de extração relativamente elevado.

Realizada em junho de 2001, dos 53 blocos oferecidos 34 foram concedidos na R3, resultando em arrecadação de bônus no valor de R\$ 594,9 milhões, ou US\$ 251,9 milhões, pelo câmbio da época, valor bastante semelhante ao arrecadado na rodada anterior (US\$ 259,7 milhões) (ANP - Resumo das Rodadas).

Já a R4, realizada em junho de 2002, embora tenha ofertado um bloco a mais do que sua antecessora (54), teve apenas 21 deles arrematados e o valor de bônus caiu expressivamente: R\$ 92,4 milhões ou US\$ 33,9 milhões. Medida, assim, pelo valor de bônus, a R4 representou tão somente 14% da R3, não obstante tenha sido a rodada, dentre as dez aqui consideradas, que teve a maior abrangência de cobertura de bacias sedimentares. Na R4, os blocos ofertados espalhavam-se por 18 bacias, contra 8 na R1 e 12 na R3, conforme tabela abaixo. O índice de aproveitamento dessa rodada, medido entre a área efetivamente concedida e a licitada, foi também o menor na R4: apenas 17,5%, depois de ter alcançado 81,1% na R2.

Tabela 5: Características físicas básicas e resultados das Rodadas 1 a 4

Características das Rodadas	R1	R2	R3	R4
Bacias	8	9	12	18
Blocos Oferecidos	27	23	53	54
Área Licitada (km ²)	132.178	59.271	89.823	144.106
Tam. Médio Blocos (km ²)	4.895	2.577	1.695	2.669
Blocos Concedidos	12	21	34	21
Área Concedida Mar	0	10.227	2.363	10.620
Área Concedida Terra	54.660	37.847	46.266	14.669
Área Concedida/Licitada (%)	41,4	81,1	54,1	17,5

Fonte: ANP - www.brasil-rounds.gov.br, opção "Resumo das Rodadas Anteriores".

Os resultados, até novembro de 2013, foram modestos, mesmo se forem considerados os campos ainda em desenvolvimento e os planos de avaliação em curso. A tabela abaixo mostra os campos originados de ambas as rodadas. São quatro da R3 e nove da R4. Todos são campos terrestres, com exceção de Camurupim Norte na costa do estado do Espírito Santo.

O "complexo" de Lagoa do Paulo já havia sido explorado pela Petrobras na década de 60, mas foi devolvido, permitindo que a ANP fizesse nova licitação da área,

que acabou arrematada por empresa de menor porte de capital nacional. Os campos terrestres em estados da região Nordeste e do Espírito Santo são por excelência o objetivo alcançável para essas empresas. Como mostrado na tabela, as duas rodadas contribuíram para que três novos atores, duas empresas brasileiras e uma de origem panamenha, se tornassem titulares de sete campos produtores. Os dois campos que se sobressaem dessas rodadas, ambos da Petrobras são Camarupim Norte e Inhambú. Para se ter uma dimensão de seu tamanho, o primeiro pagou R\$ 4,26 milhões de royalties sobre a produção de agosto de 2013 e o segundo R\$ 1,1 milhão (ANP/Participações Governamentais). Como os royalties representam 10% do faturamento bruto obtido, pode-se estimar a receita anual de Camarupim Norte em cerca de R\$ 511 milhões e a de Inhambú em R\$ 132 milhões.

Tabela 6: Campos em produção oriundos de R3 e R4

Nome do Campo	Operador Contrato	Localização	Bacia	Estado	Fluido Principal	Rodada
LAGOA DO PAULO	Recôncavo E&P S/A	Terra	Recôncavo	Bahia	ÓLEO	R4
LAGOA DO PAULO NORTE	Recôncavo E&P S/A	Terra	Recôncavo	Bahia	ÓLEO	R4
LAGOA DO PAULO SUL	Recôncavo E&P S/A	Terra	Recôncavo	Bahia	ÓLEO	R4
ACAJÁ-BURIZINHO	Recôncavo E&P S/A	Terra	Recôncavo	Bahia	ÓLEO	R4
INHAMBU	Petróleo Brasileiro S.A.	Terra	Espírito Santo	Espírito Santo	ÓLEO	R3
SAIRA	Petróleo Brasileiro S.A.	Terra	Espírito Santo	Espírito Santo	ÓLEO	R3
PITIGUARI	Petrosynergy Ltda.	Terra	Potiguar	Rio Grande do Norte	GÁS	R3
JACANÃ	Petróleo Brasileiro S.A.	Terra	Potiguar	Rio Grande do Norte	ÓLEO	R4
ROLINHA	UTC Engenharia S.A.	Terra	Potiguar	Rio Grande do Norte	ÓLEO	R4
PARDAL	Petróleo Brasileiro S.A.	Terra	Potiguar	Rio Grande do Norte	ÓLEO	R4
CAMARUPIM NORTE	Petróleo Brasileiro S.A.	Mar	Espírito Santo	Espírito Santo	GÁS	R3
TIZIU	Petróleo Brasileiro S.A.	Terra	Potiguar	Rio Grande do Norte	ÓLEO	R4
GALO DE CAMPINA	UTC Engenharia S.A.	Terra	Potiguar	Rio Grande do Norte	ÓLEO	R4

Fonte: ANP, situação em novembro de 2013.

Com relação às ofertas de conteúdo local, as subcláusulas 20.1.1 a 20.1.5 dos Contratos de Concessão são mantidas, em ambas as rodadas, com o mesmo rol de multiplicadores devisado na R2, assim como os tetos de 50% para a fase de exploração e 70% para a etapa de desenvolvimento⁷, bem como foram mantidos os pesos relativos na formação da nota final de cada concorrente.

Para os blocos terrestres, as tabelas 7 e 8 mostram que todas as ofertas vencedoras aderiram aos limites dos editais, com exceção apenas de duas ofertas na Etapa de Desenvolvimento da R4. Confirmando a prática das rodadas anteriores, e considerando os procedimentos então adotados pela ANP, todos os blocos terrestres da R3 já tiveram suas ofertas em fase de exploração validadas por fiscalizações efetuadas pela ANP, assim como seis dos 10 concedidos na R4.

Já quanto aos blocos marítimos observa-se, na R3, que a dispersão comentada anteriormente se acentuou, com percentuais de ofertas vitoriosas variando de 5% a 50% na fase de exploração da R3 e de 15% a 50% na R4. Os percentuais de CL

⁷ A rigor, talvez não se devesse falar em teto pois o Edital simplesmente estabelece que os percentuais ofertados acima daqueles limites não alterariam a nota final. Entretanto, se alguma concessionária tivesse, por alguma veiledade nacionalista, ofertado percentuais maiores seriam esses valores que balizariam os processos fiscalizatórios da ANP, mas ninguém o fez nas quatro rodadas iniciais.

"característicos" continuaram a ser 20% na fase de exploração e de 30% na etapa de desenvolvimento (13 das 27 vencedores em blocos marítimos, em ambos os casos) .

Na R4, contudo, os licitantes começaram a testar mais de perto os limites do edital em águas marinhas, comportamento contrastante com a cautela até então demonstrada : três das onze ofertas foram aos limites - 50% em fase de exploração e 70% na etapa de desenvolvimento. Devido ao maior período de latência dos blocos marítimos, um menor número deles havia sido fiscalizado até novembro de 2013, mas as 17 fiscalizações efetuadas para fase de exploração resultaram todas em aprovação dos percentuais ofertados. A tendência a aderir aos limites superiores, porém, traria resultados menos positivos para os concessionários a partir da quinta rodada, como se verá na seção seguinte.

Tabela 7: R3 - Blocos concedidos; ofertas de CL; resultados da fiscalização.

Bloco	Terra/Mar	F. Expl. %	Limite?	Fiscalizado Expl.?	CL Atingido?	E. Des. %	Limite?2
BM-BAR-1	Mar	20	Não			30	Não
BM-C-14	Mar	20	Não			30	Não
BM-C-15	Mar	31	Não	Sim	ok	31	Não
BM-C-16	Mar	20	Não	Sim	ok	30	Não
BM-C-19	Mar	21	Não	Sim	ok	36	Não
BM-CAL-5	Mar	50	Sim			70	Sim
BM-CAL-6	Mar	50	Sim	Sim	ok	70	Sim
BM-CE-1	Mar	20	Não			30	Não
BM-CE-2	Mar	20	Não			30	Não
BM-ES-10	Mar	15	Não	Sim	ok	30	Não
BM-ES-11	Mar	20	Não	Sim	ok	20	Não
BM-ES-5	Mar	20	Não			30	Não
BM-ES-6	Mar	30	Não	Sim	ok	40	Não
BM-ES-7	Mar	16	Não	Sim	ok	21	Não
BM-ES-9	Mar	5	Não	Sim	ok	15	Não
BM-J-1	Mar	20	Não			30	Não
BM-PAMA-2	Mar	16	Não	Sim	ok	21	Não
BM-PAMA-3	Mar	20	Não			25	Não
BM-S-12	Mar	20	Não			30	Não
BM-S-13	Mar	40	Não	Sim	ok	50	Não
BM-S-14	Mar	16	Não	Sim	ok	21	Não
BM-S-15	Mar	20	Não	Sim	ok	30	Não
BM-S-17	Mar	20	Não			30	Não
BM-S-19	Mar	15	Não	Sim	ok	25	Não
BM-S-21	Mar	20	Não			30	Não
BM-S-22	Mar	31	Não			31	Não
BM-S-24	Mar	20	Não			30	Não
BT-ES-12	Terra	50	Sim	Sim	ok	70	Sim
BT-POT-5	Terra	50	Sim	Sim	ok	70	Sim
BT-POT-6	Terra	50	Sim	Sim	ok	70	Sim
BT-POT-7	Terra	50	Sim	Sim	ok	70	Sim
BT-REC-4	Terra	50	Sim	Sim	ok	70	Sim
BT-REC-5	Terra	50	Sim	Sim	ok	70	Sim
BT-REC-6	Terra	50	Sim	Sim	ok	70	Sim

Fonte: ANP - www.anp.gov.br opção "Conteúdo Local/Fiscalização" e www.brasil-rounds-gov.br, opção "Rodadas Anteriores/R3/Resultados".

Tabela 8: R4 - Blocos concedidos; ofertas de CL; resultados da fiscalização.

Bloco	Terra/Mar	F. Expl. %	Limite?	Fiscalizado Expl.?	CL Atingido?	E. Des. %	Limite?2
BM-BAR-3	Mar	20	Não			35	Não
BM-C-24	Mar	15	Não	Sim	ok	30	Não
BM-C-25	Mar	25	Não			35	Não
BM-ES-20	Mar	20	Não			20	Não
BM-J-2	Mar	30	Não			40	Não
BM-J-3	Mar	20	Não			35	Não
BM-POT-11	Mar	50	Sim			70	Sim
BM-POT-13	Mar	50	Sim			70	Sim
BM-S-29	Mar	15	Não			30	Não
BM-S-31	Mar	25	Não	Sim	ok	35	Não
BM-SEAL-9	Mar	50	Sim			70	Sim
BT-ES-14	Terra	50	Sim	Sim	ok	70	Sim
BT-ES-15	Terra	50	Sim			70	Sim
BT-POT-8	Terra	50	Sim			70	Sim
BT-POT-9	Terra	50	Sim	Sim	ok	70	Sim
BT-POT-10	Terra	50	Sim			70	Sim
BT-REC-7	Terra	50	Sim	Sim	ok	70	Sim
BT-REC-8	Terra	50	Sim	Sim	ok	50	Não
BT-REC-9	Terra	50	Sim	Sim	ok	50	Não
BT-REC-10	Terra	50	Sim	Sim	ok	70	Sim
BT-SOL-1	Terra	50	Sim			70	Sim

Fonte: ANP - www.anp.gov.br opção "Conteúdo Local/Fiscalização" e www.brasil-rounds-gov.br, opção "Rodadas Anteriores/R4/Resultados".

Quinta e Sexta Rodadas

Realizada em agosto de 2003, a primeira do governo empossado em janeiro daquele ano, a quinta rodada manteve características essenciais das antecessoras ao mesmo tempo em que lhe foi impressa uma nova feição. Ela foi, porém, uma mini-rodada, seja porque os investidores consideravam o "cenário internacional adverso" (ANP - Resumo das Rodadas), num tendência que já vinha da R4, seja pela cautela frente às diretrizes do novo governo, num setor particularmente sensível a pressões políticas. O valor de bônus arrecadado limitou-se a R\$ 27,4 milhões (US\$ 9,2 milhões) (ANP - Resumo das Rodadas). Se comparados aos US\$ 233 milhões arrecadados na média das três primeiras rodadas, e mesmo considerando que o peso relativo do bônus foi reduzido, a queda é expressiva: 96%.

Essa magnitude (ou falta dela, na verdade) é obscurecida pelo fato de uma nova metodologia ter sido empregada pela ANP no dimensionamento dos blocos exploratórios. O novo desenho passou a considerar as bacias sedimentares divididas em setores e estes em blocos compostos em *grids*, de acordo com tabela definida pelo IBGE, variando os tamanhos dos blocos caso estivessem posicionados em bacias maduras, de novas fronteiras ou de alto potencial. E ainda, conforme fossem terrestres, marítimos em águas rasas (inferiores a 400m) ou águas profundas. Tipicamente, e considerando que há especificidades de recortes geográficos, o tamanho médio do bloco em bacias maduras terrestres ficou em 30 km², em bacias marítimas de águas rasas 180 km² e em águas profundas 720 km² (ANP - Resumo das Rodadas).

Deste modo, embora por meio da R5 tenham sido concedidos 101 blocos (81 terrestres e 20 marítimos), número superior à soma de todos os blocos concedidos nas quatro rodadas anteriores (88 blocos foi o total concedido nas primeiras quatro rodadas, cf. Tabela 5), a área efetivamente concedida representou menos da metade daquela concedida na média das três primeiras rodadas (21.951 km² contra 50.454 km² da média das três rodadas iniciais). A R5 registrou também o pior índice de aproveitamento (área concedida/área oferecida), dentre as nove rodadas realizadas, com apenas 13,5%, em termos de número de blocos foram 101 concedidos e 908 os oferecidos. (ANP - Resumo das Rodadas)

Modesta em seu alcance prático, a rodada foi inovativa nos critérios de seleção das ofertas vitoriosas, marcando senão uma ruptura pelo menos uma inflexão com um modelo, nesse sentido estável, adotado nas quatro rodadas anteriores. O novo escopo de regras valeu também para a sexta rodada realizada um ano depois, em agosto de 2004. A R6, realizada num cenário político mais previsível, recuperou o patamar das três rodadas iniciais: o bônus arrecadado totalizou R\$ 665,2 milhões (US\$ 222,1 milhões). Foram concedidos 154 blocos (89 em terra e 65 em mar) e a área concedida

foi de 39.657 km². O índice de aproveitamento aproximou-se de 20%. (ANP - Resumo das Rodadas)

As novas regras refletiram o espírito político predominante e foram norteadas pelos seguintes vetores:

- i) Queda acentuada do peso relativo do bônus de assinatura, passando de 85% para 30%;
- ii) Introdução, como critério de nota, do Programa Exploratório Mínimo com peso de 30%;
- iii) Elevação do peso dado ao conteúdo local, com introdução de metas detalhadas e pisos mínimos;
- iv) Introdução de restrição a ofertas, e
- v) Retirada do mecanismo de multiplicadores que inflava os gastos nacionais efetuados em determinadas atividades, conforme detalhado nas seções anteriores.

O bônus de assinatura, por sua natureza inequívoca, de obrigação financeira imediata e que, por definição reflete o interesse e, sobretudo, as expectativas das licitantes na área, havia sido até então o fator determinante de seleção da oferta vencedora. As novas diretrizes, contudo, enfatizaram mais a necessidade de desenvolvimento de uma cadeia de fornecedores locais de bens e serviços para a indústria, escolhendo com meio de atingir esta louvável meta, a intensificação de controles e estímulos para que os concessionários assumissem (na terminologia dos editais) "compromissos com aquisição local de bens e serviços", bem como a criação de estímulos para realização de atividades exploratórias.

O Programa Exploratório Mínimo começou a ser pontuado por meio de uma tabela (Editais R5 e R6, tabela 2) de conversão de tarefas de distintas naturezas (como perfuração de poços e levantamento geoquímico, por exemplo) em unidades de trabalho - UTs padronizadas, as quais somadas perfaziam a parcela do PEM na nota final. Lembre-se que nos editais das primeiras quatro rodadas havia exigências mínimas quanto a investimentos a serem feitos pelos concessionários nos blocos arrematados, como por exemplo, levantamentos sísmicos em dimensões mínimas determinadas de acordo com o tamanho do bloco, ou perfuração de poço para a entrada no segundo período exploratório, configurando, assim, um programa exploratório mínimo. Tais obrigações, contudo, eram fixas, dependendo do bloco ofertado e não pontuavam nas notas dos licitantes.

O conteúdo local não apenas teve seu peso relativo na nota final significativamente elevado, de 15% para 40%, como, a partir daí, passou a trilhar uma configuração crescentemente complexa com percentuais detalhados sobre bens e serviços a serem aferidos. Foram introduzidos percentuais mínimos (exigência inexistente anteriormente): as licitantes de blocos terrestres deveriam ofertar o

mínimo de 70% (!) tanto para a fase de exploração como para a etapa de desenvolvimento; em águas profundas o mínimo em ambos os casos foi estabelecido em 30%⁸ (Edital R5, Tabela 4). Os limites superiores foram abolidos, e, a partir daí ofertas de 100% para CL tornaram-se comuns, gerando dificuldades praticamente incontornáveis para os concessionários que assumiram tais obrigações contratualmente e levando à aplicação de multas administrativas em série, como se verá mais adiante.

Tendo transformado os anteriores tetos em novos pisos, os ambiciosos editais foram além e estabeleceram, adicionalmente, que seriam pontuados percentuais para atividades específicas, "oferecidos espontaneamente pelas empresas" (Editais R5 e R6, seção 2.2). Para que se tenha uma noção da complexidade introduzida, veja-se a definição da nota final do concorrente dada pelos Editais de R5 e R6, em que todas as notas à exceção das A e B referem-se a conteúdo local:

"1. Nota final em blocos terrestres:

Nota Final = Nota A + Nota B + Nota E + Nota F + Nota G + Nota J + Nota L

2. Nota final em blocos marítimos:

Nota Final = Nota A + Nota B + Nota C + Nota D + Nota H + Nota I" (Editais R5 e R6, item 4.7.5)

Reproduzindo trechos da seção 4.7 dos Editais dessas rodadas os pesos atribuídos a atividades específicas de CL foram agrupados em quatro blocos, conforme sua situação de terrestre ou marítimo e se em fase de exploração ou etapa de desenvolvimento. As regras ficaram assim:

Fase de Exploração

*" Para os **blocos em mar**, a oferta será composta de 2 valores percentuais, expressos em números inteiros, representando o compromisso mínimo com fornecedores locais de bens e serviços para:*

- i) operações de processamento de dados geofísicos, estudos e interpretação de dados de geologia e geofísica; e*
- ii) perfuração, completação e avaliação de poços.*

*Para os **blocos em terra**, a oferta será composta de 3 valores percentuais, expressos em números inteiros, detalhando o compromisso mínimo com fornecedores locais de bens e serviços para:*

- i) operações de aquisição de dados de geologia e geofísica;*
- ii) operações de processamento de dados geofísicos, estudos e interpretação de dados de geologia e geofísica; e*
- iii) perfuração, completação e avaliação de poços."*

Etapa de Desenvolvimento

*"Para os **blocos em mar**, a oferta será composta de 2 valores percentuais, expressos em números inteiros, detalhando o compromisso mínimo com fornecedores locais de bens e serviços para:*

- i) Serviços de engenharia de detalhamento.*

⁸ Uma exceção importante foi estabelecida na Nota 1 da Tabela 4 pela qual os gastos efetuados em operações de aquisição de dados geofísicos nos blocos marítimos foram excluídos do cálculo para fins de aferição do cumprimento do percentual mínimo obrigatório de conteúdo local na Fase de Exploração e Etapa de Desenvolvimento. Essa isenção é particularmente importante na fase de exploração.

ii) Perfuração de poços, completção, avaliação, construção e montagem da plataforma (unidade de produção), plantas de processo e utilidades, sistema de coleta de produção (linhas, risers e equipamentos submarinos) e sistema de escoamento da produção.

*Para os **blocos em terra**, a oferta será composta de 2 valores percentuais, expressos em números inteiros, detalhando o compromisso mínimo com fornecedores locais de bens e serviços para:*

i) Serviços de engenharia de detalhamento.

ii) Perfuração de poços, completção, avaliação, estações coletoras e unidades de tratamento de fluidos e sistema de escoamento da produção." (Editais R5 e R6, itens 4.7.3 e 4.7.4, grifos nossos).

Finalmente, e com o propósito de estimular a competição e impedir concentração de poucos vencedores em blocos ofertados em áreas terrestres de bacias maduras, os Editais incluíram uma seção intitulada "Restrições à apresentação de ofertas" (Editais R5 e R6, seção 4.8). No Edital da R5, tais restrições significaram que para um conjunto de sete setores situados nas bacias Potiguar, do Recôncavo e Espírito Santo/terra só seriam aceitas um máximo de duas ofertas por operador. O Edital da R6 amplia o escopo das restrições para nove setores nas mesmas bacias maduras antes citadas e flexibiliza o número mínimo aceitável no leilão para quatro ofertas por operador. (Edital R5, Tabela 8 e Edital R6, Tabela 9).

Na oitava rodada, a ANP decidiu ampliar a restrição de ofertas, passando a incluir blocos marítimos em seu escopo, o que levou a uma oposição explícita e formal de parte da Petrobras. O Edital foi impugnado judicialmente e, mesmo depois de ter sido sancionado pela justiça, não houve interesse do governo em retomar a rodada. Depois dela, foi abandonado o mecanismo de restrição de oferta nos editais do modelo de concessão.

Transcorridos mais de 10 anos da R5 e mais de nove da R6, os resultados em termos de campos produtores gerados por ambas encontram-se na tabela abaixo. Cabe, novamente, a ressalva de que existem ainda não só campos em desenvolvimento como também os chamados Planos de Avaliação (PAs), em áreas promissoras, sobretudo das bacias de Campos, Santos e Sergipe-Alagoas que certamente irão no futuro encorpar a relação abaixo. Em novembro de 2013, a ANP registrava um total de 21 campos produtores oriundos das R5 e R6, todos eles em terra, com exceção do de Baúna. O perfil típico é o de pequenos campos produtores nas bacias maduras terrestres do Recôncavo, Potiguar e do Espírito Santo. Empresas privadas, nacionais e estrangeiras, de menor porte, fazem-se mais uma vez presentes e são responsáveis pela operação de oito desses campos, sendo os 13 restantes operados pela Petrobras. Da R5 surgiram oito campos e da R6, até o momento, 13 novos campos.

O campo marítimo de Baúna, na bacia de Santos, é de longe o mais produtivo deste conjunto: em agosto de 2013 foram produzidos nele cerca de 185 mil m³ de petróleo, ou aproximadamente o equivalente a 37,8 mil b/d, além de 2,16 milhões de

m³ de gás (ANP/Participações Governamentais). Com isso, o campo gerou, em outubro de 2013, o recolhimento de R\$ 29,2 milhões em royalties.

Tabela 9: Campos em produção oriundos de R5 e R6

Nome do Campo	Operador Contrato	Localização	Bacia	Estado	Fluido Principal	Rodada
JANDAIA	Petróleo Brasileiro S.A.	Terra	Recôncavo	Bahia	ÓLEO	R5
JOÃO DE BARRO	UTC Óleo e Gás S.A.	Terra	Potiguar	Rio Grande do Norte	ÓLEO	R5
JACUTINGA	Petróleo Brasileiro S.A.	Terra	Espírito Santo	Espírito Santo	ÓLEO	R5
TANGARÁ	Petróleo Brasileiro S.A.	Terra	Recôncavo	Bahia	ÓLEO	R5
COLIBRI	Partex Brasil Ltda.	Terra	Potiguar	Rio Grande do Norte	ÓLEO	R5
JURITI	Recôncavo E&P S/A	Terra	Recôncavo	Bahia	ÓLEO	R6
SERIEMA	Petróleo Brasileiro S.A.	Terra	Espírito Santo	Espírito Santo	ÓLEO	R6
TABUIAIÁ	Petróleo Brasileiro S.A.	Terra	Espírito Santo	Espírito Santo	ÓLEO	R6
CANCÁ	Petróleo Brasileiro S.A.	Terra	Espírito Santo	Espírito Santo	ÓLEO	R5
PERIQUITO	UTC Óleo e Gás S.A.	Terra	Potiguar	Rio Grande do Norte	ÓLEO	R6
GUANAMBI	Petróleo Brasileiro S.A.	Terra	Recôncavo	Bahia	ÓLEO	R6
ARAÇARI	Petrosynergy Ltda.	Terra	Potiguar	Rio Grande do Norte	ÓLEO	R5
CARDEAL	Partex Brasil Ltda.	Terra	Potiguar	Rio Grande do Norte	ÓLEO	R6
ANDORINHA	Petrogal Brasil S.A.	Terra	Potiguar	Rio Grande do Norte	ÓLEO	R6
BIGUÁ	Petróleo Brasileiro S.A.	Terra	Espírito Santo	Espírito Santo	GÁS	R6
TRINCA FERRO	Petróleo Brasileiro S.A.	Terra	Potiguar	Rio Grande do Norte	ÓLEO	R6
IRAÚNA	Petróleo Brasileiro S.A.	Terra	Potiguar	Rio Grande do Norte	ÓLEO	R6
RIO SÃO MATEUS OESTE	Petróleo Brasileiro S.A.	Terra	Espírito Santo	Espírito Santo	ÓLEO	R6
TICO-TICO	Nova Petróleo Recôncavo S.A	Terra	Recôncavo	Bahia	ÓLEO	R6
SANHAÇU	Petróleo Brasileiro S.A.	Terra	Potiguar	Rio Grande do Norte	(não informado)	R6
BAÚNA	Petróleo Brasileiro S.A.	Mar	Santos	São Paulo	ÓLEO	R5

Fonte: ANP, situação em novembro de 2013.

Obter vitória nos blocos licitados passou a depender - e muito - dos percentuais de CL ofertados. Tendo os editais estabelecido o mínimo global de 70% para as áreas terrestres e deixado em aberto o limite superior, foram muitas as ofertas que registraram 100% de CL. Obtiveram, assim, a pontuação máxima e, com o peso relativo de 40% do CL na nota final, essa alavancagem permitiu-lhes tornarem-se concessionárias.

A cláusula Vigésima dos contratos de concessão assinados com a ANP prevê a aplicação de multas administrativas pelo não cumprimento dos percentuais ofertados. E nem poderia ser de outra forma, uma atuação leniente da Agência nesta fiscalização corresponderia a fraudar um resultado licitatório em que competidores entraram em igualdade de condições. Embora a ANP tenha tardado a se adequar do ponto de vista administrativo para enfrentar os desafios do conteúdo local - foi somente cerca de dez anos depois de sua criação que a ANP organizou regimentalmente uma unidade específica, a Coordenadoria de Conteúdo Local (CCL), para tratar desta questão -, uma vez feito, os resultados não estão sendo muito diferentes do que se poderia esperar: As fiscalizações feitas em blocos das rodadas Primeira à Quarta com regras mais lassas já descritas não geraram multa alguma. Com relação às R5 e R6, porém, a tabela abaixo mostra um outro cenário.

A ANP/CCL divulga em seu site institucional os resultados dos processos fiscalizatórios, discriminando a natureza dos blocos, se terrestres ou marítimos, a rodada a que pertencem e o resultado: se houve multa é porque o percentual de conteúdo local comprometido contratualmente não foi cumprido, caso contrário registra-se o CL Atingido. Pois bem, até novembro de 2013 haviam sido realizados 111

procedimentos fiscalizatórios (todos sobre a fase de exploração) nos blocos das R5 e R6. Dos 60 blocos terrestres analisados, em nada menos de 51 (85%) houve aplicação de multa. O resultado para os blocos marítimos é um pouco menos ruim, devendo ser considerado que o piso editalício para águas profundas foi menor (30%), e que havia também isenção de CL para as atividades de aquisição de dados, que possuem um grande peso na fase exploratória inicial. Mesmo assim, dos 51 blocos marítimos fiscalizados, 22 levaram multas.

Tabela 10: Resultados de fiscalização R5 e R6.

Res. Fiscalização	Blocos Terrestres	Blocos Marítimos	Total
Multa R5	10	9	19
Multa R6	41	13	54
Total Multas	51	22	73
CL Atingido R5	2	29	31
CL Atingido R6	7	0	7
Total CL Atingido	9	29	38
Total Fiscalizado	60	51	111

Fonte: Elaboração própria, a partir de ANP - www.anp.gov.br opção "Conteúdo Local/Fiscalização".

Os 21 novos campos produtores originados das R5 e R6 são certamente resultados positivos para a economia brasileira, assim como a diversificação obtida com sete empresas operadoras nesses campos. É altamente duvidoso, por outro lado, e a partir de uma visão já distanciada no tempo, que as rígidas metas de conteúdo local então estabelecidas tenham sido de alguma valia para atingir os propósitos elencados na seção de Conclusões. Certamente, parte desse excesso foi corrigido em rodadas posteriores, mas a análise desses desdobramentos mostra que ainda há ajustes a serem feitos.

Conclusões

Ainda que nenhuma gota de petróleo tenha saído da Primeira Rodada, os resultados do modelo advindo das modificações legais efetuadas na segunda metade da década de 1990, foram inquestionavelmente benéficos para o Brasil: empresas de levantamento sísmico foram atraídas pela abertura de mercado e geraram uma enorme massa de informações. A ANP, por meio do seu banco de dados, o BDEP, passou a gerir um valioso repositório de dados geológicos, tornados disponíveis, sob determinadas condições e esses dados passaram a ser analisados por geólogos e geofísicos em equipes de empresas nacionais e estrangeiras que se sentiram estimuladas a participar do desafio de produzir petróleo gás em território nacional. A perfuração de poços por operadoras que assumiram riscos exploratórios em áreas remotas e mesmo adversas, como a Foz do Amazonas, criaram conhecimento útil para que a exploração seja retomada 15 anos depois dos esforços iniciais.

O modelo de abertura do mercado é mais amplo do que o mecanismo das rodadas aqui analisado. Se a Shell é hoje a segunda maior produtora de petróleo no Brasil com o campo de Ostra e outros do Parque das Conchas isso se deve a processos de cessão de áreas originalmente da Petrobras, o que só foi viabilizado por meio da quebra do monopólio legal até então exercido pela estatal. Mas é por meio das rodadas que este processo de diversificação e surgimento de novos atores pode se consolidar. A Statoil que hoje disputa com a Shell a segunda colocação graças à produção de cerca de 100 mil barris/dia do campo de Peregrino, alcançou tal situação correndo o risco exploratório proporcionado pela Segunda Rodada.

As rodadas que a ANP realizou com metódica regularidade anual em seus primeiros dez anos de existência (1999-2008) contribuíram todas, em maior ou menor medida, para que este setor produtivo se tornasse mais diversificado, competitivo, menos dependente, portanto, de um único agente. A Segunda Rodada mostrou bem o potencial do Brasil e onde o modelo de concessão poderia chegar, se exploradas plenamente suas potencialidades: empresas independentes nacionais e estrangeiras explorando campos marítimos e terrestres, grandes e pequenos; consórcios soberanos, sem outras interferências públicas, gerenciando suas áreas, como ocorreu nos campos advindos do cluster do pré-sal; e por fim, mas não menos importante, um sistema de recolhimento de royalties (inclusive participações especiais) não dependente de pesados mecanismos de controle estatal.

Mas o modelo mudou e essas mudanças não são objeto de análise deste trabalho. Cabe apenas pontuar que, como cerca de 90% da produção brasileira de petróleo advém de campos marítimos das bacias de Campos e Santos (basicamente reservadas, à exceção de suas franjas, para o modelo de partilha) e a menos que ocorram imprevistos de grande magnitude em outras áreas que foram (e vierem a ser)

licitadas sob o regime de concessão, este tenderá com o tempo a se tornar de importância secundária ou mesmo irrelevante.

O outro aspecto aqui analisado foi o da política de conteúdo local, como meio indutor de fortalecimento de uma matriz nacional de fornecimento de bens e serviços. Foi visto que nas primeiras quatro rodadas o tema estava lá mais como um lembrete para que os concessionários dessem alguma atenção a compras internas. Na realidade, os percentuais foram definidos de forma apenas genérica e com peso limitado, os valores foram adotados com certa cautela nas ofertas feitas, o mecanismo de multiplicadores conferia um traço de lassitude à regra e a própria ANP levou mais de nove anos para organizar uma estrutura administrativa que cuidasse do assunto.

O pêndulo foi para o lado oposto, a partir de 2003. Com a R5, a política de conteúdo local passou a ser diretamente ditada pelo governo central. Conforme lembrado repetidas vezes por autoridades da ANP, a política de conteúdo local é uma diretriz que a Agência recebe, cabendo-lhe ser o órgão executor. Trata-se, assim, de uma política de governo ditada pelo Ministério das Minas e Energia e sobretudo pelo CNPE - Conselho Nacional de Política Energética, que tinha apenas atribuições consultivas em sua configuração inicial, mas que veio a receber, por meio de leis posteriores, poderes para definir os aspectos relacionados a essa política, em particular os incisos abaixo reproduzidos que lhe dá as seguintes atribuições:

"VIII - definir os blocos a serem objeto de concessão ou partilha de produção; (Incluído pela Lei nº 12.351, de 2010)

IX - definir a estratégia e a política de desenvolvimento econômico e tecnológico da indústria de petróleo, de gás natural, de outros hidrocarbonetos fluidos e de biocombustíveis, bem como da sua cadeia de suprimento; (Redação dada pela Lei nº 12.490, de 2011)

X - induzir o incremento dos índices mínimos de conteúdo local de bens e serviços, a serem observados em licitações e contratos de concessão e de partilha de produção, observado o disposto no inciso IX. (Incluído pela Lei nº 12.351, de 2010)." (Lei 9478/97, art. 2º).

A ANP, diligentemente, tem cumprido seu papel e se algum concessionário, em algum momento, imaginou que poderia alcançar uma posição vantajosa em leilão sem que a verificação do compromisso assumido lhe chegasse no futuro teve sua ilusão desfeita pelos procedimentos adotados na Coordenadoria de Conteúdo Local da ANP.

Mas cabe uma reflexão final: é o papel da ANP tornar-se uma fábrica de multas? Se o objetivo, afinal, é o de que a riqueza gerada pelo petróleo se espraie em elos de uma cadeia produtiva interna estará ele bem servido por essa política? Este trabalho procurou levantar e sobretudo organizar os dados de modo que se possa ter mais elementos para o balizamento da política de conteúdo local. A exemplo do amplo repositório de dados geológicos gerido pelo BDEP, o já razoavelmente longo período de adoção da política de CL para o setor de petróleo e gás também gerou uma massa considerável de informações que precisa agora ser melhor organizada e divulgada para que o conteúdo local atenda ao propósito para que foi criado.

Bibliografia

YERGIN, Daniel . *O Petróleo: Uma história mundial de conquistas, poder e dinheiro*. São Paulo: Paz e Terra, 2012.

ASSUMPÇÃO, Eduardo. *A patente de química no Brasil: Uma história acidentada*. Instituto Nacional da Propriedade Industrial - INPI, 2001.

FREIRE, Wagner. *Passeando pela história*. Brasil e Energia Petróleo e Gás, nº 395, outubro de 2013.

MÉRCIO, Sandro. *Introdução aos blocos ofertados e aos dados disponíveis*. Acesso em 29/11/2013, disponível em Palestra de apresentação da Primeira Rodada: <http://www.anp.gov.br/brasil-rounds/round1/HTML/Presentations_pt.htm>.

ZYLBERSZTAJN, David. *Introdução à ANP e ao setor de petróleo no Brasil*. Acesso em 29/11/2013, disponível em Palestra de apresentação da Primeira Rodada: <http://www.anp.gov.br/brasil-rounds/round1/HTML/Presentations_pt.htm>.

BRASIL - *Lei 9478, 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*. Publicada no Diário Oficial da União em 7 de agosto de 1997, p. 16925.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (Brasil). *Edital de Licitações para a outorga dos contratos de concessão das atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural - Primeira Rodada de Licitações*, Rio de Janeiro, 1999. Acesso em 29/11/2013, disponível em Contratos e Editais - Modelos e Extratos: <http://www.brasil-rounds.gov.br/portugues/contratos_e_editais.asp>.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (Brasil). *Edital de Licitações para a outorga dos contratos de concessão das atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural - Segunda Rodada de Licitações*, Rio de Janeiro, 2000. Acesso em 29/11/2013, disponível em Contratos e Editais - Modelos e Extratos: <http://www.brasil-rounds.gov.br/portugues/contratos_e_editais.asp>.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (Brasil). *Edital de Licitações para a outorga dos contratos de concessão das atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural - Terceira Rodada de Licitações*, Rio de Janeiro, 2001. Acesso em 29/11/2013, disponível em Contratos e Editais - Modelos e Extratos: <http://www.brasil-rounds.gov.br/portugues/contratos_e_editais.asp>.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (Brasil). *Edital de Licitações para a outorga dos contratos de concessão das atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural - Quarta Rodada de Licitações*, Rio de Janeiro, 2002. Acesso em 29/11/2013, disponível em Contratos e Editais - Modelos e Extratos: <http://www.brasil-rounds.gov.br/portugues/contratos_e_editais.asp>.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (Brasil). *Edital de Licitações para a outorga dos contratos de concessão das atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural - Quinta Rodada de Licitações*, Rio de Janeiro, 2003. Acesso em 29/11/2013, disponível em Contratos e Editais - Modelos e Extratos: <http://www.brasil-rounds.gov.br/portugues/contratos_e_editais.asp>.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (Brasil). *Edital de Licitações para a outorga dos contratos de concessão das atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural - Sexta Rodada de Licitações*, Rio de Janeiro, 2004. Acesso em 29/11/2013, disponível em Contratos e Editais - Modelos e Extratos: <http://www.brasil-rounds.gov.br/portugues/contratos_e_editais.asp>.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (Brasil). *Participações Governamentais e de Terceiros*. Acesso em 29/11/2013, disponível em Produção de Petróleo e gás natural para incidência de royalties: <<http://www.anp.gov.br/?id=532> >.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (Brasil). *Rodadas Anteriores*. Acesso em 29/11/2013, disponível em Resumo das Rodadas Anteriores: <http://www.brasil-rounds.gov.br/portugues/resumo_geral.asp>.