



Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro
Departamento de Economia

Monografia de Final de Curso:

**Revisão de literatura: as especificidades das rodadas licitatórias de óleo
e gás no Brasil**

Isadora Spínola Pereira
Matrícula: 1411823
Orientador: Prof. Timo Hiller

Dezembro, 2020



Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro
Departamento de Economia

Monografia de Final de Curso:

**Revisão de literatura: as especificidades das rodadas licitatórias de óleo
e gás no Brasil**

“Declaro que o presente trabalho é de minha autoria e que não recorri para realizá-lo a nenhuma fonte de ajuda externa, exceto quando autorizado pelo professor tutor”

Isadora Spínola Pereira
Matrícula: 1411823
Orientador: Prof. Timo Hiller

Dezembro, 2020

“As opiniões expressas neste trabalho são de responsabilidade única e exclusiva do autor”

Agradecimentos:

Gostaria de agradecer aos meus pais, Claudia e Alexandre, que além de inspiração, são também meus maiores incentivadores. Obrigada pelo o apoio incondicional em todas as escolhas que fiz durante a vida e a confiança de sempre.

Gostaria de agradecer também ao meu anjo da guarda, Santana, por toda dedicação, sem você nada disso seria possível. Aos meus irmãos, que alegram meus dias e me trazem esperança por dias melhores e a toda a minha família.

Agradeço ao meu namorado, Renato, por sempre estar do meu lado. E a todos os meus amigos, sem os quais não teria tido uma jornada acadêmica tão prazerosa e não estaria escrevendo essas palavras com tanto saudosismo.

Especialmente, gostaria de agradecer ao corpo docente da PUC-Rio, ao meu orientador, Timo Hiller e a todos os professores que tive durante essa caminhada. Sem dúvidas, essa é a profissão mais nobre da humanidade.

Sumário:

1. Introdução.....	7
2. História do Petróleo no Brasil.....	8
2.1. Exploração de Petróleo e Gás.....	8
2.2 Histórico Regulatório / Cronograma de Mudanças.....	10
3. Regimes de Contratação das atividades de exploração e produção	11
3.1 Regime de Partilha.....	12
3.2 Regime de Concessão.....	14
3.3 Análise Crítica dos Dois regimes.....	16
3.3.1 Semelhanças.....	16
3.3.2 Diferenças.....	16
4. As Rodadas sob o regime de concessão.....	20
4.1 A Política de Conteúdo Local.....	26
5. Teoria dos Leilões.....	30
5.1 Leilões de Petróleo.....	32
5.2 A Participação da Petrobrás.....	34
6. Conclusão e Considerações Finais.....	36
7. Referências Bibliográficas.....	37

Índice de Gráficos, Figuras e Tabelas

Gráficos

Gráfico 1 - Ligações Chenery-Watanabe (à esquerda) e Rasmussen (à direita) do Setor de Petróleo e Gás (pág. 27)

Gráfico 2 - Discriminação do valor total da produção do setor de petróleo e gás, 2017, em \$ bilhões (pág. 28)

Gráfico 3 - Bônus de assinatura médio e lances de conteúdo local para poços offshore em Leilões brasileiros de óleo e gás (pág. 29)

Gráfico 4 – Histórico de Blocos ofertados nas Rodadas de Licitações sob o regime de concessão (pág. 34)

Gráfico 5 – Bônus de Assinatura por km² das Rodadas de Licitações sob o Regime de Concessão (pág. 35)

Figuras

Figura 1 - Composição do Volume Total da Produção na Contratação sob o Regime de Partilha para Blocos Offshore, 2017 (pág. 13)

Tabelas

Tabela 1 - Adaptada de Quintas, 2016 (pág. 19)

Tabela 2 - Resumo das Rodadas de Licitações sob o Regime de Concessão (pág. 25)

1. Introdução

A importância do agregado Petróleo–Gás Natural na economia brasileira é incontestável. Segundo Moraes & Tavares (IBGE, 2015), apud EY & IBP (2019), em 2015 o setor de Óleo e Gás ocupava o terceiro lugar no ranking das principais atividades econômicas no Brasil, a quarta colocação no ranking das exportações e, entre 2007 e 2017, gerou R\$ 1,4 trilhão em arrecadações (EY & IBP, 2019).

A descoberta de grandes volumes recuperáveis de hidrocarbonetos na camada pré-sal do litoral brasileiro divulgada em 2007 (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), 2019) desencadeou uma série de medidas por parte do governo brasileiro no sentido de melhor aproveitar o potencial de riqueza identificado.

As Rodadas de Licitações são leilões por meio dos quais a União concede o direito de explorar e produzir petróleo e gás natural no Brasil. Desde 1999, foram realizadas 16 rodadas de blocos exploratórios e quatro de campos maduros sob o regime de concessão e cinco do pré-sal, sob o regime de partilha de produção.

Entre os efeitos esperados do processo de licitação, cabe destacar o desenvolvimento de um conjunto de atividades econômicas, tecnológicas e sociais relacionadas à extração, processamento, transporte e comercialização de petróleo e gás natural. O caso brasileiro é particularmente atrativo, uma vez que houve variação significativa das exigências de conteúdo local ao longo dos anos (Mittelstadt, 2019).

Embora a teoria econômica forneça uma compreensão razoável a respeito dos resultados dos leilões - preços finais. Falta uma compreensão dos processos subjacentes a esses resultados. No presente trabalho, aprofundamos as questões específicas do cenário brasileiro a partir de uma análise dos leilões sob o regime de concessão.

Primeiramente buscamos esclarecer e detalhar toda a legislação e regulamentação da indústria petrolífera brasileira desde o início da flexibilização do monopólio estatal. São desenvolvidos, em seguida, dois pontos principais a respeito do arcabouço local, uma análise da Política de Conteúdo Local implementada e o desempenho da Petrobrás, teoricamente a participante melhor informada, nas licitações tendo como base a teoria dos leilões.

2. História do Petróleo no Brasil

2.1. Exploração de Petróleo e Gás

No Brasil, a história do petróleo se inicia 1858, quando o Marquês de Olinda concedeu a José de Barros Pimentel o direito de extrair betume nas margens no Rio Marau, na Bahia.

Em 1930, o engenheiro agrônomo Manoel Inácio Bastos, tendo sabido da informação de que moradores de Lobato, subúrbio de Salvador, BA, utilizavam uma “lama preta” como combustível de suas lamparinas. Ele realizou coletas da “lama”, testes e experimentos que confirmaram a existência de petróleo naquela localidade. Este estudo deu origem a um relatório, que fora entregue, em 1932, ao então presidente Getúlio Vargas, confirmando a presença de acúmulos de hidrocarbonetos em Lobato.

Durante essa década de 30, a questão da nacionalização dos recursos do subsolo entrou na pauta das discussões indicando uma tendência que viria a ser adotada. A indústria do petróleo começa a ganhar importância no Brasil pouco antes da 2ª Guerra Mundial e, em 1938, toda a atividade petrolífera passou, por lei, a ser obrigatoriamente realizada por brasileiros e cria-se o Conselho Nacional do Petróleo (CNP), para gerenciar o setor. Entre as primeiras ações do CNP estava determinação de que todas as jazidas pertenceriam à União.

Junto à criação do CNP, a legislação brasileira declarou de utilidade pública o abastecimento nacional de petróleo e regulou as atividades de importação, exportação, transporte, distribuição e comércio de petróleo e derivados e o funcionamento da indústria do refino. Em 1939 abre-se o primeiro poço de petróleo, no bairro de Lobato, Salvador, BA, e com isso a indústria nacional do petróleo dava seus primeiros passos.

No pós-guerra, o surgimento dessa nova riqueza incentivou, em 1953, o presidente Getúlio Vargas sancionou a Lei 2.004/1953, que cria a estatal Petróleo Brasileiro S.A – Petrobras, e institui o monopólio estatal sobre a pesquisa e lavra, refino e transporte do petróleo e seus derivados. A Petrobras recebeu muitas atribuições e ativos do CNP, inclusive a propriedade de duas refinarias.

Em 1963, novas medidas ampliam a atuação da Petrobrás para as atividades de importação e exportação de petróleo e seus derivados. Já 1968 a empresa passou a desenvolver um projeto de extração iniciando a exploração de petróleo em águas

profundas. No ano seguinte, a produção petrolífera brasileira se amplia após as primeiras descobertas na cidade sergipana de Guaricema.

Na década de 1970, ocorre a descoberta de poços na Bacia de Campos, no litoral fluminense. A Petrobras, em 1974, o campo de Garoupa é descoberto, iniciando a exploração daquela que viria a ser a maior bacia produtora de petróleo do país.

Em 1990 se extingue o CNP e cria-se o Departamento Nacional de Combustíveis (DNC), cuja missão passa a ser de “orientar e fiscalizar as atividades relativas ao monopólio da União” (ANP, 2019B).

Se, entre os anos de 1953 e 1997, a Petrobras teve o privilégio de exercer o monopólio das atividades relacionadas ao setor de petróleo no Brasil. Com a promulgação da Lei nº 9.478, em 6 de agosto de 1997, conhecida como Lei do Petróleo, flexibiliza-se o monopólio e a estatal passa a atuar no mercado como uma empresa concessionária (TEIXEIRA, 2015).

Inaugura-se o regime de concessão, após quase 45 anos de monopólio na exploração e refino. Segundo Gomes (2009), apud Teixeira (2015), neste regime, a União, mediante licitação, contrata com empresas a realização das atividades de E&P. Ainda, segundo o autor, este modelo de exploração de petróleo é o mais antigo do mundo e, em 2009 era utilizado por 44% dos países.

Além dos leilões de blocos exploratórios de petróleo e gás natural sob o modelo de concessão, a Lei do Petróleo institui o Conselho Nacional de Política Energética – CNPE, a Agência Nacional do Petróleo (ANP) e promoveu mudanças estruturais no setor, tais como: a abertura do mercado e a desregulamentação dos preços do petróleo e derivados.

Em 2005 surgem os primeiros indícios de petróleo na camada pré-sal na Bacia de Santos. As análises do então bloco de Tupi indicaram volumes recuperáveis entre 5 e 8 bilhões de barris. Em 2007 o CNPE determina a exclusão de 41 blocos da 9ª Rodada de Licitação e a avaliação das mudanças regulatórias. Após 22 anos operando no regime de concessão, o potencial dessa nova descoberta e o alegado baixo risco exploratório, levam o Governo Brasileiro a considerar um regime contratual distinto para essas áreas (QUIN TAS, 2016).

2.2. Histórico Regulatório / Cronograma de Mudanças

- Constituição de 1934: Estabeleceu o regime de autorização ou concessão, bem como: (i) a separação entre propriedade do solo e das riquezas do subsolo; e (ii) a competência exclusiva da União para legislar sobre as riquezas do subsolo;

- Decreto-lei 395/1938: Criou o Conselho Nacional do Petróleo – CNP, primeiro sinal de uma política econômica direcionada para a indústria de petróleo;

- Decreto 3.236/41 (Código do Petróleo): Estabeleceu o primeiro regime legal para exploração e produção de petróleo, mediante autorização do Governo e pagamento de uma taxa de autorização, incluindo uma tarifa de 10% da produção bruta.

- Constituição de 1946: Previu que a União poderia, mediante lei especial, intervir no domínio econômico e monopolizar determinada indústria ou atividade.

- Lei nº 2.004/1953: Dispôs sobre a Política Nacional do Petróleo, instituiu a PETROBRAS e o monopólio do petróleo:

- o “Art. 1º - Constituem monopólio da União:

- I - a pesquisa e a lavra das jazidas de petróleo e outros hidrocarbonetos fluidos e gases raros, existentes no território nacional; (...)

- o Art. 2º - A União exercerá o monopólio por meio da sociedade por ações Petróleo Brasileiro S. A. e das suas subsidiárias, constituídas na forma da presente lei, como órgãos de execução...”

- Contratos de risco/1975: Contratos de prestação de serviços com cláusula de risco. Passaram a ser admitidos em meio à crise motivada pelo aumento acentuado dos preços do petróleo pela OPEP.

- Primeira “flexibilização do monopólio”.

- Originalmente, os contratos continham previsão de assunção da produção pela Petrobras no caso de descoberta comercial.

- Constituição de 1988: Retorna ao regime de monopólio, extinguindo os contratos de risco (contratos já assinados foram respeitados).

- o Art.177. Constituem monopólio da União:

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

- §1º O monopólio previsto neste artigo inclui os riscos e resultados decorrentes das atividades nele mencionadas, sendo vedado à União ceder ou

conceder qualquer tipo de participação, em espécie ou em valor, na exploração de jazidas de petróleo ou gás natural, ressalvado o disposto no art. 20, §1º

- Emenda Constitucional nº 9/95: Modificou o artigo 177 da Constituição Federal, permitindo a contratação de empresas privadas para a execução de atividades anteriormente sob o monopólio da Petrobras.

o“Art. 177 (...) § 1º A União poderá contratar com empresas estatais ou privadas a realização das atividades previstas nos incisos I a IV deste artigo observadas as condições estabelecidas em lei.”

- Lei 9.487/1997: Sendo uma decorrência do Plano Diretor da Reforma do Aparelho do Estado de 1995, flexibiliza o monopólio na indústria do petróleo.

- Resolução nº 6/2007: O CNPE determina a exclusão de 41 blocos da 9ª Rodada e avaliação das mudanças regulatórias necessárias.

- Lei nº 12.351/2010: Institui a exploração e a futura produção na camada pré-sal, sob o regime de Partilha de Produção.

- Lei no 13.365/2016: faculta à Petrobras o direito de preferência para atuar como operador e possuir participação mínima de 30% (trinta por cento) nos consórcios formados para exploração de blocos licitados no regime de partilha de produção.

3. Regimes de contratação das atividades de exploração e produção

Com a promulgação da Lei no 12.351, passaram a existir no país três sistemas de contratação:

- Regime de partilha de produção, tanto para o pré-sal quanto para as áreas estratégicas, caracterizadas pelo baixo risco exploratório e pelo elevado potencial de produção;

- Regime de concessão, em vigor nas demais áreas sob a égide da Lei do Petróleo;

- Regime de cessão onerosa.

Dado ao caráter específico da cessão onerosa, e como não faz parte do escopo desse trabalho, ela não fará parte da análise a seguir.

3.1. Regime de Partilha

O regime de partilha de produção é a modalidade de contrato que considera as atividades de exploração e produção (E&P) como sendo estratégicas, no sentido de assegurar ao Estado maior controle sobre as atividades do setor petrolífero. Como característica, o modelo de partilha busca garantir para o país, a maior parcela do petróleo e do gás produzido, apropriando uma parcela significativa da valorização do petróleo. Desse modo, a escolha do modelo para a área do pré-sal foi justificada pelo risco exploratório extremamente baixo da região, sendo constatado devido ao excelente desempenho das perfurações realizadas e no volume potencial dos reservatórios encontrados.

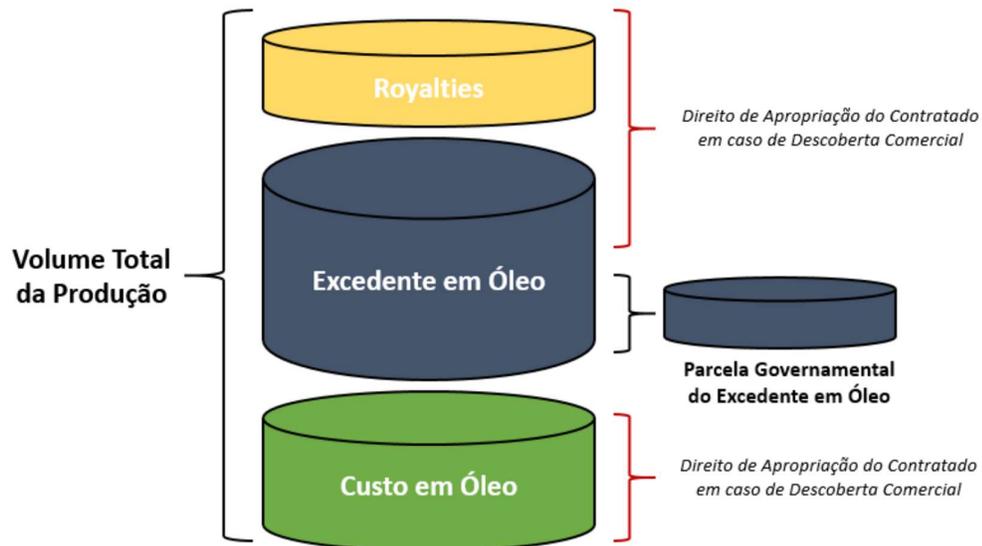
Como citado na Lei nº 12.351/2010, o Estado é o proprietário do petróleo produzido, e somente parte do que for explorado será entregue à empresa contratada, em contrapartida às atividades realizadas e ao risco da exploração e produção de hidrocarbonetos. Para ter o direito a explorar uma área, a empresa contratante, ou o consórcio de empresas, participa de processo licitatório apresentando uma oferta de bônus de assinatura.

Conforme Salgado e Bragança (2012), as peculiaridades e os riscos inerentes ao segmento de E&P abrangem diversos aspectos, envolvendo riscos geológicos, passando pelos custos de desenvolvimento de novas tecnologias para extração e chegando à volatilidade do preço da commodity petróleo.

Os contratantes vencedores da licitação suportam integralmente os riscos e os custos da atividade. No caso limite, quando a exploração não é bem-sucedida, os custos da perfuração da contratada não são reembolsados.

Em caso de descoberta com valor comercial, o contratante poderá amortizar os custos de exploração, avaliação, desenvolvimento, produção e desativação das instalações (*cost oil*, custo em óleo) através da retenção do volume de óleo com valor equivalente a esses custos. Além disso adquire o direito de apropriação de parte do excedente de óleo produzido (parcela da empresa do chamada *profit oil*), além dos royalties devidos (vide figura1).

Figura 1 - Composição do Volume Total da Produção na Contratação sob o Regime de Partilha para Blocos Offshore, 2017



Para blocos localizados em terra, nas parcelas a serem debitadas do volume total da produção para obtenção do excedente em óleo deve ser contabilizada a participação de até 1% (um por cento) do valor da produção aos proprietários de terra onde se localiza o bloco. O parágrafo 2º do artigo 42º da Lei nº 12.351/2010 esclarece que o bônus de assinatura não integra o custo em óleo.

A lei ainda criou o Fundo Social (com o objetivo de maximizar os benefícios das receitas provenientes das atividades petrolíferas na camada do pré-sal e em áreas estratégicas, administrando os recursos de modo a investir em programas e projetos de desenvolvimento social, regional e de combate à pobreza).

Assim, as especificidades relativas ao modelo e às fases *cost oil* e *profit oil* exercem grande influência nas receitas futuras percebidas pela União e contratantes. A lei estabelece que o contrato definirá as regras e os prazos para a repartição do excedente em óleo, podendo incluir critérios relacionados à eficiência econômica, à rentabilidade, ao volume de produção e à variação do preço do petróleo e do gás natural.

3.2. Regime de Concessão

O modelo de concessão foi definido na Lei nº 9.478/1997, encerrou quase 45 anos de monopólio na exploração e refino, e tornou-se o único meio legal para o exercício das atividades de E&P no Brasil até a promulgação da Lei no 12.351. Neste regime, a União, sempre mediante licitação, contrata com empresas estatais e/ou privadas a realização das atividades de E&P.

A Lei do Petróleo de 1997, trouxe diversas mudanças estruturais para o setor, tais como: a abertura do mercado, a desregulamentação dos preços e os leilões de blocos exploratórios de petróleo e gás natural sob o modelo de concessão, instituiu o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e a Agência Nacional do Petróleo (ANP).

Como decorrência dessa estrutura obteve-se estabilidade do arcabouço regulatório e eficiência do setor petrolífero, no entanto, só é válido atualmente para a exploração e produção de petróleo e gás natural fora da área do pré-sal.

No modelo de concessão, a empresa adquire o direito a explorar uma área através de leilão, mediante o pagamento de royalties e taxas ao governo. Uma vez adquirida a área, o concessionário tem o direito exclusivo de operação e à propriedade do petróleo e/ou gás produzidos. Por outro lado, também arca com todos os custos e riscos relacionados à exploração e produção, bem como com os pagamentos dos royalties e das participações especiais. Os impostos são calculados sobre a produção do campo e os preços praticados no mercado de acordo com o definido no contrato.

Os contratos de concessão, cuja duração gira em torno de 30 a 40 anos, abrangem duas fases:

- Exploração: pode durar de três a oito anos e tem por finalidade viabilizar a descoberta de jazidas, permitindo a avaliação por parte do concessionário. Durante o período de exploração deve adquirir dados, realizar estudos geológicos e geofísicos, perfurar poços e estudar a possibilidade de comercialização das descobertas de petróleo e gás natural;

- Produção (e Desenvolvimento): pode estender-se até o fim da vida útil do poço. Engloba a avaliação, o desenvolvimento e a produção de hidrocarbonetos e começa na data de entrega da declaração de comercialidade do campo, pelo concessionário, à ANP, podendo sua duração ser reduzida ou prorrogada, de acordo

com o contrato de concessão e por requerimento do concessionário ou da agência reguladora. Finalizada a fase de produção, o campo será devolvido à ANP.

No Brasil, a transferência das concessões aos concessionários é feita por meio de leilões de blocos exploratórios, realizados pela Agência Nacional do Petróleo (ANP). Em troca do direito à exploração das áreas arrematadas em leilões, os concessionários remuneram o Estado por meio do pagamento de bônus de assinatura; royalties que são divididos entre União, Estados e municípios; e da participação especial.

O direito de propriedade das reservas de hidrocarbonetos (petróleo e o gás natural no subsolo) permanece com a União. Só o produto da lavra (petróleo e gás natural produzido) tem sua titularidade transferida ao concessionário a partir da cabeça do poço, podendo, a partir daí, dispor livremente sobre o produto.

As principais participações governamentais estabelecidas pela Lei do Petróleo são:

- Bônus de assinatura: constituído pelo valor pago pelo licitante vencedor no ato da assinatura do contrato de concessão.

- Royalties: corresponde a uma compensação financeira paga ao governo, pelos concessionários, devido à utilização dos recursos naturais explorados. Assim, os royalties incidem diretamente sobre o volume de petróleo e gás natural produzido.

- Participação especial: é uma compensação financeira paga de forma trimestral quando níveis substanciais de petróleo forem produzidos.

- Pagamento pela ocupação ou retenção de área: é realizado anualmente, por causa da utilização das reservas sob concessão, evitando que as empresas concessionárias se mantenham de maneira estratégica em algumas áreas em que a princípio elas não têm interesse.

3.3. Análise crítica dos dois regimes

3.3.1. Semelhanças

Tanto na contratação sob o regime de concessão como na contratação sob o regime de partilha, as atividades que antecedem a descoberta comercial são por conta e risco do contratado. Ou seja, em caso de inexistência de hidrocarbonetos ou da descoberta de volumes que não justifiquem os investimentos em desenvolvimento, não haverá nenhum ressarcimento ou indenização pelos serviços realizados ou por bens construídos ou instalados no bloco.

Além disso, a cobrança da parcela da produção referente aos royalties está presente nas duas legislações, bem como a parcela referente à participação dos proprietários de terra em caso de blocos *onshore*.

3.3.1. Diferenças

Apesar de possuírem o mesmo objeto de regulação, as atividades de exploração e produção de petróleo, as Leis nº 9.478 e nº12.351 possuem determinações que as diferenciam. Seguem alguns pontos dessas legislações que merecem maior atenção:

- Regime de concessão:

A operadora tem propriedade, direitos de decisão quanto às atividades, direitos de comercialização sobre todos os recursos extraídos, a participação governamental representa apenas um custo de produção, incidência da participação especial em campos de grande volume de produção ou de alta rentabilidade incidindo sobre a receita bruta deduzidos os royalties, os investimentos em exploração, os custos operacionais, a depreciação e os tributos.

Pontua-se que para a apuração da receita líquida sobre a qual incidir-se-á a alíquota referente à participação especial, na contratação sob o regime de concessão, é permitida a dedução do valor do bônus de assinatura.

As contratações sob o regime de concessão têm os termos de suas licitações nas Seções III e IV do Capítulo V da Lei nº9.478. O edital da licitação estabelece o prazo estimado para a duração da fase de exploração, os investimentos e o programa exploratório mínimo, as participações governamentais mínimas e prevê a participação dos proprietários de terra, no caso dos blocos *onshore*. São estabelecidos ainda os requisitos exigidos dos concorrentes e os critérios de pré-qualificação das empresas.

Diante disso, no julgamento da licitação são levados em conta o programa geral de trabalho apresentado, as propostas para as atividades de exploração, os prazos, os valores mínimos de investimentos e os cronogramas físico-financeiros. Tem grande peso no julgamento, as participações governamentais.

Em se tratando da concessão, a participação observada para julgamento da licitação é o bônus de assinatura, valor ofertado na proposta que deve ser pago no ato da assinatura do contrato para obtenção da concessão.

- Regime de partilha:

O Estado não transfere nem a propriedade dos recursos, nem os direitos de decisão quanto à totalidade das atividades, e a operadora recebe compensação, em hidrocarboneto fluido, pela exploração do campo – o que, como visto, somente ocorre se a atividade for bem-sucedida.

A partir da definição dos blocos a serem contratados sob regime de partilha, é papel do CNPE propor à Presidência da República o ritmo de contratação desses blocos. O artigo 4º da Lei nº 12.351 determinou que o CNPE, considerando o interesse nacional, oferece à Petrobras a preferência para ser operador nos blocos a serem licitados para a contratação sob o regime de partilha da produção. A Petrobras terá, então, um prazo de 30 (trinta) dias para manifestar interesse em ter a preferência como operadora. Com a manifestação da Petrobras, o CNPE proporá a Presidência da República, os blocos que deverão ser operados pela empresa e indicará sua participação mínima no consórcio, que não poderá ser inferior a 30% (trinta por cento).

A União poderá, assim, celebrar contratos de partilha de produção de duas formas:

- I – Diretamente com a Petrobras, dispensada a licitação, ou
- II – Mediante licitação na modalidade leilão.

Os contratos celebrados diretamente com a Petrobras não precisarão passar pelo processo licitatório e os parâmetros da contratação serão propostos pelo CNPE. Já para os blocos definidos como objeto de leilão, a contratação se dar-se-á através de licitação realizada pela ANP. Quando nesses blocos houver indicação da Petrobras como operadora do contrato, será indicada a sua participação mínima, que não deverá ser inferior a 30% (trinta por cento). Nesses casos, o leilão terá como objeto a participação residual entre a totalidade do contrato e a participação mínima da Petrobras.

Nos blocos em que não houver indicação da Petrobras como operadora a licitação ocorrerá pela totalidade da participação do contrato. A legislação afirma que a Petrobras poderá participar das licitações, individualmente ou em consórcio, até como forma de ampliar sua participação mínima nos blocos em que for indicada como operadora.

A Lei nº 13.365/2016 dispõe sobre o direito de preferência da Petrobras como operadora nos consórcios contratados sob o Regime de Partilha. Conforme o decreto nº 9.041 de 2017, a participação da Petrobras no consórcio, quando esta for indicada como operadora, será obrigatória se o percentual de excedente em óleo da União ofertado na proposta vencedora for igual ao percentual mínimo indicado no edital da licitação. Caso o percentual de excedente em óleo da União ofertado pela proposta vencedora seja superior ao mínimo estabelecido em edital, a participação da Petrobras no consórcio, exercendo seu direito de preferência como empresa operadora, é facultada por manifestação de sua decisão durante a rodada de licitação.

De acordo com o artigo 18º da Lei nº 12.351/2010, o julgamento da licitação para contratação sob o regime de partilha indicará a proposta mais vantajosa segundo o critério de oferta de maior excedente em óleo para a União. O percentual mínimo do excedente em óleo será proposto ao CNPE pelo Ministério de Minas e Energia e estará indicado obrigatoriamente na minuta básica do edital de licitação.

No regime de partilha, o critério de julgamento é a parcela do excedente em óleo ofertado à União.

Sumarizando, segundo Quintas (2016), os regimes de Concessão e Partilha apresentam as seguintes características:

Tabela 1: Adaptada de Quintas (2016)

	Concessão	Partilha
Produção	100% para a empresa	Repartida entre o país e a empresa
Controle	Sem participação direta do país	Operação facultativa de Petrobras Participação da PPSA no consórcio
Bônus de Assinatura	Determinado pela empresa como elemento da oferta	Valor pré-definido
Retorno ao País	Royalties de 10% Participação espacial (variável com volumes de produção) Mais tributos	Royalties de 15% Lucro em Óleo (parcela do país na produção) Menos tributos
Retorno à Empresa	Produção	Custo em Óleo (reembolso dos custos) Lucro em Óleo (parcela da empresa na produção)
Controle da Operação	Maior controle	PPSA pode indicar 50% dos membros do Comitê Operacional, o presidente, tem voto qualificado, e não pode ser responsabilizada legalmente por danos causados por decisões do Comitê
Governança	Não há ingerência da Petrobras	Direito de preferência na operação e de possuir pelo menos 30% de participação nos consórcios formados
Conteúdo Local	Percentuais globais na Fase de Exploração e Etapa de Desenvolvimento, ofertados por ocasião da licitação, compreendidos entre os valores mínimos e máximos estipulados no edital. Concessionários controlam o valor oferecido quando da licitação.	Fixo e pré-determinado pela ANP no edital de licitação Contratadas não podem alterar os percentuais

4. As Rodadas sob o Regime de Concessão

A Primeira Rodada das Licitações foi anunciada no final de 1998. No seu regulamento, constavam os objetivos abaixo:

- incrementar os esforços exploratórios no Brasil;
- facilitar a transferência de tecnologia e o uso das melhores práticas da indústria do petróleo;
- possibilitar a entrada do setor privado, nacional e internacional, nas atividades da indústria do petróleo no Brasil;
- promover a livre concorrência;
- ampliar a competitividade do País no mercado internacional.

As empresas que tivessem interesse em participar dos leilões dos 27 blocos ofertados na rodada deveriam apresentar um documento de Manifestação de Interesse, obter da ANP sua qualificação técnica, jurídica e financeira e pagar a Taxa de Participação. Cumpridas estas exigências, a empresa era considerada habilitada, portanto, em condições de participar da licitação.

Embora a habilitação de cada empresa fosse de forma individual, elas poderiam formar consórcios para apresentação de ofertas até o prazo final de submissão das ofertas para cada bloco. Cada consórcio deveria contar com pelo menos uma empresa operadora, que deveria ter uma participação de no mínimo 30% do Consórcio. Além disso, cada empresa do consórcio deveria ter no mínimo uma participação de 5%.

As empresas recebiam um Pacote de Dados e Informações digitalizados para cada bacia e para os respectivos blocos oferecidos. Cada pacote era composto de dois conjuntos de dados principais: dados regionais da bacia, para proporcionar às empresas uma visão do arcabouço estrutural e geológico e dados do(s) bloco(s) oferecido(s) na bacia, que incluem os dados sísmicos existentes no(s) bloco(s), além dos dados de todos os poços perfurados no(s) bloco(s). Todas as empresas habilitadas recebiam o mesmo pacote de informação.

Os blocos eram agrupados em módulos de três ou quatro unidades, mas a licitação era feita bloco a bloco. Os vencedores de cada bloco eram anunciados antes que fossem recebidas as ofertas do bloco seguinte, de modo a permitir que as empresas ou consórcios podiam otimizar suas ofertas em função dos resultados da licitação dos blocos anteriores.

As ofertas eram elaboradas isoladamente para cada bloco licitado, em formulário padrão, e entregues em envelopes lacrados, conforme modelo fornecido pela ANP. Nos envelopes continham o valor do Bônus de Assinatura (peso 85%), a percentagem do compromisso de aquisição local de bens e serviços na fase exploratória (peso 3%), percentagem do compromisso de aquisição local de bens e serviços na fase de desenvolvimento (peso 12%).

Assim que entregues, os envelopes eram abertos publicamente e o vencedor era indicado imediatamente. A avaliação das ofertas era feita mediante a atribuição de pontos e pesos, conforme abaixo:

- Bônus de Assinatura: é o valor ofertado para a obtenção da concessão, sendo sempre superior ao valor mínimo determinado¹.
 - **Nota A** = $85 \times [(\text{bônus ofertado}) / (\text{maior bônus ofertado})]$
- Para o compromisso com aquisição local de bens e serviços na fase de exploração não será exigida oferta mínima, mas ofertas acima de 50% serão tratadas como sendo 50%.
 - **Nota B** = $3 \times [(\text{percent. ofertado}) / (\text{maior percent. ofertado})]$
- Para o compromisso com aquisição local de bens e serviços na fase de exploração não será exigida oferta mínima, mas ofertas acima de 70% serão tratadas como sendo 70%.
 - **Nota C** = $12 \times [(\text{percent. ofertado}) / (\text{maior percent. ofertado})]$
- **Nota Final** = **Nota A** + **Nota B** + **Nota C**

As ofertas serão classificadas segundo a ordem decrescente de notas, sendo declarado vencedor o concorrente cuja oferta obtiver a maior nota.

No total da Primeira Rodada, 42 companhias pagaram taxas de participação. Destas, 38 submeteram toda documentação e foram habilitadas para a apresentação de ofertas. Nos dias 15 e 16 de junho de 1999, 14 companhias efetivamente apresentaram suas ofertas. Além da Petrobras, 10 novas companhias, oriundas de 6 países diferentes, saíram vitoriosas e ingressaram no mercado brasileiro (7 se tornaram operadoras).

¹ Para os blocos que requeriam operadores "A" o valor do bônus mínimo era de R\$ 250.000 (duzentos e cinquenta mil reais), para os blocos que requeriam operadores "B" o valor do bônus mínimo era de R\$170.000 (cento e setenta mil reais) e para os blocos que requeriam operadores "C" o valor do bônus mínimo era de R\$ 85.000 (oitenta e cinco mil reais). Qualquer oferta inferior aos valores mínimos seria desqualificada.

Dos 27 blocos oferecidos 12 foram concedidos, resultando uma arrecadação de R\$ 321.656.637 em bônus de assinatura, e um comprometimento médio com aquisição local de bens e serviços de 25% na fase de exploração e de 27% na fase de desenvolvimento (ANP).

A 2ª Rodada marcou a consolidação do processo de entrada de novos agentes no cenário exploratório brasileiro. Ao contrário do ocorrido na Primeira Rodada de Licitações, quando as vencedoras foram, em sua maioria, empresas de grande porte, a lista de 16 empresas vencedoras inclui diversas empresas médias ou independentes. Cinco empresas brasileiras foram vencedoras e tornaram-se concessionárias (ANP).

A 3ª Rodada, seguiu a tendência da anterior, de reduzir o tamanho dos blocos e oferecer oportunidades a empresas de todos os portes e perfis. E a 4ª Rodada, apesar da conjuntura econômica internacional desfavorável, encerrou-se com saldo extremamente positivo – 14 empresas vencedoras, incluindo 5 que não possuíam, à época, qualquer atividade no Brasil.

Na 5ª Rodada, foi implementado o Programa Exploratório Mínimo (PEM), expresso em unidades de trabalho (UTs) a serem cumpridas em cada período exploratório. A ANP listou no edital da rodada os trabalhos exploratórios aceitos e a tabela de equivalência das UTs, normalmente contemplando levantamentos sísmicos para o primeiro período e perfuração de poços para os demais. Cada trabalho era relacionado a um valor de Garantia Financeira, de modo a assegurar que o concessionário cumprisse o que foi acordado. O programa foi incluído como critério de seleção das companhias vencedoras dos leilões, o que fez com que o cálculo da nota final sofresse alteração, conforme abaixo:

- **Nota A** = [(bônus ofertado) / (maior bônus ofertado)] x 30
- **Nota B** = [(Programa Exploratório Ofertado, em UTs) / (maior Programa Exploratório Ofertado, em UTs)] x 30

A pontuação atribuída aos percentuais de compromisso com aquisição local de bens e serviços na fase de exploração eram baseados no índice **PEXP**, calculado conforme abaixo:

- **PEXP** = (Programa Exploratório Ofertado, em UTs) x [(Percentual ofertado de conteúdo local/Fator E)² – 0,8]

Para os blocos em mar, a oferta era composta por 2 valores percentuais, formados pelos índices descritos acima aplicados a:

- i) operações de processamento de dados geofísicos, estudos e interpretação de dados de geologia e geofísica (peso 7); e
- ii) perfuração, completção e avaliação de poços (Peso 8).

Para os blocos terrestres, a oferta era composta por 3 valores percentuais, formados pelos índices descritos acima aplicados a:

- i) operações de aquisição de dados de geologia e geofísica (Peso 4);
- ii) operações de processamento de dados geofísicos, estudos e interpretação de dados de geologia e geofísica (Peso 4); e
- iii) perfuração, completção e avaliação de poços (Peso 7).

Na fase de desenvolvimento eram baseados no índice **PDEV**, calculado conforme abaixo:

- **PDEV** = (Percentual ofertado de conteúdo local / Fator D)⁵ - 0,5

Para os blocos em mar, a oferta era composta por 2 valores percentuais, formados pelos índices descritos acima aplicados a:

- i) Serviços de engenharia de detalhamento (Peso 7);
- 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 (Peso 18).

Para os blocos terrestres, a oferta era composta por 2 valores percentuais, formados pelos índices descritos acima aplicados a:

- i) Serviços de engenharia de detalhamento (Peso 7).
- ii) Perfuração de poços, completção, avaliação, estações coletoras e unidades de tratamento de fluidos e sistema de escoamento da produção (Peso 18).

A 6ª Rodada se deu nos mesmos moldes da anterior.

Nas 4 primeiras rodadas, de 1999 a 2002, conforme visto acima, o conteúdo local foi responsável por apenas 15% da pontuação de cada empresa, aumentando para 40% em na 5ª e 6ª, quando o governo voltou atrás e reduziu para 20% para todas as vendas até 2016. A partir daí, a participação do Programa Exploratório Mínimo aumentou de 40% para 40% da Oferta.

A seleção do licitante vencedor nas rodadas seguintes, ficou definida conforme as 4 notas abaixo:

- **Nota A** = 40 x (Bônus ofertado em reais / Maior Bônus ofertado em reais)

- **Nota B** = 5 x (CL(%) ofertado na Exploração / Maior CL(%) ofertado na Exploração)
- **Nota C** = 15 x (CL(%) ofertado no Desenvolvimento / Maior CL(%) ofertado no Desenvolvimento)
- **Nota D** = 40 x (PEM ofertado em UTs / Maior PEM ofertado em UTs)
- **Nota Final** = Nota A + Nota B + Nota C + Nota D

A 8ª Rodada de Licitações estava programada para ocorrer nos dias 28 e 29 de novembro de 2006, no entanto, foi cancelada pela Resolução do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) nº 02/2012, publicada no Diário Oficial da União no dia 11 de janeiro de 2013, e pela Resolução de Diretoria ANP nº 165/2013, de 20 de fevereiro de 2013, que determinou a devolução de todas as taxas de participação e garantias de oferta relativas à rodada.

Na 14ª Rodada, o conteúdo local foi excluído do critério de apuração das ofertas, sendo definido o percentual mínimo em edital. A partir daí, o critério para seleção para as empresas ganhadoras passou a ser definido por:

- **Nota A** = 80 x (Bônus ofertado em reais / Maior Bônus ofertado em reais)
- **Nota B** = 20 x (PEM ofertado em UTs / Maior PEM ofertado em UTs)

Tabela 2: Resumo das Rodadas de Licitações sob o Regime de Concessão

Rodada	Ano	km² Ofertados	km² Arrematados	Empresas Habilitadas	Empresas Ofertantes	Empresas Vitoriosas	Blocos	Blocos Concedidos	Valor Arrecadado
R1	1998	132.176	25.693	38	11	11	27	12	R\$ 321.656.637,00
R2	2000	59271	48189	44	27	16	23	21	R\$ 468.259.069,00
R3	2001	89.823	48.629	42	26	22	53	34	R\$ 594.944.023,00
R4	2002	144.106	25.289	29	17	14	55	21	R\$ 92.377.971,00
R5	2003	162.392	21.951	12	6	6	908	101	R\$ 27.448.493,00
R6	2004	202.739,44	39.657	24	21	19	913	154	R\$ 665.196.028,00
R7	2005	397.615	194.739	44	33	30	1134	250	R\$ 1.085.012.800,00
R9	2007	73.078,70	41.266	67	42	24	271	117	R\$ 2.109.408.831,00
R10	2008	70.370,74	48.030	40	23	17	130	54	R\$ 89.406.927,00
R11	2013	155.813	100.372	64	30	23	159	142	R\$ 2.823.205.650,29
R12	2013	103.905,00	47.427,60	21	12	12	240	72	R\$ 165.196.596,08
R13	2015	125.033,00	33.617,83	21	17	17	266	37	R\$ 121.109.596,73
R14	2017	122.622,40	25011	32	20	17	287	37	R\$ 3.842.775.506,02
R15	2018	94.600,00	16400	21	13	12	70	22	R\$ 8.014.551.847,51
R16	2019	29.300,00	11.762,78	22	11	10	36	12	R\$ 8.915.923.533,51

Concepção própria, Fonte: ANP

4.1. A Política de Conteúdo Local

O setor de petróleo e gás consome tanto insumos quanto mão de obra de diversos outros setores da economia. Essa demanda pode ser atendida pelo mercado interno ou externo. Quanto maior a participação doméstica na produção petrolífera, em tese, maior o benefício da indústria para a economia local do país.

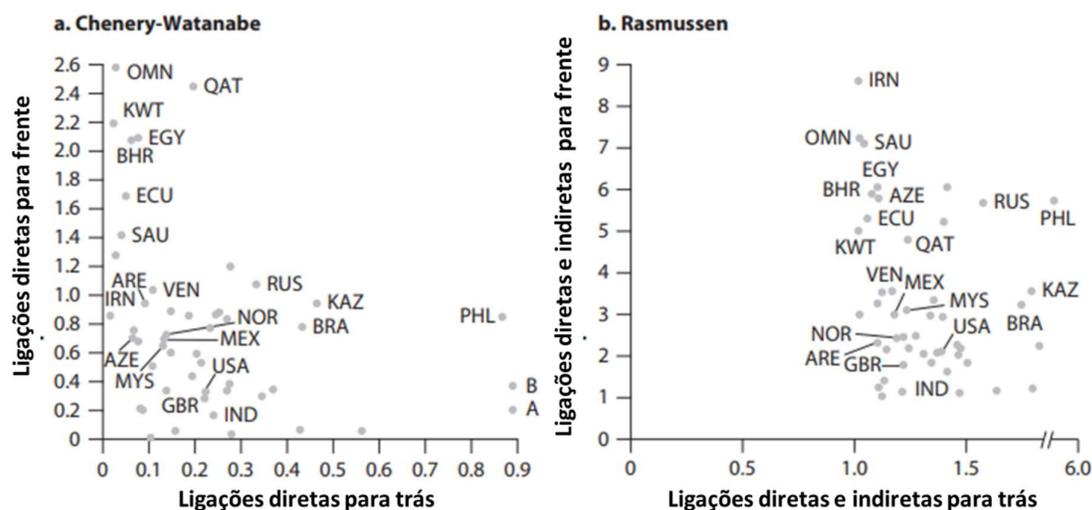
O conteúdo local é a parcela do emprego ou das vendas para o setor que é abastecida localmente em cada etapa da cadeia produtiva de petróleo e gás. As Políticas de Conteúdo Local (PCLs) não apenas visam um aumento imediato no abastecimento local, mas como ações que levarão a um aumento de longo prazo. Se implementadas de forma adequada, podem criar e aprimorar a produção de recursos capazes de serem aproveitados por diversos outros setores da economia.

As PCLs podem se referir à contratação de mão de obra ou ao valor agregado que é incorporado em qualquer etapa da produção direta de uma empresa de petróleo e gás, ou podem referir-se aos empregos que são criados nos arredores da planta petrolífera. O conteúdo local pode também fazer referência ao fornecimento, pela empresa petrolífera, de infraestrutura (escolas, instalações médicas) que, apesar de não serem um insumo para sua própria produção, destinam-se a população local (Tordo et al, 2013).

O estudo da estrutura industrial (Hirschman 1958) especifica três tipos de medidas para as políticas de conteúdo local: a demanda de uma indústria pelos produtos de outras indústrias; o fornecimento de uma indústria a outras indústrias (como insumo para produção); e os impostos pagos pela indústria ao governo (que podem ser gastos em outros bens e serviços ou poupados). Como a medida do conteúdo local envolve variáveis multidimensionais, medir os diferentes níveis entre países é um esforço não trivial.

Medidas baseadas em Chenery e Watanabe (1958) levam em consideração apenas ligações diretas entre setores-chave - isto é, a quantidade de produção que é comprada pelo setor (para trás) ou fornecidas a outro setor (para frente). Medidas baseadas em Rasmussen (1956) levam em consideração ligações diretas e indiretas - entradas necessárias para fornecer ao setor chave, e assim por diante.

Gráfico 1 - Ligações Chenery-Watanabe (à esquerda) e Rasmussen (à direita) do Setor de Petróleo e Gás².



Fonte: Dados do Banco Mundial, calculados com base no GTAP8 (Tordo et al, 2013).

As ligações diretas para trás na indústria de petróleo e gás são normalmente menores se comparadas a outras indústrias, o que pode explicar, em parte, porque os governos têm tanto interesse em implementar políticas que possam aumentar a parcela de conteúdo local na produção.

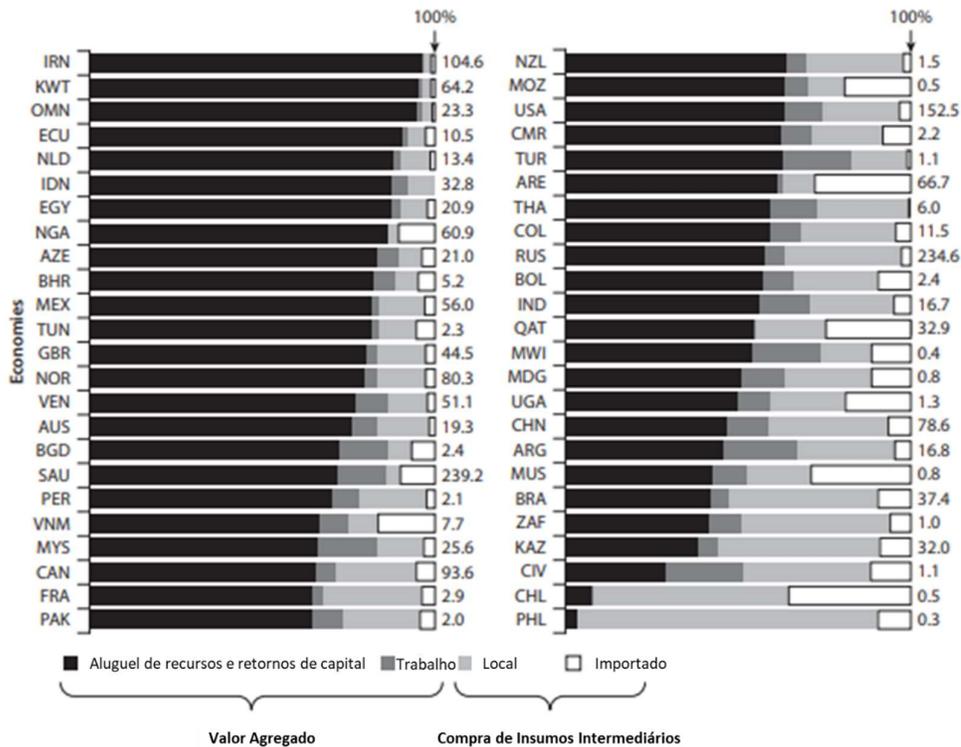
Para o Brasil, as ligações para frente na indústria de petróleo e gás estão entre as mais altas entre os demais setores da economia. O que sugere que, onde os setores adjuntos ao setor petrolífero estão bem estabelecidos, a demanda por produção oriunda do setor é alta. Isso, por sua vez, pode explicar por que os governos estão interessados em garantir que tal demanda seja atendida pelo setor doméstico.

No entanto, o que chama atenção no caso brasileiro é o alto nível de ligações diretas e indiretas para trás. Isso tende a indicar que as vendas dos fornecedores locais para o setor de petróleo são relativamente altas no país. É importante observar que isso não significa necessariamente que o valor agregado pelo fornecimento

² Para medir o conteúdo local em bens e serviços intermediários, além de setoriais, foram usadas matrizes de contabilidade social (SAMs) extraídas da oitava versão do Global Trade Analy

local é alto ou que o valor agregado do emprego criado por essas indústrias fornecedoras é alto. Na verdade, a produção total da indústria de petróleo e gás pode ser dividida em dois componentes: compra de bens e serviços intermediários e valor agregado – o segundo é dominante na maioria dos países analisados na amostra, mas não no Brasil, conforme figura abaixo.

Gráfico 2 – Discriminação do valor total da produção do setor de petróleo e gás, 2017 (\$ bilhões)



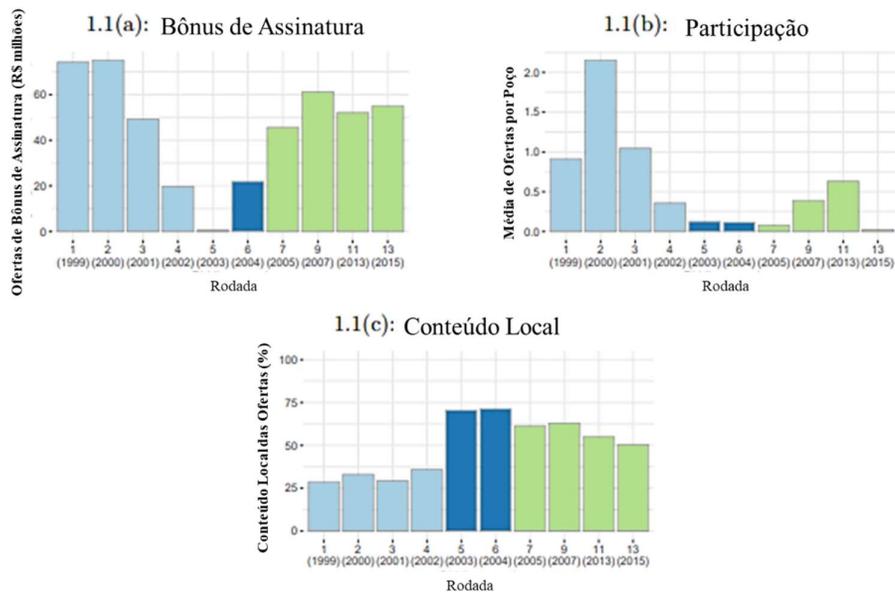
Fonte: Dados do Banco Mundial, calculados com base no GTAP8 (Tordo et al, 2013).

Podemos identificar que, no Brasil, a compra de insumos intermediários representa uma proporção maior no valor da produção total de petróleo e gás se comparada ao valor agregado – aluguel de recursos e retornos de capital; e trabalho.

Os formuladores de políticas de conteúdo local devem dar atenção ao fato de que o valor agregado pode ser relativamente alto, mesmo quando as vendas brutas são relativamente baixas (dependendo das margens de lucro relativas), e o emprego também pode ser relativamente alto quando as vendas brutas são relativamente baixas (Tordo et al, 2013).

No Brasil, apesar de a forte estrutura da política de conteúdo local (PLC) ter conduzido a um aumentando da participação doméstica na produção petrolífera, se estabelecida em patamares muito altos em comparação a capacidade local existente e de curto prazo de fornecimento, pode ser menos eficiente em relação a contratação de concorrentes externos. Há uma preocupação sobre até que ponto a base industrial que está sendo construída por meio das atuais metas obrigatórias de conteúdo local é competitiva e sustentável, quando comparada a indústrias semelhantes na China, Coreia do Sul, Cingapura e Noruega (Tordo et al, 2013).

Gráfico 3 – Bônus de assinatura médio e lances de conteúdo local para poços offshore em Leilões brasileiros de óleo e gás.



Fonte: Adaptado – Mittelstadt, 2019

Nas Rodadas com requisitos de conteúdo local maiores, houve uma mudança dramática no comportamento dos licitantes. Como pode ser visto na Figura 3 (a), a média dos bônus de assinatura de contratos offshore caiu de R\$ 57 milhões nas primeiras 4 rodadas para R\$ 10,6 milhões na 5ª e 6ª rodadas. A média do número de licitações por poço também caiu de 0,92 para 0,12 (Figura 1.1 (b)).

Por outro lado, a proporção de conteúdo local aumentou de 31% para 71% nessas rodadas (Figura 1.1 (c)).

No entanto, além da diferença nos pesos do conteúdo local como critério de seleção, também ocorreram mudanças nas características dos blocos ofertados ao longo das rodadas. Houve uma diminuição na área média dos poços e um aumento no número de poços ofertados. O efeito teórico da redução do tamanho dos poços para a competição tem, à primeira vista, sinal indefinido: enquanto a redução potencial nos custos pode levar a uma maior participação de empresas pequenas; por outro lado, pode reduzir os ganhos de escala (Mittelstadt,2019).

Além disso, outras variáveis importantes, como o preço do barril de petróleo, o cenário político e econômico brasileiro, bem como a percepção do risco país e da própria Petrobrás, influenciaram os resultados das rodadas ao longo dos anos. Os objetivos do presente trabalho, no entanto, não contemplam o aprofundamento dessas questões.

5.0 Teoria dos Leilões

Leilões são mecanismos explícitos de formação de preço pelo qual um ofertante busca obter a totalidade do preço de reserva de um demandante, em um cenário de assimetria de informação (McAfee e McMillan, 1987). Segundo Wolfstetter (1999), os leilões são mecanismos de comercialização, cuja principal característica é o estabelecimento de uma dinâmica de transação capaz de conduzir rapidamente a formação de preços de um bem de valor desconhecido.

A teoria dos leilões é uma das teorias econômicas modernas mais bem-sucedidas. Seu reconhecimento é reflexo não só da coerência teórica, como também de sua capacidade de fornecer insumo para discussões de questões políticas na prática. Tendo em vista que os leilões se destacaram como uma ferramenta eficaz para implementar políticas públicas.

Dentro da classe de mecanismos de mercado que alocam recursos escassos, uma característica particular do leilão é que o processo de formação de preços é explícito. Ou seja, as regras que determinam o preço final são geralmente bem compreendidas por todas as partes envolvidas.

Leilões são frequentemente usados na venda de mercadorias para as quais não existe mercado estabelecido. Objetos raros ou únicos são normalmente vendidos em leilões, pois o mercado desses objetos provavelmente é muito reduzido. No

entanto, também são utilizados para vender títulos do Tesouro, por exemplo, pelos quais a demanda é muito vasta. O motivo é que apenas os governos podem produzir legalmente esses títulos e, portanto, a venda em um leilão é um exercício de maximização de receita.

Podemos classificar leilões de acordo com vários critérios distintos. Por exemplo, distinguimos entre leilões abertos e leilões de oferta selada. No primeiro, todas as ofertas são publicamente observáveis, enquanto no segundo não. Também podemos diferenciar leilões de preços ascendentes de descendentes. Nos dois tipos de leilão, as ofertas são públicas, mas o leilão ascendente começa a um preço baixo e as ofertas devem aumentar, enquanto no último as ofertas começam a um preço alto que diminui continuamente até que um dos licitantes interrompa o processo adquirindo o objeto. Os leilões para objetos únicos também são distintos dos leilões para vários objetos. Por exemplo, um formato de leilão de vários objetos pode permitir lances para combinações de itens (leilões combinatórios) ou objetos podem ser vendidos sequencialmente.

Bell e Schleifer (1995) também classificam os leilões segundo dois critérios: (i) definição dos preços que os vencedores pagam e (ii) maneira pela qual as propostas são realizadas. A respeito do primeiro critério o leilão pode ser de primeiro-preço, em que o vencedor paga o valor de sua oferta, ou de segundo-preço (Vickrey, 1961), na qual o vencedor paga o valor do segundo maior lance oferecido. Em ambos os casos, o vencedor é aquele que oferecer a maior proposta.

Myerson (1981) comparou as quatro formas básicas de leilão: i) leilão inglês ou ascendente; ii) leilão holandês ou descendente, iii) leilão fechado de primeiro preço e iv) leilão fechado de segundo preço. E demonstrou que, em um ambiente simples de valor privado, nenhum dos quatro formatos de leilão acima mencionados tem vantagem sobre os demais, na verdade, produzem sempre a mesma receita.

5.1 Leilões de Petróleo

Nos leilões de petróleo, dado o preço internacional do barril, a quantidade de petróleo disponível em uma área específica é fixa, mas só é realmente conhecida após o leilão, quando o licitante vencedor começa a perfuração e posteriormente a exploração. Por definição, classificamos esse tipo de leilão como de Valor Comum: quando o valor do objeto que está sendo vendido é o mesmo para todos os jogadores, mas esse valor não é conhecido no momento da licitação.

Com a nova lei, a União passou a conceder direitos de E&P a partir de leilões de licitação gerenciados pela Agência Nacional do Petróleo – ANP. O processo, conforme visto anteriormente, é estruturado com base em um Leilão Fechado de Primeiro Preço, no qual cada participante submete simultaneamente uma proposta por escrito em envelope lacrado, em uma sessão pública. O vencedor é determinado a partir de um índice que pondera o lance oferecido (Bônus de Assinatura), o programa exploratório e o compromisso de utilização de mão de obra local.

Os leilões de valor comum são geralmente associados a um fenômeno conhecido como "Maldição do Vencedor". Capen et al. (1971) que afirma que “o vencedor tende a ser o jogador que mais superestima o valor real do objeto leilado”, responsável pelos baixos lucros auferidos por empresas petrolíferas nos setores offshore na década de 1960. Nesse caso, apontam Rodrigues e Bugarin (2003), o modelo de valor comum pode eliminar a equivalência de resultado entre os variados tipos de leilões. Isso se deve ao fato de que, em um ambiente de valor comum, um competidor tem informações sobre o valor do objeto para os demais jogadores. Em leilões de tipo fechado de primeiro preço, como os concedidos pela ANP, não há a possibilidade de estas informações serem transmitidas ao longo dos leilões.

De acordo com McAfee e McMillan (1987) os leilões de primeiro preço selado são mais suscetíveis aos problemas da maldição do vencedor, pois cada participante faz sua oferta sem saber o lance dos demais, sendo assim inviável a revisão de expectativas para a incorporação de informações a respeito das outras ofertas. Como a disponibilidade de informação é frequentemente diferente entre os participantes do leilão, os licitantes constantemente ajustam suas estimativas de volume de acordo com as ofertas dos demais participantes (Klemperer, 2004).

Em um mundo com agentes racionais, os agentes antecipam a tendência do vencedor a superestimar o valor de um objeto. O receio da maldição do vencedor faz com que os indivíduos ofereçam lances mais baixos, o que faz com que os vencedores não tenham perdas esperadas. O desconto no valor ofertado ocorre na mesma proporção da quantidade de participantes no leilão (quanto maior o número de licitantes, maior o desconto aplicado).

Um resultado teórico importante da literatura sobre leilões a respeito do valor comum é que quando as informações que as empresas têm a respeito dos blocos diferem entre si, o licitante melhor informado quase sempre ganha o leilão. Nesse caso, a variável estratégica torna-se a quantidade de licitantes bem informados que participa do leilão (Perez, 2010). Esta vantagem informacional pode explicar o domínio da Petrobrás nos leilões de E&P (Brasil et al, 2006).

Nesta mesma linha, Hendricks e Porter (1988) observam que o valor das áreas leiloadas é mais ou menos igual para todos os participantes, mas o concessionário de áreas adjacentes possui informação superior.

No que concerne a leilões de petróleo e gás, Hendricks, Porter e Wilson (1994) examinaram como as assimetrias de informação entre os jogadores em um leilão afetam seus comportamentos estratégicos. A análise foi realizada a partir da existência de um comprador com informações privadas superiores a todos os outros participantes, os quais só têm acesso a informações públicas. Os autores concluem que o comportamento de equilíbrio, sob esta estrutura de informação, leva os participantes com pouca informação a ofertarem frequentemente menos que o participante com informação privada (Brasil et al, 2006).

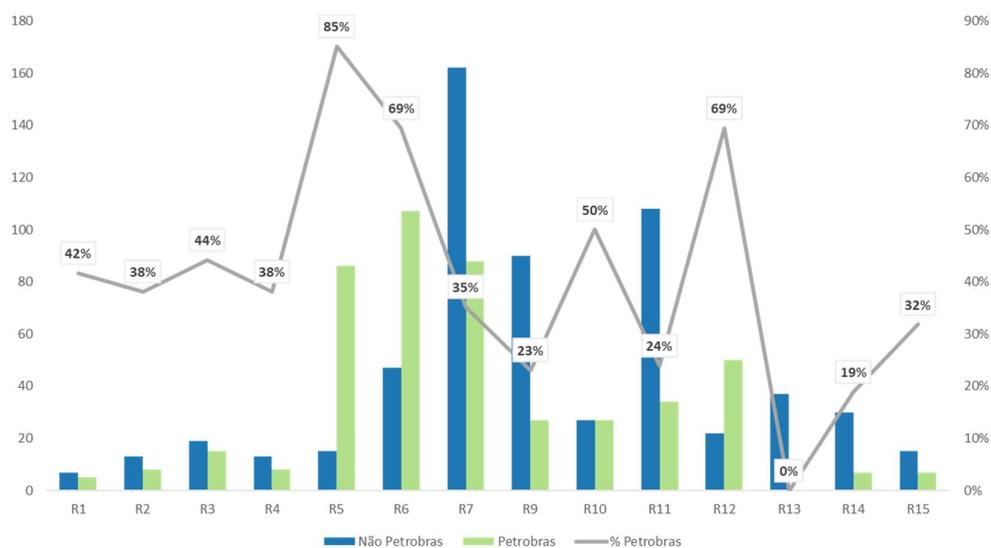
5.2. A Participação da Petrobrás

Nos leilões da ANP, o problema da assimetria de informação é bastante acentuado, considerando que a Petrobras atua de forma independente nesse mercado há quase 50 anos: as informações que disponibiliza são mais precisas do que as de qualquer outro investidor (Brasil e Postali, 2011).

Portanto, se algum jogador vencer a licitação com um preço de licitação superior ao da Petrobras, seu preço provavelmente será superior ao potencial econômico do bloco em questão (Mattos, 2008). O autor acredita que o medo da maldição do vencedor tornou-se parte importante das expectativas de outras empresas, o que não só explica o alto percentual de sucesso da Petrobras, como também o relativo recuo de grupos privados que participam de leilões quando não formam consórcio com a estatal.

A Petrobras tende a arrematar uma significativa maioria dos leilões, e os lances dos demais participantes são normalmente mais elevados quando a Petrobras está presente. Por outro lado, o coeficiente de variação dos lances dos demais jogadores tende a ser maior na ausência da Petrobras nos leilões (Brasil e Postali, 2011).

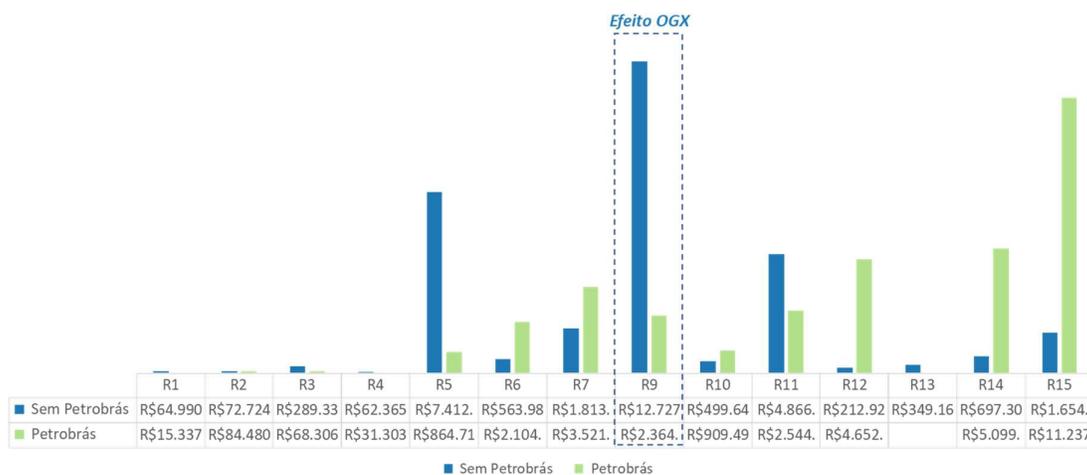
Gráfico 4 – Histórico de Blocos ofertados nas Rodadas de Licitações sob o regime de concessão



Fonte: ANP – Concepção própria.

Dos 1.074 blocos ofertados, durante as 15 Rodadas de Licitações realizadas sob o regime de concessão, 464 foram vencidos pela Petrobras (44%), sozinha ou participando de consórcios. A empresa foi frequentemente a única operadora dos blocos, e teve muito sucesso quando enfrentou concorrência, ou seja, quando outras empresas participaram com ela da licitação de um mesmo bloco.

Gráfico 5 – Bônus de Assinatura por km² das Rodadas de Licitações sob o Regime de Concessão



Fonte: ANP – Concepção própria.

Em média, o bônus de assinatura por km² nos blocos que a Petrobrás foi vencedora é 15% maior do que nos blocos que ela não venceu. A única vez que a estatal enfrentou um cenário de concorrência agressiva foi durante a 9ª Rodada, quando a OGX propôs um lance recorde de 105 milhões de reais de 2010.

O número de lances para blocos offshore mais do que duplica quando a Petrobras não é uma das licitantes e o inverso ocorre para os blocos terrestres. Na maioria das vezes ela foi a única licitante e não enfrentou concorrência. Se contabilizarmos apenas as faixas com dois ou mais licitantes, a média do lance vencedor pago pela Petrobras aumenta (Perez, 2019).

6. Conclusão e considerações finais

O cenário regulatório de petróleo e gás no Brasil, conforme vimos nos capítulos anteriores deste trabalho, passou por inúmeras alterações desde que a lei do Petróleo foi estabelecida, em 6 de agosto de 1997, flexibilizando o monopólio da Petrobrás.

A regra de pontuação não linear dos leilões, descrita detalhadamente no capítulo 4, além de dificultar a compreensão dos resultados de cada uma das rodadas, faz com que não haja caracterização de um equilíbrio na literatura (Sant'Anna, 2018).

A forte estrutura e regulamentação da política de conteúdo local conduziu a um aumento da participação do emprego e de bens e serviços locais na indústria petrolífera brasileira e estimulou o surgimento de um abastecimento local, atrelado ao investimento interno, de fornecedores internacionais e de prestadores de serviços.

Pela não trivialidade da medida da eficiência dessas políticas, há preocupações sobre até que ponto a base que está sendo construída por meio das atuais metas obrigatórias de conteúdo local é competitiva e sustentável, quando comparada a indústrias semelhantes na China, Coreia do Sul, Cingapura e Noruega (Tordo et al, 2013).

Outro ponto importante do caso brasileiro é a avaliação do desempenho da Petrobrás com base nos resultados já disponíveis até agora, tendo em vista a participação obrigatória da estatal no novo marco regulatório – Regime de Partilha. Embora a regra tenha sido criada para aumentar o controle do governo sobre o setor, pode ser prejudicial para a estatal (Araujo et al, 2016).

Os lances e resultados dos leilões de petróleo e gás brasileiros já realizados constituem uma base de dados que, por enquanto, tem sido muito pouco explorada pela literatura econômica. É importante entender e analisar os resultados que já temos disponíveis até aqui para melhor formular e avaliar as futuras políticas a serem implementadas no arcabouço brasileiro, que está em constante transformação.

7. Referências Bibliográficas

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis: 2019. Rio de Janeiro, 2019. Disponível em <http://www.anp.gov.br/arquivos/central-conteudos/anuario-estatistico/2019/2019-anuario-versao-impressao.pdf>. Acesso em: 10 mar. 2020

ARAÚJO, A.; COSTELLINI, C.; DAMÉ, O.; MONTEIRO, P. K. Shortcomings of the Brazilian Pre-Salt Auction Design. *Revista Brasileira de Economia*, Rio de Janeiro, v. 70, n. 4, p. 379-398, out-dez 2016.

ARRIVABENE, V. R. Contrato de concessão versus regime de partilha: uma análise da viabilidade econômica de projetos offshore com ênfase nas participações governamentais. Projeto Final de Graduação, Escola Politécnica – Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2017.

BELL, DAVID E.; JR SCHLEIFER, ARTHUR. *Decision Making Under Uncertainty* Paperback – March 1, 1995.

BRASIL, E. U. R., POSTALI, F. A. S., E MADEIRA, G. A. (2008). Assimetrias entre competidores nos leilões de petróleo no Brasil. ANPEC, Anais do XXXVI Encontro Nacional de Economia.

BRASIL, ERIC U.R. E POSTALI, FERNANDO A. S., Assimetrias entre os competidores nos leilões da ANP, *Economia Aplicada*, v. 17, n. 3, 2013, pp. 215-241. Agosto de 2011.

BRASIL. Lei Nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010. Dispõe sobre a exploração e produção de petróleo e gás natural sob o regime de partilha [...]. [2010]. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2007-2010/2010/Lei/L12351.htm. Acesso em: 1 abr. 2020.

BRASIL. Lei Nº 9.478, de 6 de agosto de 1997. Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências. [1997]. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/LEIS/L9478.htm Acesso em: 1 abr. 2020.

CAPEN, E. C., R. V. CLAPP, E W. M. CAMPBELL, "Competitive Bidding in High-Risk Situations," *Journal of Petroleum Technology*, Junho 1971, 23, 641–653.

EY; INSTITUTO BRASILEIRO DE PETRÓLEO, GÁS E BIOCOMBUSTÍVEIS (IBP). Relevância do Petróleo para o Brasil. Rio de Janeiro, 2019. Disponível em: https://rdstation-static.s3.amazonaws.com/cms%2Ffiles%2F49401%2F1566244541Publicacao_IBP_EY-final.pdf. Acesso em: 10 mar. 2020.

HENDRICKS, K.; PORTER, R.. An Empirical Study of an Auction with Asymmetric Information. *American Economic Review* 78, 1988. 865-883.

KLEMPERER, P. (2004). "Auctions: Theory and Practice," *Economics Papers*, Economics Group WPS, Nuffield College, University of Oxford.

MATTOS, César. Licitações da ANP, PETROBRAS ea “Maldição do Vencedor”. *MARCOS REGULATÓRIOS NO BRASIL*, p. 65, 2008.

MCAFEE, R. P.; MCMILLAN, J. Auctions and Bidding. *Journal of Economic Literature* Vol. XXV, p. 699-738, 1987.

MEDINA, F.; FERREIRA FILHO, V. J. M. Um exemplo de aplicação de teoria dos jogos em leilões de blocos exploratórios. In: *CONGRESSO BRASILEIRO DE P&D EM PETRÓLEO & GÁS, 2., 2003. Anais [...]*. Rio de Janeiro, 2003. Disponível em: <http://www.portalabpg.org.br/PDPetro/2/8044.pdf>. Acesso em: 23 mar. 2020.

MMITTELSTADT, DAVI, Local content in Brazilian oil and gas auctions, Agosto/10,

PEREZ, A. H. (2010). Oil and gas bidding with a dominant incumbent: evidence from the brazilian oil block auctions. In 32º Meeting of the Brazilian Econometric Society.

QUINTAS, H. Concessão vs. Partilha – Breves considerações sobre a competitividade de cada modelo. In: *CICLO DE DEBATES SOBRE PETRÓLEO E ECONOMIA. Anais [...]*. Rio de Janeiro, 2016. Disponível em: https://www.ibp.org.br/personalizado/uploads/2016/11/4-HUMBERTO-QUINTAS_BP_Ciclo-de-Debates_Partilha-e-Concess%C3%A3o_04_11_2016_.pdf. Acesso em: 11 mar. 2020.

ROCKWOOD, 1983, The impact of joint ventures on the market of OCS oil and gas leases, *The Journal of Industrial Organization*, V. 31, N. 4, p. 453-468.

RODRIGUES, Leopoldo Araújo e BUGARIN, Maurício Soares. Uma Análise dos Leilões Híbridos do Tesouro Nacional. *Ajuste Fiscal e Dívida Pública – 8º Prêmio Tesouro Nacional*, 2003.

SALGADO, L. H.; BRAGANÇA, G. G. F. de. Desenho de Leilões para os Acordos de Partilha na Área do Pré-sal: Questões em aberto. IPEA. RADAR nº 22, nov. 2012. Disponível em: <http://www.ipea.gov.br/radar/temas/regulacao/460-radar-n-22-desenho-de-leiloes-para-os-acordos-de-partilha-na-area-do-pre-sal-questoes-em-aberto>. Acesso em: 25 mar. 2020.

SANÁBIO, M. F. Modelos de exploração de petróleo. Monografia de Final de Curso. Graduação, Departamento de Economia, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2009.

SANT'ANNA, M. C. B. (2018). Empirical analysis of scoring auctions for oil and gas leases. Technical report, Escola de Pós-Graduação em Economia da FGV.

TEIXEIRA, M. M. A. Análise dos leilões de petróleo e gás natural: o modelo de concessão e partilha de produção. (SYN)THESIS Cadernos do Centro de Ciências Sociais da Universidade do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, v. 8, n. 1, p. 21-38, 2015.

THALER, Richard H., *The Winner's Curse: Paradoxes and Anomalies of Economic Life*. New York: Free Press, 1992.

TORDO, S., WARNER, M., MANZANO, O., and ANOUTI, Y. (2013). Local content policies in the oil and gas sector. The World Bank.

VICHERY, WILLIAM. Counterspeculation, Auctions, and Competitive Sealed Tenders · *Journal of Finance*, 1961, vol. 16, issue 1, 8-37. Date: 1961

WOLFSTETTER, E. *Topics in Microeconomics: Industrial Organization, Auctions, and Incentives*. Cambridge University Press, 1999.