



ALTERNATIVAS PARA O SETOR PETROLÍFERO E PARA A PETROBRAS

Paulo César Ribeiro Lima
Consultor Legislativo da Área XII
Recursos Minerais, Hídricos e Energéticos

Pedro Garrido da Costa Lima
Consultor Legislativo da Área IX
Política e Planejamento Econômicos, Desenvolvimento Econômico e Economia
Internacional

ESTUDO TÉCNICO

NOVEMBRO/2016



© 2016 Câmara dos Deputados.

Todos os direitos reservados. Este trabalho poderá ser reproduzido ou transmitido na íntegra, desde que citados(as) o(a) autor(a) e a Consultoria Legislativa da Câmara dos Deputados. São vedadas a venda, a reprodução parcial e a tradução, sem autorização prévia por escrito da Câmara dos Deputados.

Este trabalho é de inteira responsabilidade de seu(sua) autor(a), não representando necessariamente a opinião da Câmara dos Deputados.

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	4
2. ATUAL ARRANJO INSTITUCIONAL E REGIMES FISCAIS	9
3. INFORMAÇÕES SOBRE O PRÉ-SAL.....	20
4. MODELO NORUEGUÊS	38
5. RESERVAS INTERNACIONAIS	444
6. NÍVEL ÓTIMO E UTILIZAÇÃO DAS RESERVAS INTERNACIONAIS	511
6.1 Participação direta da União em investimentos.....	566
6.2 Capitalização da Petrobras	688
7. CONCLUSÕES	69
BIBLIOGRAFIA	76

Alternativas para o setor petrolífero e para a Petrobras

1. INTRODUÇÃO

O setor petrolífero nacional vive um momento de dificuldades, mas está diante de uma grande oportunidade em razão da descoberta da província petrolífera do Pré-Sal. A Figura 1.1 mostra a área do polígono do Pré-Sal, que está localizado na plataforma continental brasileira do litoral do Estado do Espírito Santo até Santa Catarina, em área de aproximadamente 149 mil km². Os limites dessa área foram definidos a partir de avaliações e interpretações geológicas.

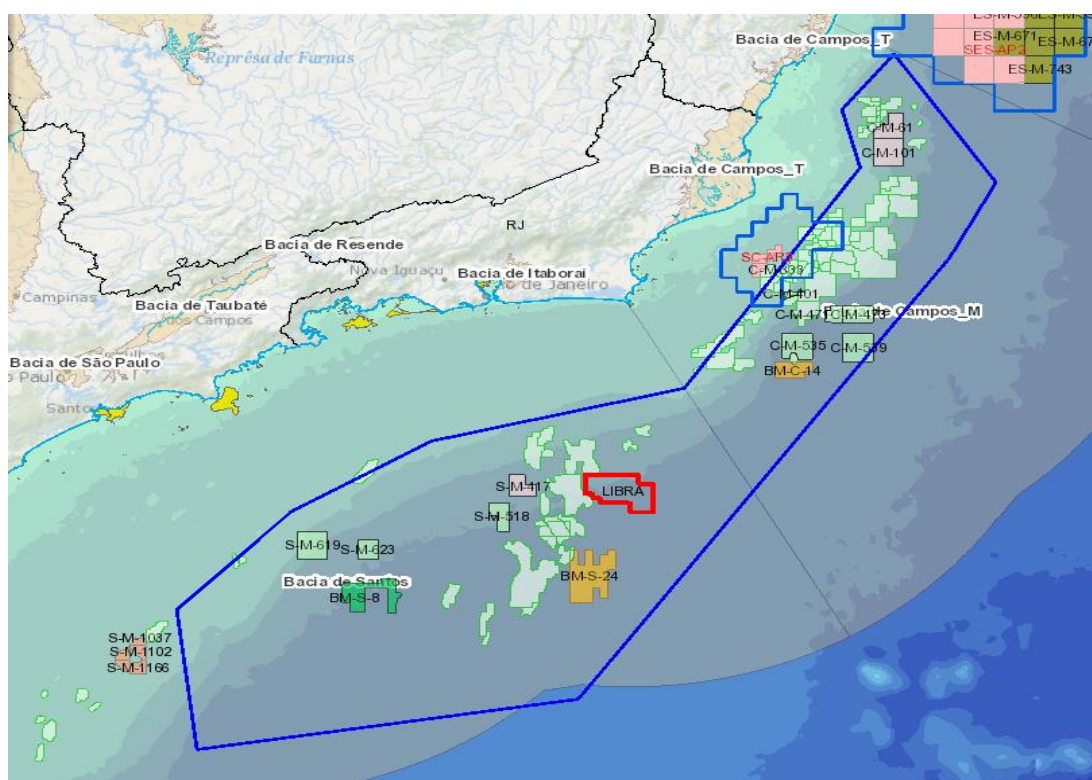


Figura 1.1 – Polígono do Pré-Sal.

Fonte: Banco de Dados de Exploração e Produção da ANP. Elaboração própria.

Ao longo dos últimos anos, a Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras foi a principal aposta para viabilizar altíssimos investimentos tanto no Pré-Sal quanto em outras áreas do setor petrolífero. No entanto, a queda nos preços do petróleo e o alto endividamento da empresa geraram grandes alterações de cenário. Nos últimos Planos de Negócios e Gestão – PNG da Petrobras, houve grande redução nas previsões de investimento, além do estabelecimento de uma ambiciosa meta de desinvestimentos.

O PNG 2015-2019, primeiro plano sob a Presidência do Sr. Aldemir Bendine, apresentou uma previsão de investimentos de US\$ 130,3 bilhões, o que representou um corte de investimento de US\$ 90,3 bilhões em relação ao PNG 2014-2018, que previa investimentos de US\$ 220,6 bilhões.

Em relação aos projetos da carteira que estava em implantação e em processo de licitação, cujo valor era de US\$ 206,8 bilhões, o corte foi de 37%, ou de US\$ 76,5 bilhões em relação ao PNG 2014-2018.

Durante a divulgação do PNG 2015-2019, o Presidente da Petrobras foi enfático ao afirmar que o cenário de preços do petróleo e do câmbio mudou desde o plano anterior e que a companhia começou a fazer seu “dever de casa”.

Para reduzir a alavancagem líquida¹, a estatal anunciou a suspensão de uma série de investimentos, entre eles as refinarias Premium I e II, que seriam construídas nos Estados do Maranhão e Ceará, respectivamente, e o Complexo Petroquímico do Estado do Rio de Janeiro – Comperj. Houve, ainda, corte de oito plataformas e duas fábricas de fertilizantes, entre outros projetos menores.

Destaque-se que 65% do corte de US\$ 76,5 bilhões foi na área de Exploração e Produção – E&P no Brasil, o que traz impactos diretos sobre a sua curva de produção no País. O corte previsto nas metas de produção foi de 33%, com uma redução na estimativa de produção, em 2020, de 4,2 milhões de barris de petróleo por dia – bpd para 2,8 milhões de bpd.

De acordo com o PNG 2015-2019, a Petrobras deveria investir US\$ 130,3 bilhões, sendo US\$ 108,6 bilhões destinados à área de E&P. A área de

¹ Razão entre a dívida líquida e a soma do patrimônio líquido com a dívida líquida.

Abastecimento – Abast deveria ter investimento de US\$ 12,8 bilhões, e a área de Gás e Energia, investimentos de US\$ 6,3 bilhões. Na área de Abastecimento, Gás e Energia, e demais áreas, o foco da Petrobras foi apenas manter as operações. O PNG 2015-2019 previa investimentos de US\$ 2,6 bilhões nas demais áreas, o que corresponde a 2% do total.

O plano de desinvestimento, originalmente estimado em US\$ 13,7 bilhões, passou para US\$ 15,1 bilhões nos anos de 2015 e 2016. Em 2017 e 2018, haveria uma geração de caixa de US\$ 42,6 bilhões obtida da seguinte forma: reestruturações de negócios, desmobilizações de ativos e desinvestimentos adicionais.

Em outubro de 2015 e janeiro de 2016, a Petrobras informou ajustes no PNG 2015-2019. Segundo a empresa, os ajustes de janeiro 2016 visam a preservar os objetivos fundamentais de desalavancagem e geração de valor para os acionistas, estabelecidos no PNG 2015-2019, à luz dos novos patamares de preço do petróleo e taxa de câmbio.

Dessa forma, foi revisado o valor dos investimentos para 2015 e 2016, mantendo-se a prioridade dos projetos de E&P de petróleo no Brasil, com ênfase no Pré-Sal. A Tabela 1.1 mostra a redução dos investimentos da Petrobras.

Tabela 1.1 – Redução dos investimentos da Petrobras (US\$ bilhões).

	PNG 2015-2019	Ajuste - Out/15	Projeção atual
2015	28	25	23
2016	27	19	20

Fonte: PNG 2015-2019 da Petrobras.

Os desinvestimentos para o biênio 2015-2016 foram mantidos em US\$ 15,1 bilhões, tendo atingido o montante de US\$ 0,7 bilhão em 2015.

Essa revisão dos anos de 2015 e 2016 levou a uma reavaliação da carteira de projetos da empresa para os cinco anos do PNG 2015-2019 e um

consequente ajuste na carteira global de investimentos, conforme mostrado na Tabela 1.2.

Esse novo valor de investimento do PNG 2015-2019, de US\$ 98,4 bilhões, representa uma redução de US\$ 32 bilhões em relação ao valor inicialmente previsto de US\$ 130,3 bilhões. Segundo a Petrobras, essa redução decorreu da otimização da carteira de projeto de US\$ 21,2 bilhões e do efeito cambial de US\$ 10,7 bilhões.

Esses ajustes na carteira de investimentos resultaram em uma redução da projeção de produção de petróleo no Brasil de 2,185 para 2,145 milhões de bpd, em 2016, e de 2,8 para 2,7 milhões de bpd, em 2020.

Isso representa um grande impacto na estimativa da produção nacional de petróleo e na arrecadação de royalties e participação especial para a União, Estados e Municípios. Também é grande o impacto nas receitas para as áreas de educação e saúde.

Tabela 1.2 – Investimentos da Petrobras no período 2015-2019 (US\$ bilhões).

	Investimentos	%
Exploração e Produção*	80,0	81
Abastecimento**	10,9	11
Gás e Energia	5,4	6
Demais Áreas ***	2,1	2
Total	98,4	100

* Inclui o investimento no exterior (US\$ 4,9 bilhões)
 ** Inclui a BR Distribuidora
 *** Engenharia, Tecnologia e Materiais; Financeira; Corporativa e de Serviços; Governança, Risco e Conformidade; e Presidência

¹ Custos e despesas totais, excluindo-se a aquisição de matérias-primas.

Fonte: PNG 2015-2019 da Petrobras.

Segundo a Agência Internacional de Energia (IEA, 2016), a produção de petróleo do Brasil deverá aumentar de 2,5 milhões de bpd para 3,4 milhões de bpd em 2021. Essa estimativa para o ano de 2021 está muito abaixo da previsão de produção de petróleo nacional que, conforme aponta o Plano Decenal de Expansão

de Energia – PDE 2024, elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE, é de 4,2 milhões de barris por dia, conforme mostrado na Tabela 1.3 (EPE, 2016).

Tabela 1.3 – Previsão de produção de petróleo nacional.

RECURSO: PETRÓLEO	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
	milhões de barris diários									
LEVE	0,344	0,383	0,402	0,371	0,389	0,410	0,451	0,504	0,527	0,514
MEDIANO	1,047	1,239	1,341	2,008	2,210	2,690	2,932	3,112	3,395	3,635
PESADO	1,113	1,101	0,993	0,915	0,842	0,861	0,822	0,772	0,754	0,688
TOTAL	2,504	2,723	2,736	3,293	3,441	3,961	4,205	4,388	4,676	4,837
Fonte: EPE										

Vale enfatizar que essa previsão de 4,2 milhões de bpd é bem menor que a prevista no PDE 2023, que era de 4,6 milhões de bpd. Observa-se, então, que as condições financeiras da Petrobras estão gerando uma grande frustração nas estimativas de produção de petróleo nacional e nas perspectivas de investimento no setor.

Nesse contexto, este trabalho analisa alternativas que possam fazer com que o setor petrolífero nacional possa ser adequadamente desenvolvido, em especial que as promissoras áreas do Pré-Sal possam apresentar melhores perspectivas de produção.

São mostradas, a seguir, algumas alternativas para a Petrobras:

- fazer parceria com a União para viabilizar investimentos no Pré-Sal;
- passar por um processo de capitalização;
- buscar parceiros nacionais ou internacionais para dividir os investimentos;
- vender ativos, mas sem perder o controle acionário; e
- vender ativos com perda do controle acionário.

Este trabalho analisa, especialmente, a possibilidade de a União vir a utilizar reservas cambiais para participar em investimentos no Pré-Sal em parceria com a Petrobras e com outras empresas na forma de consórcio ou para capitalizar a

Petrobras por meio de subscrição de ações pela própria União e por outros entes federais, como, por exemplo, o BNDES Participações S.A. – BNDESPAR.

2. ATUAL ARRANJO INSTITUCIONAL E REGIMES FISCAIS

Com a promulgação da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, foi criada a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP, cuja finalidade, nos termos do art. 8º dessa Lei, é promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo.

Criada como autarquia especial e vinculada ao Ministério de Minas e Energia – MME, a ANP possui a responsabilidade de regulamentar e regular a atuação de todos os agentes atuantes no mercado brasileiro, atendendo aos objetivos da reforma constitucional de 1995, que levou à retirada do papel da Petrobras de executora do monopólio da União.

Formalmente, a ANP possui autonomia financeira e decisória, sendo dirigida por um Diretor-Geral e mais quatro Diretores, com mandatos de quatro anos, sendo autorizada uma recondução.

A Lei nº 9.478/1997 também instituiu o Conselho Nacional de Política Energética – CNPE, ao qual foram atribuídas as funções de promover o aproveitamento racional dos recursos energéticos, assegurar seu fornecimento a todo o território nacional e rever as matrizes energéticas das regiões, bem como estabelecer diretrizes para programas específicos e para importação e exportação de petróleo e gás.

Ao MME cabe a elaboração das diretrizes de política energética. As importantes diretrizes são submetidas ao CNPE. Importa ressaltar que a regulação das atividades de distribuição de gás canalizado cabe às agências reguladoras estaduais.

Uma das principais atribuições da ANP é a realização das rodadas de licitação de blocos exploratórios, buscando a entrada de novas empresas no segmento de exploração e produção. Essas rodadas têm confirmado a liderança da Petrobras, que arrematou a maior parte da oferta de blocos, ancorada na liderança mundial na

produção de petróleo em águas ultraprofundas e no conhecimento geológico das bacias sedimentares brasileiras.

Os critérios para julgamento das ofertas na licitação sob o regime de concessão, introduzido pela Lei nº 9.478/1997, dão peso, na maioria dos casos, de 20% para o conteúdo local, de 40% para o programa exploratório mínimo e de 40% para o bônus de assinatura.

O conteúdo local é o compromisso de o concessionário adquirir bens e serviços da indústria nacional; o programa exploratório mínimo compreende investimentos em levantamentos sísmicos, perfuração de poços exploratórios etc.; e o bônus de assinatura é o valor pago para celebração do contrato.

A concessão implica, para o concessionário, a obrigação de explorar, por sua conta e risco e, em caso de êxito, produzir petróleo ou gás natural em determinado bloco, conferindo-lhe a propriedade desses bens, após extraídos, com os encargos relativos ao pagamento dos tributos incidentes e das participações legais ou contratuais correspondentes.

O regime de concessão prevê, além do bônus de assinatura, o pagamento de duas compensações financeiras: royalties e participação especial. Os royalties correspondem com percentual de 5% a 10% do valor da produção e são distribuídos aos Estados, aos Municípios, ao Comando da Marinha, ao Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação e a um Fundo Especial. Esse Fundo distribui recursos para todos os Estados e Municípios brasileiros segundo critérios, respectivamente, do Fundo de Participação dos Estados – FPE e do Fundo de Participação dos Municípios – FPM.

Nos casos de grande volume de produção ou de grande rentabilidade, os concessionários são obrigados a pagar a participação especial. Para apurar essa participação, são aplicadas alíquotas progressivas sobre a receita líquida da produção trimestral de cada campo, conforme disposto no Decreto nº 2.705, de 3 de agosto de 1998. No quarto trimestre de 2015, a maior alíquota efetiva foi de 32,38%, aplicável ao campo de Lula, localizado na província do Pré-Sal².

² <http://www.anp.gov.br/?pg=9949>.

A participação especial é aplicada sobre a receita bruta da produção, deduzidos os royalties, os investimentos na exploração, os custos operacionais e a depreciação. Seus recursos são destinados a órgão da administração direta da União, aos Estados produtores ou confrontantes com a plataforma continental onde ocorrer a produção e aos Municípios produtores ou confrontantes.

A Lei nº 9.478/1997, em vigor, estabelece regras que promovem uma grande concentração em poucos Estados da arrecadação de royalties e participação especial relativos às áreas concedidas. A Tabela 2.1 mostra o modelo de distribuição de royalties e participação especial no atual regime de concessão de blocos na plataforma continental, à exceção do horizonte geológico do Pré-Sal e das áreas de que trata a Lei nº 12.858, de 9 de setembro de 2013.

Tabela 2.1 – Distribuição de royalties e participação especial no regime de concessão em vigor no Brasil.

	Royalties		Participação Especial
	> 5% (até 10%)	= 5%	% Receita Líquida
Estados	Confrontante: 22,5%	Confrontantes: 30%	Produtores ou confrontantes: 40%
Municípios	Confrontantes: 22,5% Afetados: 7,5%	Confrontantes e áreas geoeconômicas: 30% Instalações de embarque ou desembarque: 10%	Produtores ou confrontantes: 10%
União	MCT: 25% Marinha: 15%	Marinha: 20%	Ministério de Minas e Energia: 40% Ministério de Meio Ambiente: 10%
Fundo	Especial: 7,5% (FPE: 20%) (FPM: 80%)	Especial: 10% (FPE: 20%) (FPM: 80%)	-----

A parcela da União referente à produção no horizonte geológico do Pré-Sal em área cuja declaração de comercialidade ocorreu antes de 3 de dezembro de 2012 está sendo destinada ao Fundo Social, sendo que metade dessa parcela é

destinada diretamente para as áreas de educação e saúde, nos termos da Lei nº 12.858/2013.

Para área na plataforma continental cuja declaração de comercialidade ocorreu após 3 de dezembro de 2013, a parcela da União é destinada integralmente para as áreas de educação e saúde.

A parcela de Estados e Municípios referente à produção na plataforma continental em área cujo contrato foi celebrado a partir de 3 de dezembro de 2012 será destinada integralmente para as áreas de educação e saúde.

O percentual de 30% da parcela dos royalties de 5% do valor da produção atribuído aos Municípios confrontantes e respectivas áreas geoeconômicas é partilhado nos termos da Lei nº 7.525, de 22 de julho de 1986, da seguinte forma:

- 60% ao Município confrontante, juntamente com os demais municípios que integram a zona de produção principal, rateados, entre todos, na razão direta da população de cada um, assegurando-se um terço da cota ao Município que concentrar as instalações industriais para processamento, tratamento, armazenamento e escoamento de petróleo e gás natural;
- 10% aos Municípios integrantes de produção secundária, rateado, entre eles, na razão direta da população dos distritos cortados por dutos;
- 30% aos Municípios limítrofes à zona de produção principal, rateado, entre eles, na razão direta da população de cada um, excluídos os Municípios integrantes da zona de produção secundária.
- Os Municípios que integram a área geoeconômica serão divididos em três zonas, distinguindo-se uma zona de produção principal, uma zona de produção secundária e uma zona limítrofe à zona de produção principal.

A distribuição do Fundo Especial far-se-á de acordo com os critérios estabelecidos para o rateio dos recursos dos Fundos de Participação dos Estados, dos Territórios e dos Municípios, obedecida a seguinte proporção:

- 20% para os Estados e Territórios;
- 80% para os Municípios.

Conforme pode ser observado na Tabela 2.1, cabe aos Estados e Municípios confrontantes uma grande parcela tanto dos royalties quanto da participação especial. No caso da participação especial, essa parcela chega a 50%. Ao Fundo Especial, que destina parcela apenas dos royalties a todos os Estados e Municípios, segundo critérios do FPE e FPM, cabe uma parcela de apenas 7,5% e 10%, respectivamente.

Em razão do grande sucesso exploratório do Pré-Sal, no dia 31 de agosto de 2009, o Poder Executivo Federal lançou e encaminhou para o Congresso Nacional sua proposta de novo marco legal para o setor petrolífero nacional.

Essa proposta, composta de quatro projetos de lei, deu origem a três novas leis:

- Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, que introduziu o regime de partilha de produção e criou o Fundo Social;
- Lei nº 12.304, de 2 de agosto de 2010, que autorizou a criação da Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA);
- Lei nº 12.276, de 30 de junho de 2010, que autorizou a cessão onerosa de direitos de exploração da União e a capitalização da Petrobras.

Para os fins da Lei nº 12.351/2010, partilha de produção é o regime de exploração e produção de petróleo e gás natural no qual o contratado exerce, por sua conta e risco, as atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento e produção e, em caso de descoberta comercial, adquire o direito à apropriação do custo em óleo, do volume da produção correspondente aos royalties devidos, bem como de parcela do excedente em óleo, na proporção, condições e prazos estabelecidos em contrato.

O custo em óleo é a parcela da produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, exigível unicamente em caso de descoberta comercial, correspondente aos custos e aos investimentos realizados pelo contratado na execução das atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento, produção e desativação das instalações, sujeita a limites, prazos e condições estabelecidos em contrato.

Nos termos da Lei nº 12.351/2010, excedente em óleo é a parcela da produção a ser repartida entre a União e o contratado, segundo critérios definidos em contrato, resultante da diferença entre o volume total da produção e as parcelas relativas ao custo em óleo, aos royalties devidos e, quando exigível, à participação do superficiário³.

A área do Pré-Sal foi estabelecida como sendo a região do subsolo formada por um prisma vertical de profundidade indeterminada, com superfície poligonal definida pelas coordenadas geográficas de seus vértices estabelecidas em Anexo à Lei nº 12.351/2010, bem como outras regiões que venham a ser delimitadas em ato do Poder Executivo, de acordo com a evolução do conhecimento geológico.

Áreas estratégicas são regiões de interesse para o desenvolvimento nacional, delimitadas em ato do Poder Executivo, caracterizadas pelo baixo risco exploratório e elevado potencial de produção.

De acordo com a Lei nº 12.351/2010, a Petrobras será, como único operador, responsável pela condução e execução, direta ou indireta, de todas as atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento, produção e desativação das instalações de exploração e produção.

A Petrobras ou, quando for o caso, o consórcio por ela constituído com o vencedor da licitação será denominado contratado. O bônus de assinatura é um valor fixo devido à União pelo contratado, a ser pago no ato da celebração e nos termos do respectivo contrato de partilha de produção.

A União, por intermédio do Ministério de Minas e Energia – MME, celebrará os contratos de partilha de produção diretamente com a Petrobras, dispensada a licitação, ou mediante licitação na modalidade leilão. A gestão dos contratos de partilha de produção caberá à empresa pública PPSA, cuja criação foi autorizada pela Lei nº 12.304/2010.

Além de operadora de todos os blocos contratados sob o regime de partilha de produção, é assegurada à Petrobras participação mínima de 30% no consórcio por ela constituído com o vencedor da licitação.

³ O proprietário do solo (terreno, fazenda, sítio etc.), também chamado de superficiário, não é dono dos recursos minerais, inclusive os do subsolo.

Caberá ao MME propor ao CNPE, ouvida a ANP: a definição dos blocos que serão objeto de concessão ou de partilha de produção; os critérios para definição do excedente em óleo da União; o percentual mínimo do excedente em óleo da União; a participação mínima da Petrobras no consórcio; os limites, prazos, critérios e condições para o cálculo e a apropriação pelo contratado do custo em óleo e do volume da produção correspondente aos royalties devidos; o conteúdo local mínimo e outros critérios relacionados ao desenvolvimento da indústria nacional; o valor do bônus de assinatura, bem como a parcela a ser destinada à PPSA; o estabelecimento das diretrizes a serem observadas pela ANP para promoção da licitação, bem como para a elaboração das minutas dos editais e dos contratos de partilha de produção; e a aprovação das minutas dos editais de licitação e dos contratos de partilha de produção elaboradas pela ANP.

A PPSA integrará o consórcio como representante dos interesses da União no contrato de partilha de produção. A administração do consórcio caberá a um comitê operacional, que será composto por representantes da PPSA e dos demais consorciados. Essa empresa pública indicará a metade dos integrantes do comitê operacional, inclusive o seu presidente, que terá poder de veto e voto de qualidade.

Caberá a esse comitê operacional definir os termos do acordo de individualização da produção a ser firmado com o titular da área adjacente e definir os programas anuais de trabalho e de produção a serem submetidos à análise e aprovação da ANP. A Petrobras, na condição de operadora do contrato de partilha de produção, deverá encaminhar ao comitê operacional todos os dados e documentos relativos às atividades realizadas. A PPSA, representando a União, poderá contratar diretamente a Petrobras, dispensada a licitação, como agente comercializador do petróleo e do gás natural destinados à União em decorrência dos contratos de partilha de produção.

A Lei nº 12.351/2010, além de introduzir o regime de partilha de produção, dispõe sobre a criação do Fundo Social, cuja finalidade é constituir fonte de recursos para o desenvolvimento social e regional, na forma de programas e projetos nas áreas de combate à pobreza e de desenvolvimento da educação, da cultura, do

esporte, da saúde pública, da ciência e tecnologia, do meio ambiente e de mitigação e adaptação às mudanças climáticas.

O Fundo Social tem por objetivos constituir poupança pública de longo prazo com base nas receitas auferidas pela União, oferecer fonte de recursos para o desenvolvimento social e regional e mitigar as flutuações de renda e de preços na economia nacional, decorrentes das variações na renda gerada pelas atividades de produção e exploração de petróleo e de outros recursos não renováveis.

O regime de partilha no Brasil, estabelecido pela Lei nº 12.351/2010, inova em vários sentidos em relação aos regimes de partilha de produção existentes no mundo. Em geral, a lei estabelece uma política pública para percentual mínimo do excedente em óleo que cabe ao Estado, o que não está previsto nessa Lei. Também não se prevê um limite para recuperação do custo em óleo por parte do contratado e não há limite para o custo em óleo a ser recuperado pelo contratado.

Outra inovação do regime brasileiro de partilha de produção foi estabelecer a Petrobras como operadora única do Pré-Sal e de áreas estratégicas, além de essa empresa ter uma participação mínima de 30% no consórcio a ser formado para a exploração dos campos.

Ressalte-se, também, que o texto original da Lei nº 12.351/2010 não estabeleceu a alíquota de royalties relativa ao regime de partilha de produção, nem seus critérios de distribuição. Isso foi feito posteriormente pela promulgação da Lei nº 12.734, de 30 de novembro de 2012.

A Lei nº 12.734/2012 estabeleceu alíquota de royalties de 15% do valor da produção e os critérios de distribuição do regime de partilha de produção. Quando a produção ocorrer na plataforma continental, no mar territorial ou na zona econômica exclusiva, os royalties terão a seguinte distribuição:

- 22% para os Estados confrontantes;
- 5% para os Municípios confrontantes;
- 2% para os Municípios afetados por operações de embarque e desembarque de petróleo, gás natural e outro hidrocarboneto fluido, na forma e critérios estabelecidos pela ANP;

- 24,5% para constituição de Fundo Especial, a ser distribuído entre Estados e o Distrito Federal, cujo rateio obedecerá às mesmas regras do rateio do Fundo de Participação dos Estados e do Distrito Federal – FPE, de que trata o art. 159 da Constituição;
- 24,5% para constituição de Fundo Especial, a ser distribuído entre os Municípios, cujo rateio obedecerá às mesmas regras do rateio do Fundo de Participação dos Municípios – FPM, de que trata o art. 159 da Constituição; e
- 22% para a União, a ser destinado ao Fundo Social, deduzidas as parcelas destinadas aos órgãos específicos da Administração Direta da União, nos termos do regulamento do Poder Executivo.

Observa-se, então, que no regime de partilha de produção a alíquota de royalties de 15% é 50% maior que a alíquota mais alta do regime de concessão, que é de 10%. Além disso, 49% dos royalties são destinados a todos os Estados e Municípios do País.

Também é importante destacar que a Lei nº 12.734/2012, que também alterou os critérios de distribuição do regime de concessão, teve seus critérios de distribuição impugnados por liminar da Ministra Cármen Lúcia, do Supremo Tribunal Federal⁴. Dessa forma, não existe lei em vigor que estabeleça como os royalties arrecadados sob o regime de partilha de produção serão distribuídos.

Com relação ao regime de cessão onerosa, a Lei nº 12.276/2010 autorizou a União a permitir à Petrobras o exercício das atividades de pesquisa e lavra de petróleo e gás natural em áreas não concedidas localizadas no Pré-Sal. A cessão foi limitada ao volume máximo de 5 bilhões de barris equivalentes de petróleo. A Petrobras tem a titularidade dos volumes de petróleo e gás natural cedidos pela União.

Em decorrência dessa Lei, foi celebrado entre a União e a Petrobras, em 3 de setembro de 2010, um contrato de cessão onerosa. Os volumes de barris equivalentes de petróleo, bem como os seus respectivos valores econômicos, foram determinados a partir de laudos técnicos elaborados por entidades certificadoras.

⁴ www.stf.jus.br/arquivo/cms/.../adi4917liminar.pdf

Coube à ANP obter o laudo técnico de avaliação das áreas, que subsidiou a União nas negociações com a Petrobras.

No regime de cessão onerosa, serão devidos royalties sobre o produto da lavra de que trata a Lei nº 12.276/2010, nos termos do art. 47 da Lei nº 9.478/1997. A parcela do valor dos royalties que representar 5% da produção será distribuída segundo os critérios estipulados pela Lei nº 7.990, de 28 de dezembro de 1989; a parcela do valor dos royalties que exceder a 5% da produção será distribuída nos termos do inciso II do art. 49 da Lei nº 9.478/1997.

Cabe à ANP regular e fiscalizar as atividades a serem realizadas pela Petrobras. A regulação e a fiscalização abrangem ainda os termos dos acordos de individualização da produção a serem assinados entre a Petrobras e os concessionários de blocos localizados na área do Pré-Sal.

A Tabela 2.2 mostra o volume de cessão onerosa, o valor por barril e a valoração dos blocos definitivos e do bloco contingente. Todos os blocos são classificados como definitivos, à exceção de Peroba.

Tabela 2.2 – Volume e valor do barril para as várias áreas do contrato.

Nome do bloco	Tipo do bloco	Volume da Cessão Onerosa (mil barris de óleo equivalentes)	Valor do Barril (US\$ /boe)	Valoração da Cessão Onerosa (US\$ mil)
Sul de Tupi	Definitivo	128.051	7,85	1.005.197
Florim	Definitivo	466.968	9,01	4.207.380
Nordeste de Tupi	Definitivo	427.784	8,54	3.653.275
Peroba	Contingente	-	8,53	
Sul de Guará	Definitivo	319.107	7,94	2.533.711
Franco	Definitivo	3.056.000	9,04	27.644.320
Entorno de Iara	Definitivo	599.560	5,82	3.489.437
TOTAL		4.999.469		42.533.320

O valor inicial do contrato foi de R\$ 74.807.616.407,00, que equivaliam, à época, a US\$ 42,533,320. O prazo de vigência do contrato é de 40 anos contados a partir de 3 de setembro de 2010 e a taxa de desconto real é de 8,83% ao ano. Esse prazo poderá ser prorrogado pela União por, no máximo, cinco anos, mediante solicitação da Petrobras.

A ANP poderá, a seu exclusivo critério, autorizar terceiros a executar, na área do contrato, serviços de geologia, geoquímica, geofísica e outros trabalhos da mesma natureza aplicados à prospecção petrolífera, visando ao levantamento de dados técnicos destinados à comercialização, em bases não exclusivas, nos termos do art. 8º, inciso III, da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997. Essa execução de nenhum modo poderá afetar as operações.

O contrato poderá ser revisado pelas partes. A conclusão da revisão poderá ter como resultado a renegociação dos seguintes itens: valor do contrato, volume máximo, prazo de vigência e percentuais mínimos de conteúdo local.

A decisão das partes quanto às mudanças na expectativa de produção dos volumes de petróleo e gás natural em cada bloco da área do contrato, e respectiva valoração, realizadas no âmbito da revisão, será incorporada às disposições do contrato por meio de aditamento contratual. Os termos da revisão deverão ser submetidos à prévia apreciação do CNPE.

O exercício das atividades objeto do contrato será dividido em duas fases: fase de exploração, que inclui as atividades de avaliação de eventual descoberta de petróleo e gás natural, para determinação de sua comercialidade; e fase de produção, que incluirá as atividades de desenvolvimento.

Concluída a produção dos volumes da cessão onerosa, ou extinto o contrato por qualquer motivo, o campo será devolvido à União. A ANP poderá requerer que a Petrobras não tampona e não abandone poços, bem como não desative ou remova certas instalações e equipamentos, ficando responsável por tais poços, instalações e equipamentos após a saída da empresa.

O procedimento de individualização da produção deverá ser instaurado quando se identificar que a jazida se estende para além da área do contrato. A Petrobras deverá notificar à ANP imediatamente e apenas poderá exercer

atividades de pesquisa e lavra mediante a celebração de acordo de individualização da produção com concessionário ou contratado sob outro regime.

O conteúdo local na etapa de desenvolvimento de produção será, no mínimo, de:

- 55% para os módulos da etapa de desenvolvimento que iniciarem a produção até 2016;
- 58% para os módulos da etapa de desenvolvimento que iniciarem a produção entre 2017 e 2019;
- 65% para os módulos da etapa de desenvolvimento que iniciarem a produção a partir de 2020.

Serão pagos mensalmente à União, a partir do início da produção em cada campo, royalties no valor de 10% da produção, que serão calculados conforme o disposto na Lei nº 9.478/1997. Esses royalties serão distribuídos da mesma forma que no regime de concessão. Não será cobrado o pagamento de participação especial.

Cabe à Petrobras realizar despesas qualificadas como pesquisa e desenvolvimento em valor equivalente a 0,5% da receita bruta anual da produção até 30 de junho do ano seguinte ao ano calendário de apuração da receita bruta.

3. INFORMAÇÕES SOBRE O PRÉ-SAL

Na plataforma continental brasileira, em especial na província do Pré-Sal, ocorreram as principais descobertas petrolíferas do Brasil e do mundo na última década, com destaque para os campos de Lula e Búzios, além da área de Libra, cada um com volumes recuperáveis superiores a 8 bilhões de barris de petróleo (MME, 2013). A Figura 1.1 (pág. 4) mostra a localização da província do Pré-Sal.

A descoberta dessa província pode representar a agregação de reservas de 176 bilhões de barris de petróleo (Jones e Chaves, 2015), volume significativamente maior que as reservas nacionais, que, em 2014, foram de 16,2 bilhões de barris de petróleo.

A competência técnica da Petrobras, a atuação da ANP e a exigência contratual do programa exploratório mínimo nos vários blocos da Bacia de Santos foram decisivas para a descoberta do Pré-Sal.

É importante destacar que, em 1992, a Petrobras recebeu o prêmio OTC *Distinguished Achievement Award* por conquistas técnicas notáveis relacionadas ao desenvolvimento de sistemas de produção em águas profundas relativas ao campo de Marlim e, em 2001, por avanços nas tecnologias e na economicidade de projetos de águas profundas, no desenvolvimento do campo de Roncador. Em maio de 2015, a Petrobras recebeu pela terceira vez o prêmio OTC. Esse prêmio é o maior reconhecimento que uma empresa de petróleo pode receber na condição de operadora *offshore*.

O primeiro poço do Pré-Sal, iniciado em 2006, demorou mais de um ano para ser perfurado e custou cerca de US\$ 240 milhões. Com o passar do tempo, um poço equivalente passou a ser perfurado em 60 dias, a um custo de US\$ 60 milhões⁵. A Figura 3.1 (GUEDES, 2016) mostra a evolução da produção na província do Pré-Sal.

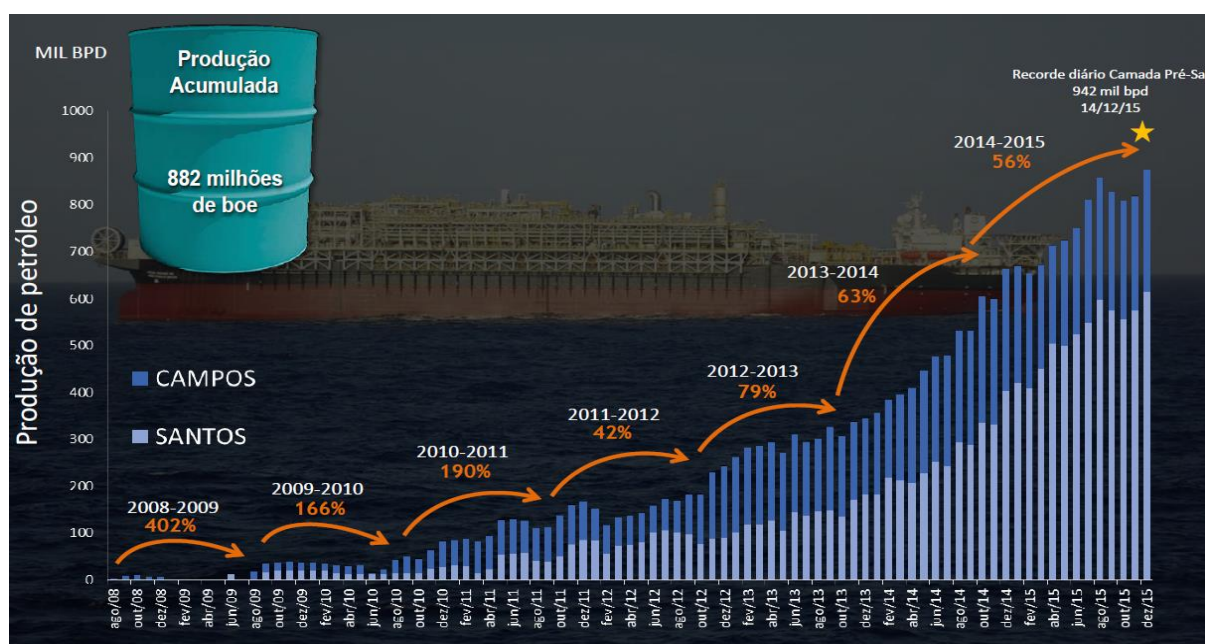


Figura 3.1 – Evolução da produção petrolífera no Pré-Sal.

⁵ http://pt.wikipedia.org/wiki/Campo_petrol%C3%ADfero_de_Lula.

É pouco provável que outra província petrolífera do mundo tenha apresentado uma evolução tão rápida da produção. Em apenas seis anos, a produção de óleo equivalente atingiu 1 milhão de barris de petróleo equivalente por dia. A Petrobras, criada em 1953, fez com que o Brasil atingisse essa marca em 1997. Foram necessários 44 anos para que o País atingisse a marca que o Pré-Sal alcançou em apenas seis anos.

O campo de Lula, localizado no Polo Pré-Sal da Bacia de Santos, já é o maior produtor do Brasil. A Figura 3.2 mostra os 20 campos com maior produção de petróleo, entre os quais apenas Peregrino e Frade não são operados pela Petrobras.

A Tabela 3.1 mostra os poços de maior produção de petróleo no Brasil. Os campos de Lula e Sapinhoá, ambos no Polo Pré-Sal da Bacia de Santos, são os grandes destaques dessa tabela. Entre os 20 poços de maior produção de petróleo, 18 estão localizados nos campos de Lula e Sapinhoá.

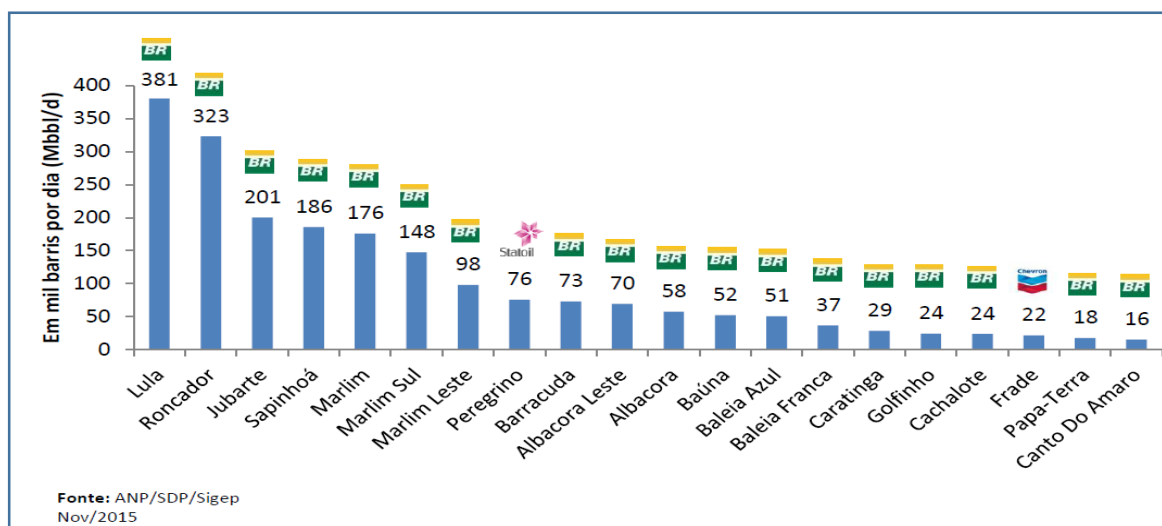


Figura 3.2 – Campos com maior produção petrolífera.

O poço 7JUB34HESS, segundo maior produtor nacional, também realiza extração a partir do horizonte geológico do Pré-Sal, mas na Bacia de Campos confrontante com o Estado do Espírito Santo. Registre-se que o projeto Jubarte foi concebido para produção no horizonte geológico do Pós-Sal.

Segundo Guedes (2016), a competitividade dos projetos do Pré-Sal assume outro patamar numa região onde há resultados materiais entregues e infraestrutura disponível.

Já são mais de 170 poços perfurados no Pré-Sal da Bacia de Santos em 10 anos. Vale destacar, ainda, que, de 2010 a 2015, houve grande redução no tempo de perfuração e completação dos poços, conforme mostrado na Figura 3.3.

Tabela 3.1 – Poços de maior produção de petróleo no Brasil.

Nº	Nome ANP do Poço	Campo	Bacia	Localização	Operador	Petróleo (bbl/d)
1	7SPH7DSPS	Sapinhoá	Santos	Mar	Petrobras	38.785
2	7JUB34HESS	Jubarte	Campos	Mar	Petrobras	34.042
3	7LL27RJS	Lula	Santos	Mar	Petrobras	33.918
4	9LL20DRJS	Lula	Santos	Mar	Petrobras	30.612
5	4BRSA711RJS	Lula	Santos	Mar	Petrobras	30.411
6	7LL36ARJS	Lula	Santos	Mar	Petrobras	28.662
7	7SPH8SPS	Sapinhoá	Santos	Mar	Petrobras	28.245
8	7LL3DRJS	Lula	Santos	Mar	Petrobras	27.835
9	9LL2RJS	Lula	Santos	Mar	Petrobras	27.505
10	7SPH1SPS	Sapinhoá	Santos	Mar	Petrobras	27.366
11	7LL28DRJS	Lula	Santos	Mar	Petrobras	27.129
12	7SPH5SPS	Sapinhoá	Santos	Mar	Petrobras	26.880
13	7LL22DRJS	Lula	Santos	Mar	Petrobras	25.714
14	7LL41DRJS	Lula	Santos	Mar	Petrobras	25.014
15	7LL31DRJS	Lula	Santos	Mar	Petrobras	24.114
16	7SPH4DSPS	Sapinhoá	Santos	Mar	Petrobras	23.322
17	3BRSA788SPS	Sapinhoá	Santos	Mar	Petrobras	23.182
18	3BRSA496RJS	Lula	Santos	Mar	Petrobras	20.827
19	7JUB57DPAESS	Jubarte	Campos	Mar	Petrobras	20.550
20	9BRSA716RJS	Lula	Santos	Mar	Petrobras	20.350
21	7RO41DRJS	Roncador	Campos	Mar	Petrobras	19.618
22	7JUB58DPAESS	Jubarte	Campos	Mar	Petrobras	18.511
23	9LL19RJS	Lula	Santos	Mar	Petrobras	18.507
24	7SPH2DSPS	Sapinhoá	Santos	Mar	Petrobras	18.172
25	7BAZ8ESS	Baleia Azul	Campos	Mar	Petrobras	17.191
26	7BFR7ESS	Baleia Franca	Campos	Mar	Petrobras	15.620
27	7MLL10HPRJS	Marlim Leste	Campos	Mar	Petrobras	15.552
28	7RO158HPRJS	Roncador	Campos	Mar	Petrobras	15.270
29	7BFR12PAESS	Baleia Franca	Campos	Mar	Petrobras	14.873
30	7RO66DRJS	Roncador	Campos	Mar	Petrobras	14.748

Fonte: ANP/SDP/Sigep
Nov/2015

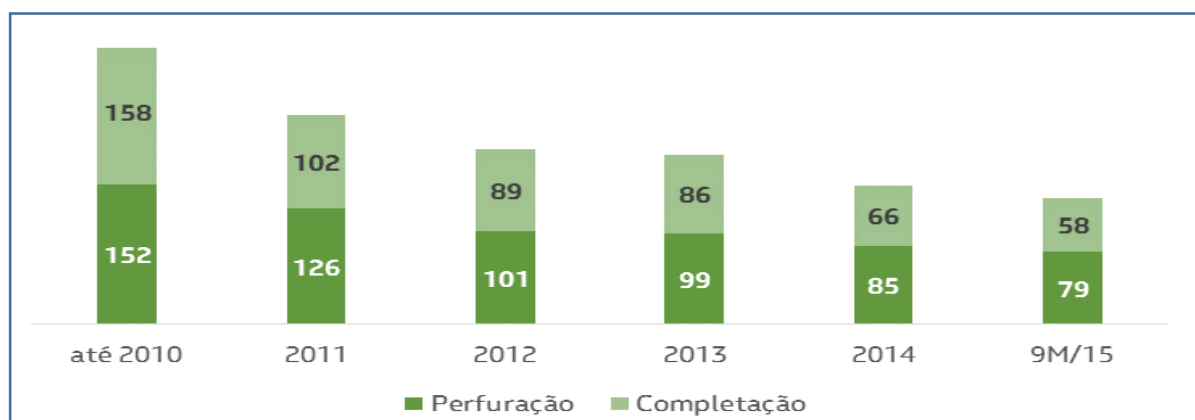


Figura 3.3 – Tempo de construção, em dias, dos poços em Lula e Sapinhoá.

Fonte: Guedes (2016).

Registre-se que, no 3º trimestre de 2014, a Petrobras obteve o posto de maior produtora mundial de petróleo entre as empresas de capital aberto, tendo superado a produção de petróleo da ExxonMobil⁶. Computada a produção de petróleo e gás, a Petrobras ocupou o quarto lugar no mundo.

A Figura 3.4 mostra a evolução da produção de petróleo de várias empresas ao longo dos últimos anos. A descoberta e o desenvolvimento do Pré-Sal foram fundamentais para que a Petrobras apresentasse o aumento da produção mostrado nessa figura. A Figura 3.5, por sua vez, mostra a curva de produção de petróleo de 2014 a 2020, extraída da apresentação do Plano de Negócios da Petrobras – PNG 2015-2019.

⁶ <http://www.petrobras.com.br/fatos-e-dados/somos-a-maior-produtora-de-petroleo-entre-as-empresas-de-capital-aberto.htm>.



Figura 3.4 – Evolução da produção de petróleo de várias empresas.

Fonte: Hayashi (2015).

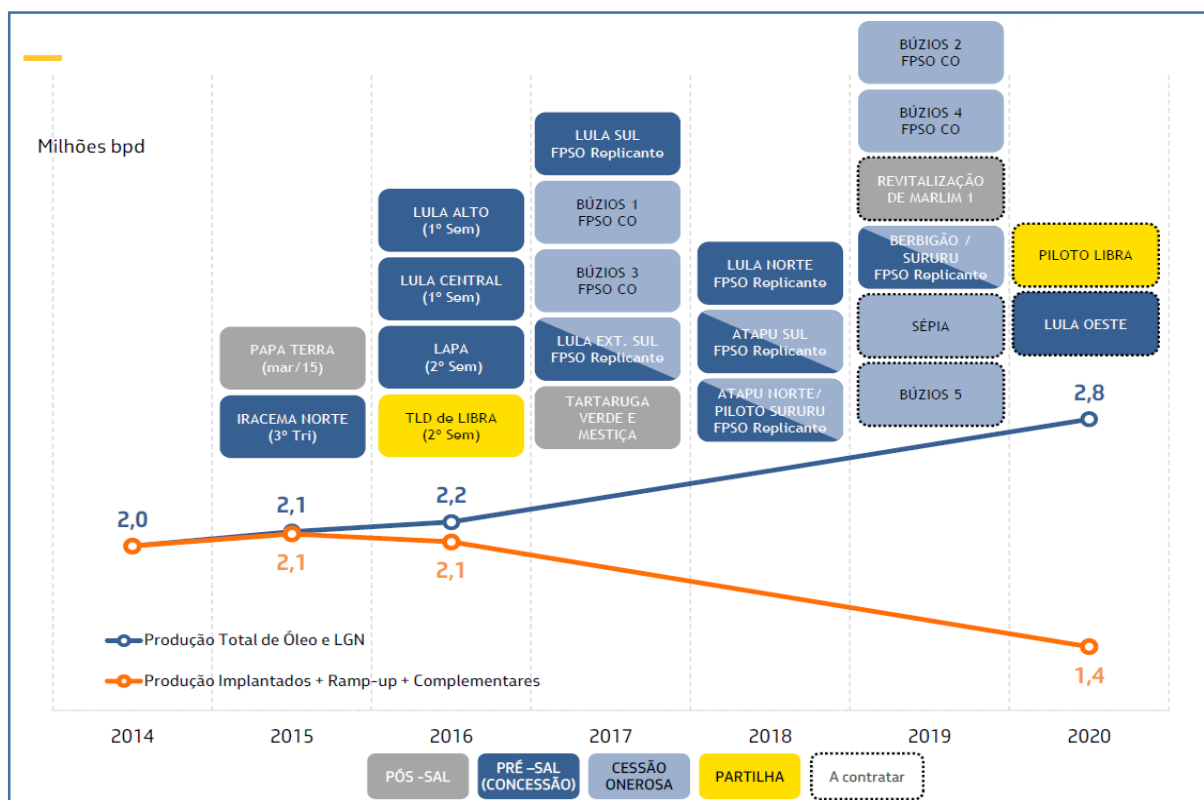


Figura 3.5 – Curva de produção de petróleo da Petrobras.

Fonte: PNG 2015-2019 da Petrobras.

O PNG 2015-2019 contempla a instalação de 21 unidades de produção, distribuídas da seguinte forma:

- Pré-Sal (concessão e cessão onerosa): 16 unidades;
- Pré-Sal (partilha de produção): 2 unidades;
- Pós-Sal (concessão): 3 unidades.

Das 21 unidades a serem instaladas pela Petrobras, 18 foram concebidas para produção no horizonte geológico do Pré-Sal. Assim sendo, haverá grande aumento na produção do Pré-Sal e redução na produção do Pós-Sal.

Importantes áreas da província do Pré-Sal na Bacia de Santos operam sob o regime de concessão, conforme mostrado na Tabela 3.2. No ano de 2010, a Petrobras efetuou, junto à ANP, a declaração de comercialidade das acumulações de petróleo de boa qualidade e gás nas áreas de Lula e Sapinhoá. Essas áreas foram licitadas no ano de 2000, nos termos da Lei nº 9.478/1997.

A Petrobras participa de consórcios com várias outras empresas nas áreas, conforme mostrado na Tabela 3.2, com sua participação variando de 45% a 80%. Ressalte-se que a Petrobras é a operadora de todas essas áreas.

No Pré-Sal da Bacia de Santos, também muito importantes são as áreas que foram objeto da cessão onerosa da União para a Petrobras, nos termos da Lei nº 12.276/2010. A Tabela 2.2 mostra os blocos do contrato de cessão onerosa, assinado no ano de 2010.

A Figura 3.6 mostra as áreas da cessão onerosa. O grande destaque da cessão onerosa foi o bloco de Franco, atual campo de Búzios. O volume cedido pela União para a Petrobras, somente nessa área, foi de 3,056 bilhões de barris de óleo equivalente a um valor de US\$ 9,04 por barril.

No ano de 2010, antes da assinatura do contrato de cessão onerosa, relatório da certificadora Gaffney, Cline & Associates – GCA (2010), contratada pela ANP, estimou os recursos contingentes de Franco de 3,11 bilhões de barris a 8,99 bilhões de barris, sendo de 5,45 bilhões de barris o volume recuperável mais provável. Observa-se, então, que o contrato de cessão onerosa estabeleceu um volume recuperável, para o bloco de Franco, muito abaixo do volume mais provável.

Tabela 3.2 – Áreas licitadas sob o regime de concessão.

Nº da Rodada	Consórcio		Ano do Leilão	Declaração de Comercialidade	Volume Recuperável (bilhões de barris de óleo equivalente)
1	BM-S-8 (Carcará)	66%	1999	2012 (prorrogada para 2018)	Não informado
	Petrobras	14%			
	Petrogal	10%			
	Queiroz	10%			
	Galvão				
	Barra				
2	BM-S-9 (Guará e Carioca)	45%	2000	2011 (Guará – campo de Sapinhoá)	2,1
	Petrobras	30%		2013 (Carioca – campo de Lapa)	0,459
	BG	25%			
	Repsol				
2	BM-S-11 (Tupi, Iracema e Iara)	65%	2000	2010 (Tupi e Iracema – campo de Lula)	8,3
	Petrobras	25%		2013 (Iara – vários campos)	3 a 4
	BG	10%			
	Petrogal				
3	BM-S-24 (Júpiter)	80%	2001	2016	Não declarado
	Petrobras	20%			
	Petrogal				

Fonte: ANP. Elaboração própria.

Talvez isso tenha ocorrido em razão de o relatório da certificadora DeGolyer and MacNaughton (2010), contratada pela Petrobras, ter indicado volumes recuperáveis mais prováveis de apenas 1,71 bilhão de barris em Franco.

Também merecem destaque as áreas denominadas Entorno de Iara e Sul de Tupi. Conforme mostrado na Tabela 3.2, Iara, apenas na área sob o regime de concessão, tem volume recuperável estimado de 3 a 4 bilhões de barris de óleo equivalente.

No contrato de cessão onerosa, o volume de petróleo recuperável do Entorno de lara foi estabelecido como 599,56 milhões de barris. A Figura 3.7 mostra a base do sal que está associada à profundidade do topo do reservatório de lara e do Entorno de lara. Essa Figura sugere que o volume recuperável do Entorno de lara, a exemplo de Franco, é bem maior que o volume estabelecido no contrato de cessão onerosa.

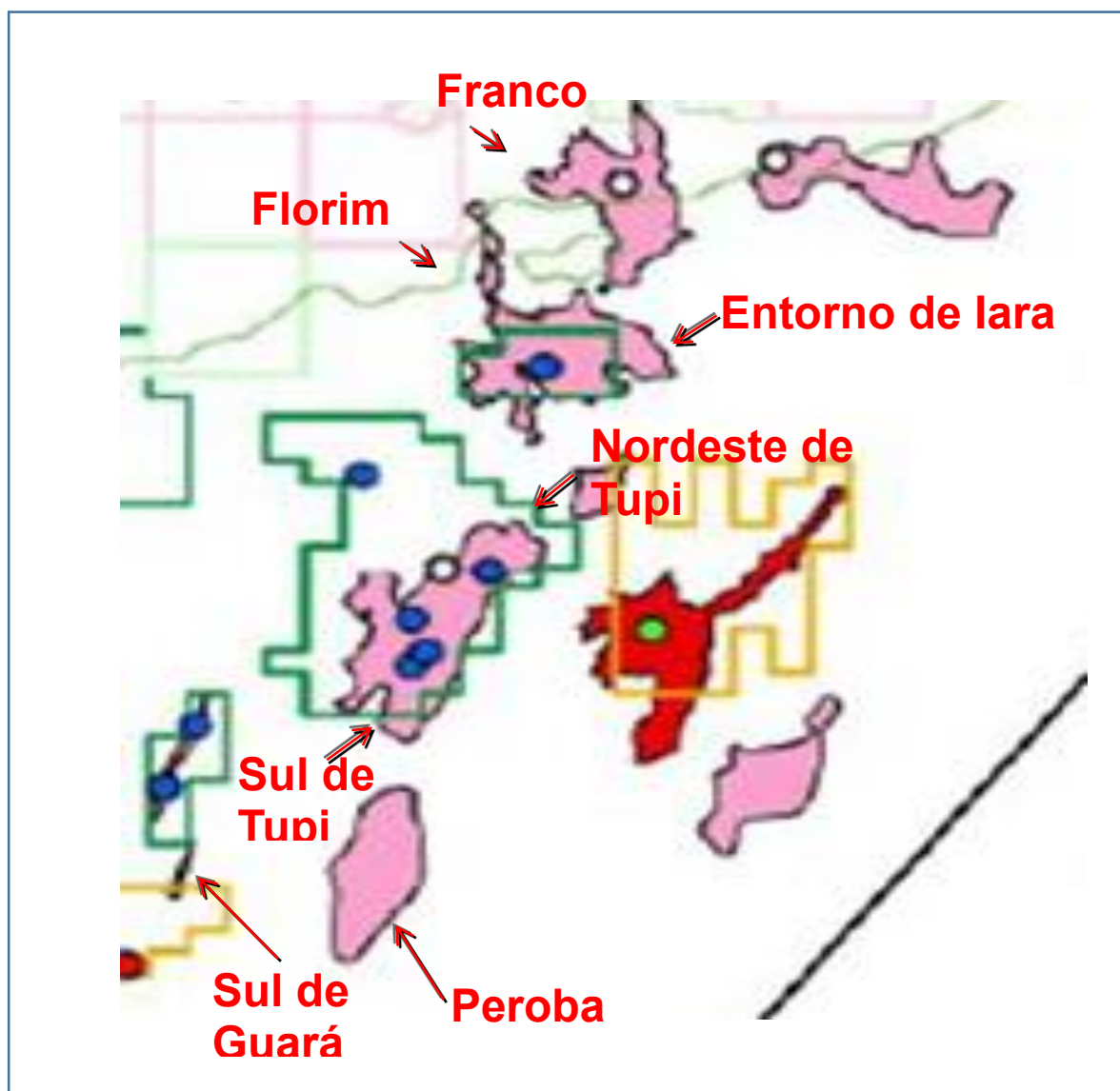


Figura 3.6 – Áreas abrangidas pela cessão onerosa.

Fonte: GCA (2010).

A área de Libra foi descoberta no ano de 2010, por meio da perfuração do poço 2-ANP-0002A-RJS, localizado no Pré-Sal da Bacia de Santos, que atingiu o objetivo previsto e já submetido a teste. Libra encontra-se a apenas 170 km da costa, conforme mostrado na Figura 3.8, em lâminas de água da ordem de 2 mil metros.

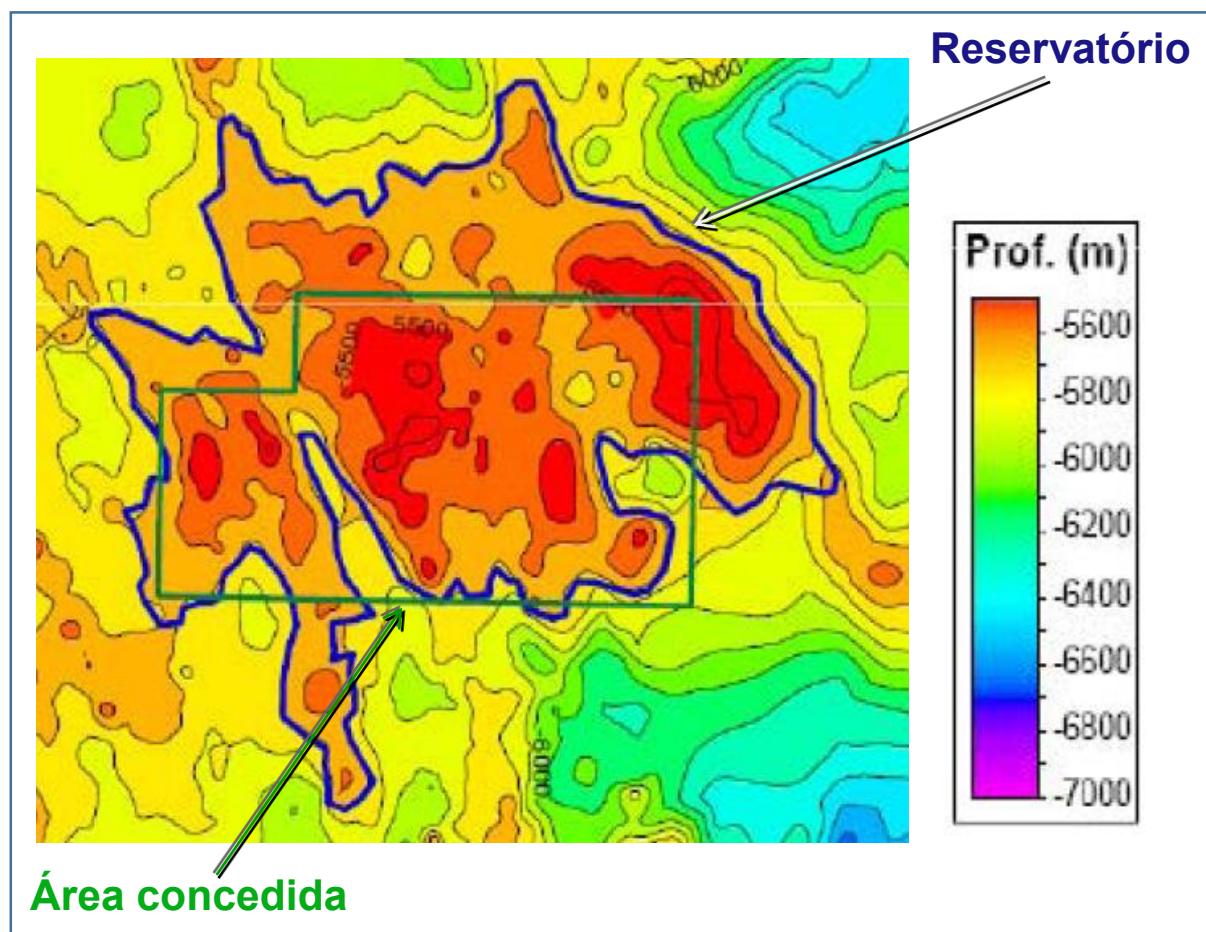


Figura 3.7 – Topo do reservatório de Lara e Entorno de Lara.

Fonte: GCA (2010).

Esse poço indicou a presença de rochas saturadas de óleo de 326,4 metros de espessura. Registre-se, ainda, que, em 2013, a área de Libra foi submetida à análise de sísmica 3D em profundidade. De acordo com informações posteriores a essa análise⁷, o volume *in situ* esperado para a área de Libra é de 26 bilhões a 42 bilhões de barris de petróleo. Admitindo-se um fator de recuperação em torno de 30%,

⁷ <http://www.ctdut.org.br/blog/noticias/burocracia-e-industria-fraca-seguram-inovacao-site-anpei>.

pode-se chegar a um volume recuperável de petróleo de 8 bilhões a 12 bilhões de barris. Registre-se que toda a reserva provada nacional é, atualmente, de cerca de 16 bilhões de barris.

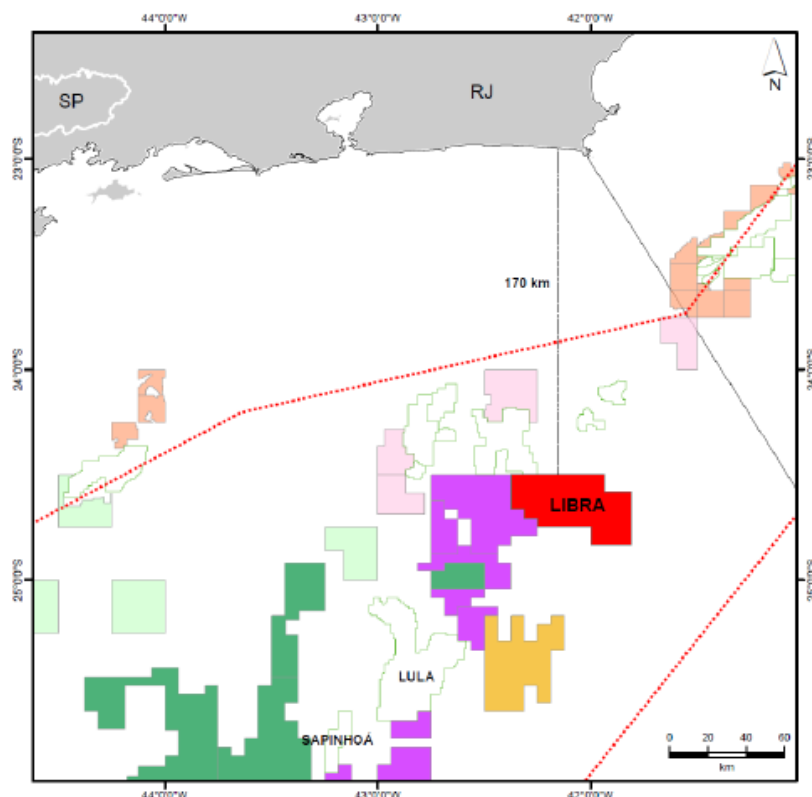


Figura 3.8 – Área de Libra.

Fonte: Chambriard (2013).

Destaque-se, ainda, que, no caso de Libra, o fator de recuperação pode ser maior que 30%, a exemplo do que ocorreu no campo de Marlim. Neste campo, segundo informações da Gerente-Executiva da Petrobras Solange Guedes, apresentadas na Conferência Rio Oil & Gas, 2008, o fator de recuperação deve atingir 56%.

A Figura 3.9 mostra o topo dos reservatórios de Franco, atual campo de Búzios, e de Libra. Como se pode observar, são grandes reservatórios que podem até ter algum tipo de conexão.

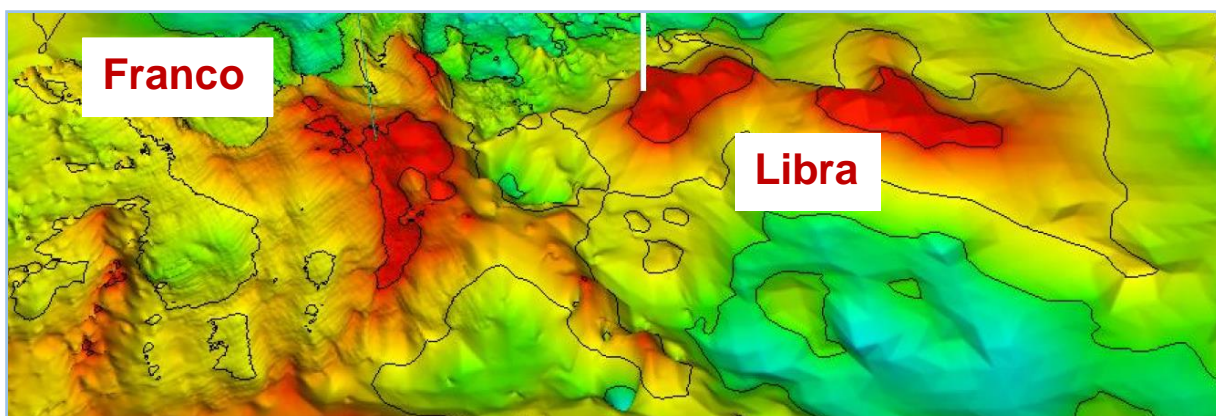


Figura 3.9 – Topo do reservatório de Libra e Franco.

Fonte: Petershon e Abelha (2013).

As áreas de Lula, Búzios e Libra devem ter volumes recuperáveis de mais de 8 bilhões de barris de petróleo cada uma, admitindo-se um fator de recuperação da ordem de 30%. Se o fator de recuperação chegar próximo a 60%, como deve ocorrer no campo de Marlim, pode-se ter somente nessas três áreas volumes recuperáveis da ordem de 50 bilhões de barris.

Em nota divulgada no dia 24 de junho de 2014, o CNPE comunicou a aprovação da contratação direta da Petrobras para produção de petróleo, gás natural e hidrocarbonetos fluidos, em regime de partilha de produção, dos volumes que ultrapassem os limites do contrato de cessão onerosa original ou estabelecidos na sua revisão, que deveriam ocorrer até o dia 14 de setembro de 2014, nas áreas de Búzios (ex-Franco), Entorno de Iara, Florim e Nordeste de Tupi. Os contratos de partilha de produção para essas quatro áreas terão vigência de 35 anos.

Essa decisão trata de volumes adicionais aos 5 bilhões de barris de óleo equivalente contratados no regime de cessão onerosa e estabelece parâmetros que incluem:

- a assinatura de contratos de partilha de produção para os volumes excedentes, a vigorar a partir do início da produção de óleo, sob o regime de cessão onerosa, para cada uma das áreas contratadas;
- o pagamento, à União, de um bônus de assinatura no valor de R\$ 2 bilhões em

2014;

- a antecipação de parte do excedente em óleo, com a seguinte distribuição: R\$ 2 bilhões no ano de 2015, R\$ 3 bilhões em 2016, R\$ 4 bilhões em 2017 e R\$ 4 bilhões em 2018;
- os percentuais de excedente em óleo da União, sendo de 47,42% em Búzios, 48,53% no Entorno de Iara, 46,53% em Florim e 47,62% em Nordeste de Tupi.

A Petrobras considera que os parâmetros aprovados pelo CNPE conferirão condições equivalentes de atratividade em comparação ao que se espera do campo de Libra.

As estimativas efetuadas pela ANP indicam que essas quatro áreas podem conter volumes adicionais entre 9,8 bilhões e 15,2 bilhões de barris de óleo equivalente, conforme Tabela 3.3.

Tabela 3.3 – Volumes adicionais ao contrato de cessão onerosa⁸.

Áreas	Volumes Adicionais ao Contrato de Cessão Onerosa (barris equivalentes de petróleo)
Búzios	entre 6,5 bilhões e 10 bilhões
Entorno de Iara	entre 2,5 bilhões e 4 bilhões
Florim	entre 300 milhões e 500 milhões
Nordeste de Tupi	entre 500 milhões e 700 milhões

A evolução das estimativas sobre o volume de óleo recuperável, custos, investimentos e cronograma dos sistemas de produção oriundos dos volumes excedentes serão divulgados pela Petrobras à medida que os contratos de partilha sejam assinados e iniciem as atividades sob esse regime, em coexistência aos

⁸ <http://www.petrobras.com.br/fatos-e-dados/volumes-excedentes-da-cessao-onerosa.htm>

projetos já em desenvolvimento da cessão onerosa. Não haverá modificação no planejamento do desenvolvimento dos 5 bilhões de barris de óleo equivalente contratados sob cessão onerosa e/ou no processo de revisão previsto no contrato de cessão onerosa.

As ações relacionadas às decisões do CNPE já foram iniciadas visando à assinatura dos contratos de partilha para os volumes excedentes da cessão onerosa, após a devida aprovação da administração da Petrobras.

Muitas áreas do Pré-Sal já descobertas, desenvolvidas e perfuradas são estratégicas e muito rentáveis. No entanto, existem também áreas que não são tão estratégicas, em razão do baixo volume de petróleo recuperável e da baixa produtividade. Isso ocorre tanto na Bacia de Santos quanto na de Campos. A Figura 3.10 mostra a área do Pré-Sal na Bacia de Santos.

No bloco de Libra, licitado em outubro de 2013, antes da licitação, a ANP indicou a existência de volumes recuperáveis de 8 bilhões a 12 bilhões de barris equivalentes de petróleo⁹.

Nas outras quatro áreas autorizadas para contratação direta da Petrobras, que são os excedentes da cessão onerosa de Franco, Iara, Nordeste de Tupi e Florim, foram indicados pela ANP volumes recuperáveis de 9,8 bilhões a 15,2 bilhões de barris equivalentes de petróleo¹⁰.

Em razão dos elevadíssimos volumes da carteira da Petrobras e do seu endividamento, esses volumes excedentes poderiam ser produzidos por meio de uma parceria entre a Petrobras e o Estado brasileiro, o que geraria um altíssimo retorno, por exemplo, para as áreas de educação e saúde, nos termos da Lei nº 12.858/2013.

⁹ <http://www.crea-am.org.br/src/site/noticia.php?id=2938>.

¹⁰ <http://www.petrobras.com.br/fatos-e-dados/volumes-excedentes-da-cessao-onerosa.htm>.

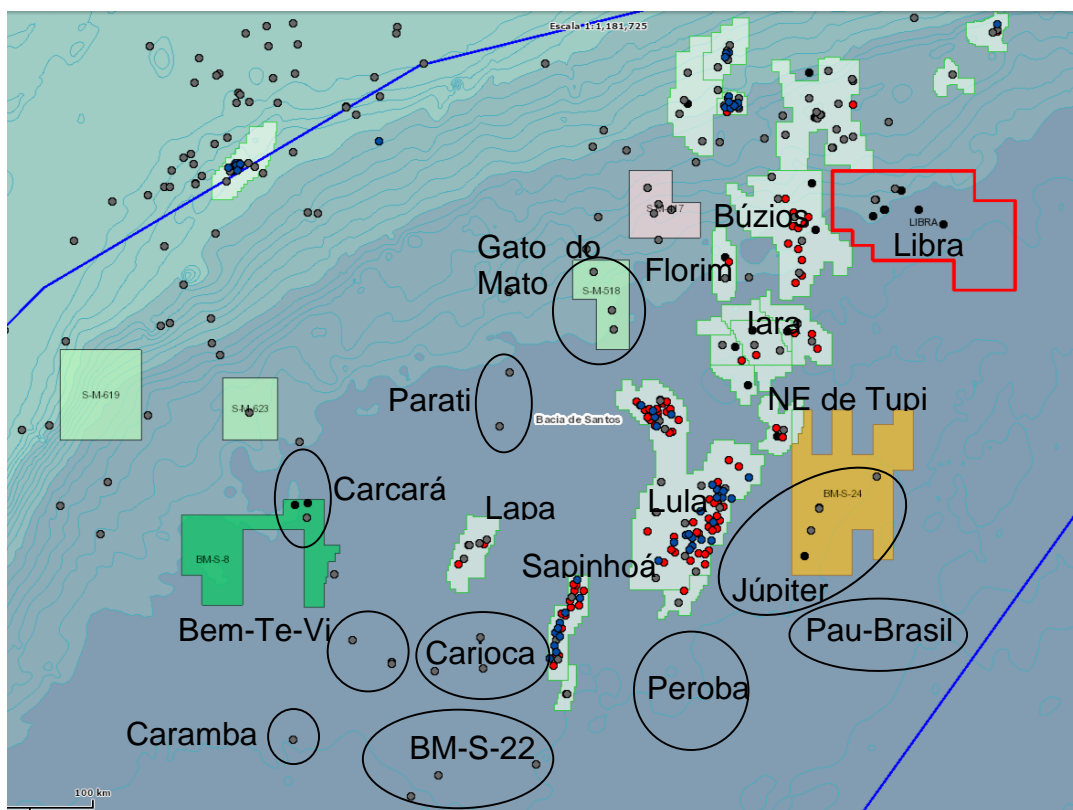


Figura 3.10 – Áreas do Pré-Sal na Bacia de Santos.

Fonte: ANP. Elaboração própria.

Também é importante mencionar que foram identificadas cerca de vinte áreas do Pré-Sal que precisam ser unitizadas, pois as jazidas já descobertas e perfuradas estendem-se por área da União. Entre essas áreas estão Carcará, Júpiter e Gato do Mato, localizadas na Bacia de Santos, mostradas na Figura 3.10, e Tartaruga Verde, na Bacia de Campos.

Segundo o Instituto Brasileiro do Petróleo, Gás e Biocombustíveis – IBP, a solução da questão da unitização pode destravar investimentos de R\$ 120 bilhões, devido ao potencial calculado entre 8 bilhões e 10 bilhões de barris de petróleo nas áreas unitizáveis.

É importante ressaltar que mesmo com o valor do petróleo a US\$ 45 por barril, a província do Pré-Sal ainda é muito rentável. Nessa província, a Petrobras opera com um custo de extração de US\$ 8,3 por barril. A esse custo, têm que ser somados os custos de depreciação e amortização, vendas, administrativos gerais,

pesquisa e desenvolvimento, de exploração e outros, que, historicamente, são o dobro do custo de extração.

Desse modo, o custo total de produção no Pré-Sal é da ordem de apenas US\$ 17 por barril, sem computar as participações governamentais. Essas participações dependem do preço do petróleo. Admitindo-se um preço de US\$ 45 por barril, as participações governamentais no regime de concessão são da ordem de US\$ 9 por barril. Assim sendo, o custo total de produção, incluídas as participações governamentais, seria de US\$ 26 por barril.

Também é importante registrar que a Petrobras opera com custos mais baixos que o de outras empresas, como a ExxonMobil e a Shell, que são as maiores empresas petrolíferas privadas no mundo, conforme mostrado na Figura 3.11. No terceiro trimestre de 2015, o custo de extração do Pré-Sal foi inferior a US\$ 8 por barril.

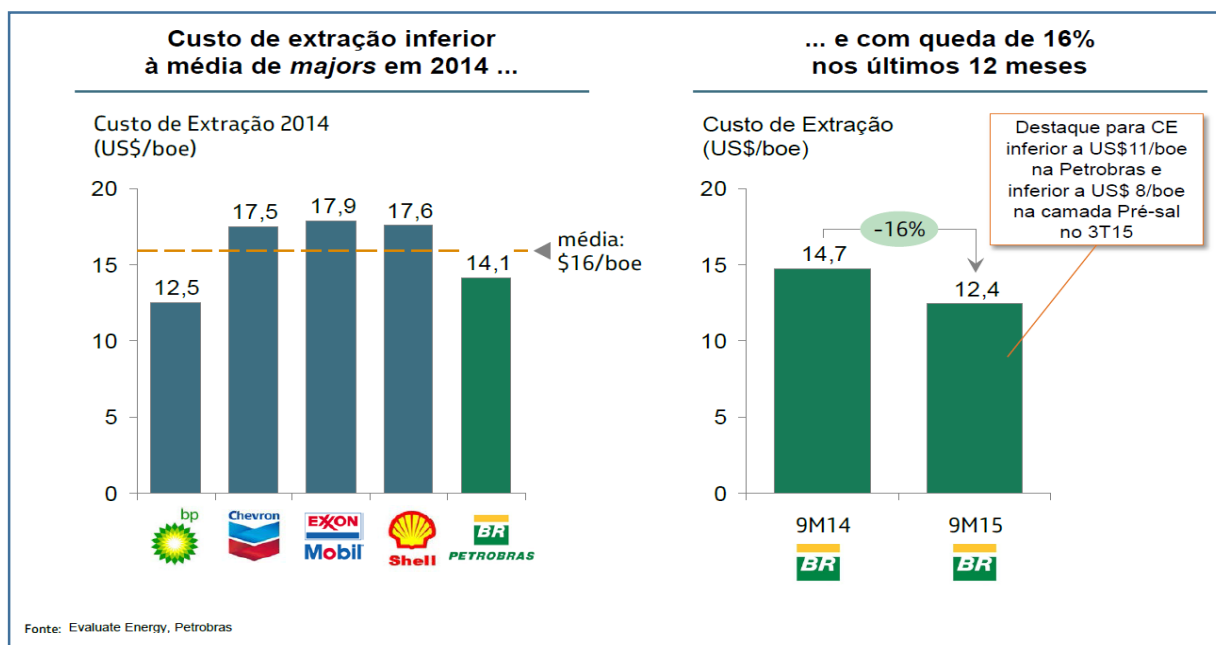


Figura 3.11 – Custos da Petrobras e de outras empresas.

Fonte: Evaluate Energy, Petrobras.

Não há dúvida acerca do potencial do Pré-Sal em termos de produtividade e rentabilidade, nem da capacidade técnica da Petrobras. Entretanto, é

importante reconhecer que a empresa apresenta dificuldades financeiras que têm levado à redução dos investimentos e à venda de ativos.

Conforme mostrado na Tabela 3.4, as descobertas no Pré-Sal podem agregar grandes volumes de óleo recuperável para a Petrobras. Registre-se, ainda, a existência de outras áreas, como, por exemplo, Carcará, Júpiter, Caramba, Tartaruga Mestiça, Tartaruga Verde, Jubarte etc., que podem aumentar muito os volumes de óleo recuperável da Petrobras.

Para manter os investimentos e o aumento da produção no Brasil, é necessário que se altere o quadro atual. É necessário, ainda, que a Petrobras não se torne uma “empresa do Pré-Sal” e deixe de ser uma empresa integrada, com importante atuação e investimentos em refino, petroquímica, transporte, distribuição, gás natural, energia, fertilizantes etc.

Nesse contexto, é fundamental discutir a interrupção da venda de ativos. Importar registrar que a atual “crise do petróleo” reduziu o valor dos ativos das empresas petrolíferas. O volume de recursos obtidos com a venda de ativos deve ser reduzido em relação à perda de controle e de integração em cadeias produtivas significativas das indústrias associadas ao petróleo, especialmente em momento de necessidade de retomada de investimentos na economia brasileira. Vender ativos estratégicos na área de gás natural, petroquímica e transportes é uma escolha que não atende ao interesse público.

O melhor parceiro para os projetos da Petrobras poderia ser, por exemplo, a própria União. No modelo norueguês, que é referência na indústria petrolífera mundial, existe uma parceria entre a Statoil, empresa estatal com ações em bolsa, e a Petoro, que é uma empresa de propriedade integral do Estado.

Tabela 3.4 – Volumes recuperáveis da Petrobras no Pré-Sal.

Nome	%			Volume recuperável da Petrobras (Bilhões de barris equivalentes)
	Concessão	Cessão Onerosa	Partilha de Produção	
Tupi e Iracema (campo de Lula) (65%)	8,300	-	-	5,395
Sul de Tupi (campo de Sul de Lula) (100%)	-	0,128	-	0,128
Nordeste de Tupi (campo de Sépia) (100%)	-	0,428	0,600	1,028
Florim (campo de Itapu) (100%)	-	0,467	0,400	0,867
Iara (campos de Berbigão, Sururu e Atapu) (65%)	3,500	-	-	2,275
Entorno de Iara (campos de Berbigão, Sururu e Atapu) (100%)	-	0,600	3,250	3,850
Sul de Guará (Sul de Sapinhoá) (100%)	-	0,319	-	0,319
Sapinhoá (45%)	2,100	-	-	0,945
Franco (Búzios) (100%)	-	3,056	8,250	11,306
Libra (40%)	-	-	10,000	4,000
Carioca (Lapa) (45%)	0,459	-	-	0,207
TOTAL	-	-	-	30,320

4. MODELO NORUEGUÊS

A Noruega tem sido citada como exemplo de adequada exploração de recursos petrolíferos. São grandes as diferenças entre os regimes fiscais e as participações governamentais adotados nesse país e no Brasil.

O Parlamento da Noruega define a estrutura de trabalho para as atividades petrolíferas no país, em parte por meio da legislação. Importa ressaltar que todos os grandes projetos e os princípios fundamentais têm que ser deliberados pelo Parlamento (Tormodsgard, 2014).

Para executar as políticas públicas definidas pelo Parlamento, o Poder Executivo conta com ministérios, agências e autoridades supervisoras, conforme mostrado na Figura 4.1.

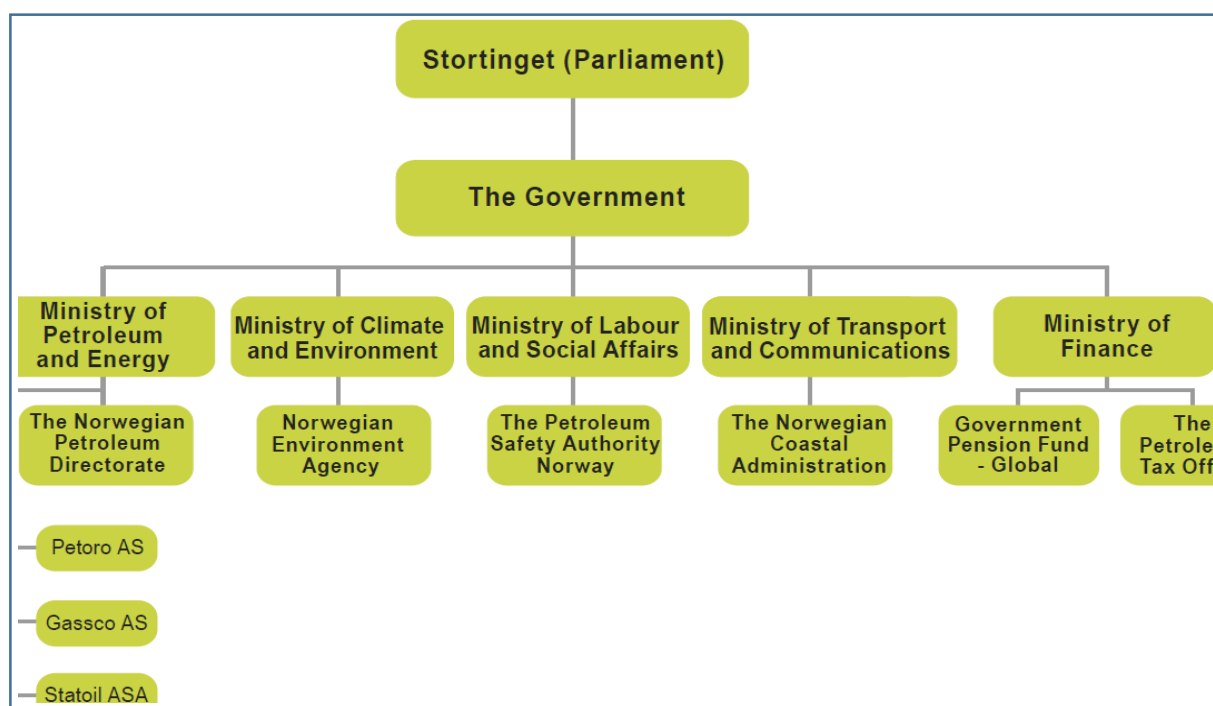


Figura 4.1 – Modelo institucional do setor petrolífero da Noruega.

Fonte: (Tormodsgard, 2014).

O Ministério do Petróleo e Energia é responsável pela gestão dos recursos do setor como um todo. A Agência de Petróleo da Noruega – NPD (*Norwegian Petroleum Directorate*) é subordinada ao Ministério do Petróleo e Energia. A NPD tem um papel muito importante no sistema de gestão da indústria do petróleo e de assessoramento ao Ministério.

A NPD exerce autoridade administrativa relativa às jazidas localizadas na plataforma continental da Noruega. Isso inclui a autoridade para estabelecer e tomar decisões relativas a eles.

Também fazem parte da estrutura do Ministério do Petróleo e Energia três empresas:

- Gassco AS: empresa de propriedade integral do Estado responsável pelo transporte do gás da plataforma continental;
- Petoro AS: empresa de propriedade integral do Estado responsável pelos aspectos comerciais da participação direta do Estado – *State's Direct Financial Interest* (SDFI) em nome do próprio Estado;
- Statoil ASA: empresa internacional com atividades em 35 países. É listada na bolsa de valores de Oslo e de Nova Iorque. O Estado tem 67% das ações da Statoil, que controla 70% da produção de petróleo e gás natural da Noruega.

Outros ministérios importantes, responsáveis por questões também afetas à exploração petrolífera, são: Ministério do Trabalho e Questões Sociais (*Ministry of Labour and Social Affairs*), responsável pela segurança e ambiente de trabalho; Ministério das Finanças (*Ministry of Finance*), responsável pela tributação petrolífera; Ministério do Transporte e Comunicações (*Ministry of Transport and Communications*), responsável pelas questões relativas a vazamentos; e Ministério do Clima e Meio Ambiente (*Ministry of Climate and Environment*), responsável pela proteção ao meio ambiente externo.

Em 1985, a participação do Estado no setor petrolífero foi reorganizada. Essa participação foi dividida em dois tipos: um vinculado às empresas e outro vinculado à participação direta do Estado como investidor (SDFI).

O SDFI é um arranjo no qual o Estado tem participação em um grande número de campos, dutos e instalações. A participação governamental é decidida quando são emitidas as licenças e variam de campo para campo. Como um dos proprietários diretos, o Estado arca com sua parcela nos investimentos e nos custos, e recebe a parcela correspondente na renda da licença de produção (Tormodsgard, 2014).

Em 2001, o Parlamento da Noruega decidiu vender 15% da sua participação direta para a Statoil e 6,5% para outras empresas. Nesse ano, a Statoil passou a ser uma sociedade de economia mista com ações listadas em bolsa, assim como a Petrobras. Foi criada, ainda, a Petoro, empresa de propriedade do Estado que passou a ser a gestora de todo o SDFI.

Conforme mostrado na Figura 4.2, o sistema de licenciamento da Noruega (Nja, 2012) contempla as seguintes fases: indicação, anúncio do bloco por edital, propostas dos interessados, negociação e emissão da licença. Antes da indicação, a NPD realiza avaliações próprias das áreas. Essas avaliações são a principal base para avaliação das propostas.

Os critérios para licenciamento são claramente explicitados no anúncio do licenciamento, inclusive a participação que a Petoro deve ter na área. O julgamento das propostas é feito com base nas condições de trabalho oferecidas por cada empresa (Persily, 2011).

Além do SDFI, a Noruega adota, em acréscimo ao imposto corporativo de 27%, um imposto petrolífero adicional de 51%. Há um bônus sobre as despesas de capital em relação a esse imposto petrolífero de 22% ao longo de 4 anos a partir do início da produção.

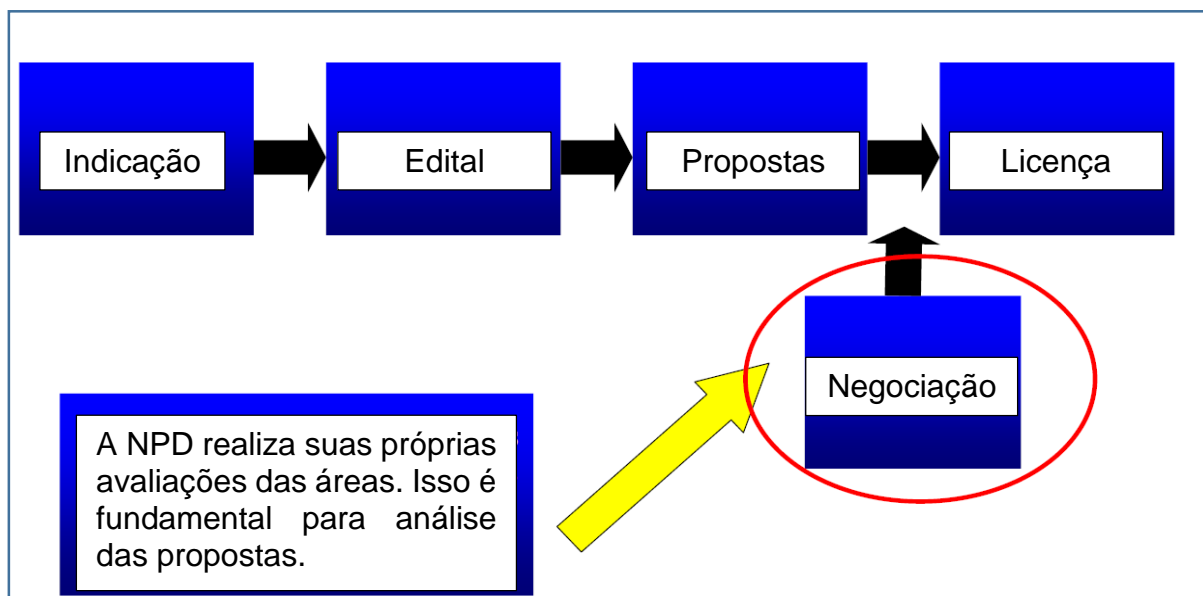


Figura 4.2 – Sistema de licenciamento da Noruega.

Na Noruega, foi fixada uma taxa de US\$ 71,84, em 2013, por tonelada de carbono na extração de gás natural e produção de petróleo (Johnston, 2012). A Figura 4.3 mostra a contribuição de cada parcela na formação da participação governamental total.

As receitas de US\$ 26,34 bilhões em 2015 decorrem das seguintes fontes:

- tributos: US\$ 12,44 bilhões;
- taxas e tributos ambientais: US\$ 0,82 bilhão;
- SDFI: US\$ 11,23 bilhões;
- dividendos da Statoil: US\$ 1,85 bilhão.

Importa registrar que a Noruega aboliu a cobrança de royalties.

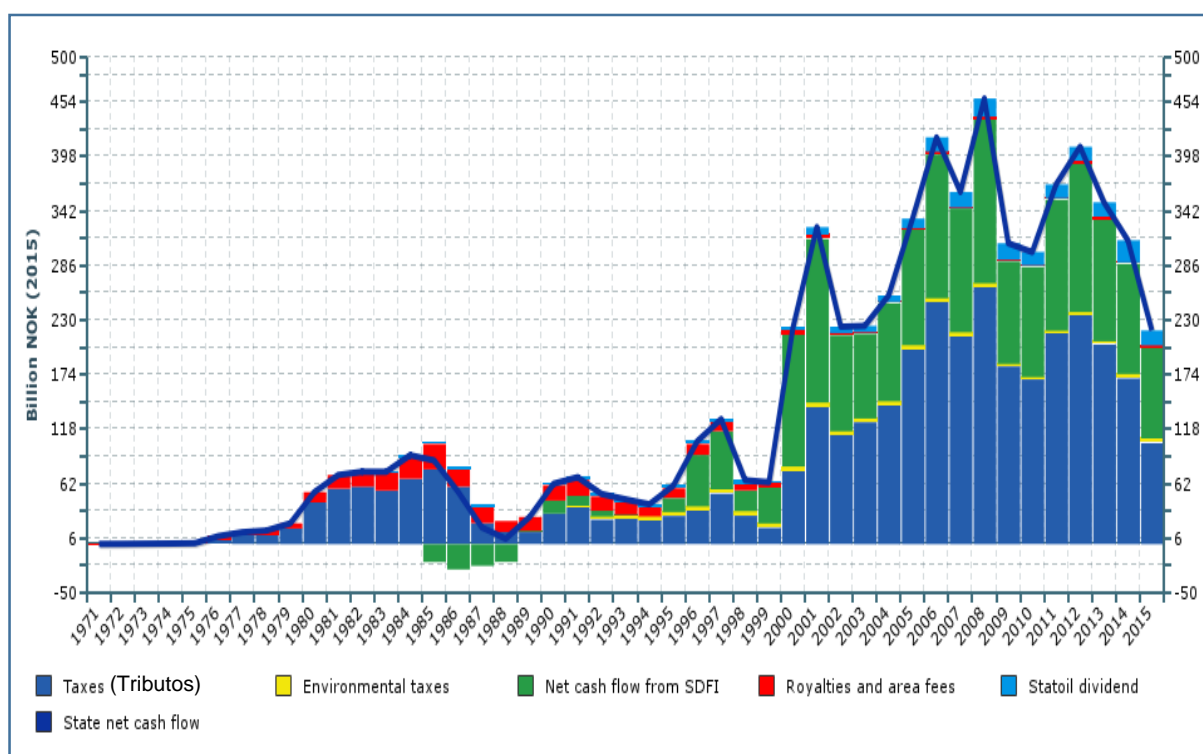


Figura 4.3 – Contribuição de cada parcela de participação governamental¹¹.

Essas receitas governamentais são transferidas diretamente para um Fundo do Governo (*Government Pension Fund Global*), que, ao final de 2015, apresentou um saldo de US\$ 900 bilhões.

Em 2015, os custos da produção petrolífera na Noruega foram da ordem de 260 bilhões de coroas norueguesas, cerca de US\$ 31 bilhões, conforme mostrado na Figura 4.4 (Nyland, 2016).

Em 2015, o valor total da produção da Noruega foi de cerca de 516 bilhões de coroas norueguesas, cerca de US\$ 62 bilhões. Dessa forma, a receita governamental de US\$ 26,34 bilhões representou 42,5% do valor total da produção.

Se forem descontados os custos de US\$ 31 bilhões no ano de 2015 do valor total da produção de US\$ 62 bilhões, a receita líquida na Noruega também foi de US\$ 31 bilhões. Como a receita governamental foi de US\$ 26,34 bilhões, a participação governamental em relação à receita líquida foi de 85%.

¹¹ <http://www.norskpetroleum.no/en/economy/governments-revenues/>

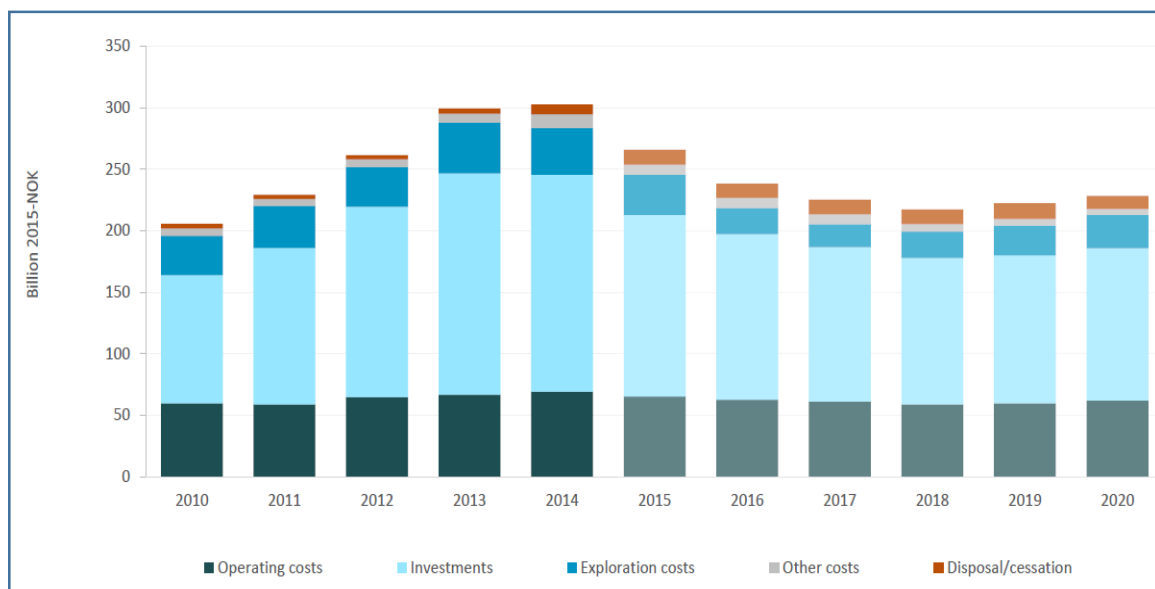


Figura 4.4 – Custos da produção na Noruega¹².

Esse percentual está acima do citado pela literatura internacional, que considera uma participação governamental de 78%, sempre muito estável e pouco dependente do preço do petróleo (Mansour e Nakhle, 2016). Registre-se que, se não tivesse havido dividendos da Statoil de US\$ 1,85 bilhão, em 2015, a participação governamental teria sido de 79%.

¹² <http://www.norskipetroleum.no/en/economy/investments-operating-costs/>

5. RESERVAS INTERNACIONAIS

O Fundo Monetário Internacional – FMI define, na sexta edição do *Balance of Payments Manual*, de 2013, que os ativos de reserva são os ativos externos que estão disponíveis e são controlados pelas autoridades monetárias para cumprir o financiamento do Balanço de Pagamentos, a intervenção no mercado de câmbio para afetar a taxa de câmbio e outros propósitos relacionados, como a manutenção da confiança na moeda e na economia e servir de base para empréstimos externos.

Esses ativos, denominados reservas, são formados por meio de compras de divisas pelos bancos centrais no mercado de câmbio junto a bancos comerciais. Os bancos comerciais compram, por exemplo, dólares americanos junto a exportadores ou investidores e os revendem aos bancos centrais. No Brasil, o Banco Central emite reais em favor do banco vendedor das divisas e recebe, em contrapartida, os dólares no exterior. O banco comercial, por sua vez, credita esses reais na conta dos clientes que venderam as divisas e que foram repassadas ao Banco Central. As divisas recebidas pelo Banco Central são investidas em títulos de renda fixa no exterior, com prazo de normalmente dois ou três anos, emitidos pelo Tesouro dos Estados Unidos, Inglaterra, Alemanha etc.

As reservas internacionais, consoante o art. 20 da Constituição Federal de 1988, são competência da União, que gere esses recursos por meio do Banco Central do Brasil – BCB, conforme a Lei nº 4.595, de 1964. O art. 10, inciso VII, da referida Lei determina que compete privativamente ao BCB ser depositário das reservas oficiais de ouro e moeda estrangeira e de Direitos Especiais de Saque e fazer com estas últimas todas e quaisquer operações previstas no Convênio Constitutivo do Fundo Monetário Internacional.

Nota-se que a Resolução do Senado nº 82, de 1990, em seu art. 3º, parágrafo único, definiu piso mínimo de reservas internacionais, correspondente a quatro vezes a média mensal de importações dos últimos doze meses.

A acumulação e a utilização das reservas internacionais são definidas internamente na estrutura do BCB. Disposições internas do BCB definem as

operações que podem ser realizadas com ativos de reservas, impondo limites à administração desses ativos¹³.

A política de manutenção de volume elevado de estoque de reservas internacionais em poder do BCB tem relevância em razão dos benefícios e dos custos que estão associados a essa ação governamental. O volume de reservas passou de US\$ 38,2 bilhões em janeiro de 1995 para US\$ 74,6 bilhões em abril de 1998, tendo sido reduzido até US\$ 33,8 bilhões em março de 1999. Após média de US\$ 36,4 bilhões entre abril de 1999 e final de 2002, houve recuperação nas reservas de 2003 a 2006, na comparação com a década de 1990. A partir de meados de 2006, ocorreu uma escalada das reservas internacionais, que passaram de US\$ 66,8 bilhões para o pico de US\$ 378,7 bilhões em setembro de 2012¹⁴, momento a partir do qual apresentaram oscilações em torno desse patamar. Em setembro de 2016, havia US\$ 370,4 bilhões desses ativos em estoque.

O estoque de reservas em comparação com o Produto Interno Bruto – PIB é relevante indicador. No caso brasileiro, as reservas ultrapassaram 20,0% do PIB na passagem de 2015 para 2016, atingindo 20,8% em setembro de 2016, de acordo com dados do BCB. Após ficar entre 4,2% e 9,8% do PIB entre 1995 e 2005, essa relação do estoque de reservas exibiu expansão significativa, embora com oscilações, desde o início de 2006. A partir do início de 2015, a escalada verificada no indicador está associada ao desempenho negativo do PIB, uma vez que as reservas se mantiveram em mesmo patamar.

¹³ De acordo com informações do Sistema Gerenciador de Séries Temporais do Banco Central.

¹⁴ Durante a pior fase da crise de 2008-2009, houve redução de reservas entre outubro de 2008 e fevereiro de 2009, período depois do qual foi retomada a acumulação desses ativos.

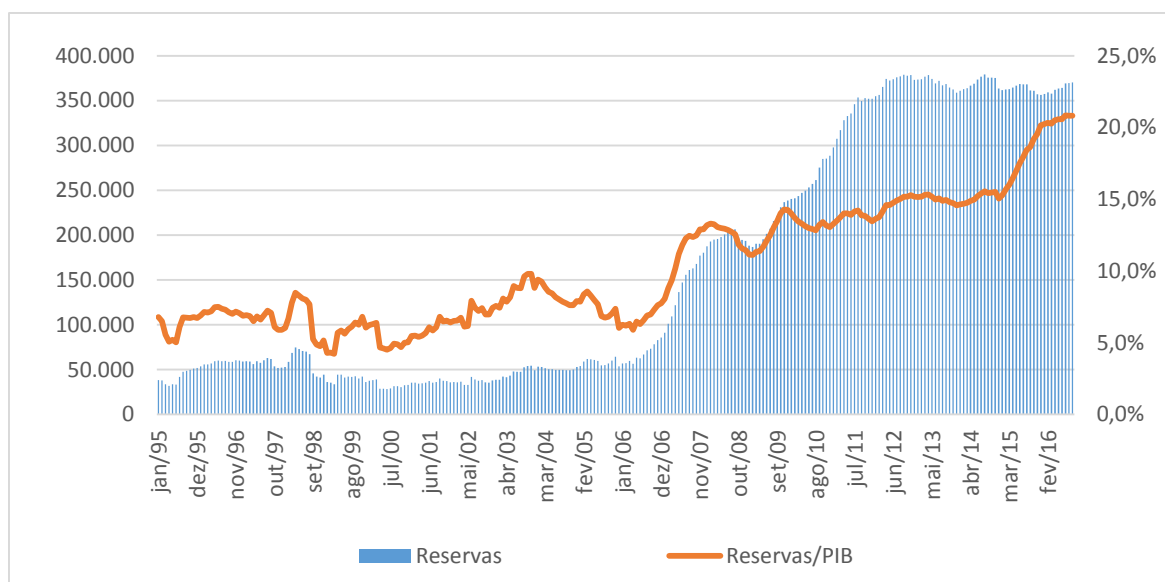


Figura 5.1 – Reservas internacionais do Brasil (US\$ milhões) e relação reservas sobre o PIB (em %). Fonte: Banco Central do Brasil.

A discussão sobre a acumulação de reservas internacionais tem sido significativa para a formulação de política econômica¹⁵. Com o sistema de Bretton Woods, desde meados do século XX, passou a haver maior preocupação com a operação normal da balança comercial. Uma regra prudencial importante era a adequação das reservas em nível equivalente a alguns meses de importação (três meses no mundo e quatro no Brasil). A partir da década de 1990, no contexto de maior globalização financeira e desbalanceamento dos fluxos de capitais, foram seguidas regras mais relacionadas à conta capital e financeira, voltadas ao equilíbrio do balanço de pagamentos. Assim, é comum a utilização da regra Guidotti-Greenspan, que prevê a manutenção de nível de reservas correspondente à dívida externa de curto prazo no período de um ano.

Além da preocupação com a gestão das reservas internacionais, tem havido questionamento sobre a sustentação de níveis excessivos desses ativos, distanciando-se de níveis que podem ser considerados ótimos. Destacam-se na

¹⁵ Para uma discussão crítica, ver Laan *et al.* (2012).

literatura explicações como o motivo precaucional para a manutenção de reservas, assim como a perspectiva de que constituiriam um seguro com relação ao consumo futuro, no caso de paradas bruscas nos ingressos de capitais¹⁶. No caso de crises financeiras, as reservas poderiam contrabalançar a reversão na conta financeira e garantir a absorção interna. A preocupação com os benefícios e custos advindos da acumulação de reservas é significativa na discussão sobre a conservação desses recursos.

Stiglitz (2007) reconhece que o sistema financeiro internacional apresenta desequilíbrios quanto à forma como os recursos são alocados no sistema internacional de reservas. Os recursos fluem dos países menos desenvolvidos para os mais desenvolvidos, os quais são os depositários das reservas daqueles países, sem que haja redução do risco de instabilidade advinda dos fluxos de capitais. Igualmente, a retenção de reservas por parte dos países em desenvolvimento acarreta custos significativos.

O custo social dessas reservas internacionais pode tornar-se elevado em razão do custo de oportunidade associado à manutenção desses recursos. Essa riqueza poderia ser aplicada em investimentos públicos com maiores retornos sociais ou mesmo abatimento da dívida pública¹⁷. Enquanto os recursos aplicados em reservas são mantidos geralmente em títulos do tesouro americano de curto prazo, rendendo muito pouco em termos reais, projetos de investimento poderiam ser empreendidos para o aumento da demanda agregada e para a sustentação do pleno emprego global, salienta Stiglitz (2007).

Com base nessas preocupações, o acúmulo de reservas internacionais tem influência importante sobre a dívida pública na economia brasileira, em razão da política monetária atual. A compra de moeda estrangeira para a formação do estoque de reservas por parte do BCB implica o lançamento de moeda nacional. Para evitar excesso de liquidez no mercado de reservas bancárias e,

¹⁶ Também, de acordo com Aizenman e Lee (2008), pode ser verificada a chamada intenção mercantilista de manutenção de taxas de câmbio mais favoráveis às exportações.

¹⁷ A redução da dívida é particularmente salientada por Rodrik (2006), para quem, em meados da década de 2000, os custos sociais eram estimados em 1% do PIB mundial. Stiglitz (2007) avaliou o custo de oportunidade das reservas em 2% do PIB dos países em desenvolvimento.

consequentemente, volatilidade na taxa de juros, em razão dos reais emitidos, o próprio BCB toma emprestado esses reais por meio de operações compromissadas.

Operações compromissadas são operações de compra (ou venda) de títulos com compromisso de revenda (ou recompra) dos mesmos títulos em uma data futura, anterior ou igual à data de vencimento dos títulos. Quando o BCB realiza uma operação compromissada, ele afeta temporariamente a liquidez bancária, vale dizer, do período compreendido desde a data da operação até a data de revenda ou recompra do título (data de liquidação do compromisso).

Na prática, são operações de curto prazo como similares a depósitos remunerados feitos pelos bancos comerciais junto ao Banco Central a taxas fixas, próximas às pagas pelo Tesouro Nacional, com garantia de títulos emitidos pelo próprio Tesouro que se encontram na carteira do BCB. Em 30 de junho de 2015, havia cerca de R\$ 816 bilhões em operações compromissadas junto ao Banco Central com prazo médio de pouco mais de um mês (Gallo, 2015).

Tudo se passa como se o BCB entregasse dinheiro ao Tesouro, que usa esse dinheiro para pagar suas despesas. Em seguida, o BCB vai ao mercado e toma um “empréstimo” para retirar do mercado o dinheiro injetado pelo Tesouro. Como resultado, as operações compromissadas refletem uma expansão fiscal. Importa registrar que o conceito de Dívida Bruta do Governo Geral inclui as operações compromissadas (Mendes, 2016).

É importante esclarecer que uma parte dos reais depositados nas contas dos investidores ou exportadores permanece nos bancos comerciais, mas o BCB exige que uma parcela fique depositada nele próprio. Esses recursos ficam, de fato, esterilizados, diferentemente do que ocorre com as operações compromissadas, que podem ser negociadas com outros bancos e utilizadas para gerar liquidez para os bancos.

Em junho de 2015, havia cerca de R\$ 344 bilhões depositados pelos bancos, de forma compulsória, no Banco Central (Gallo, 2015). Em 30 de junho de 2015, o montante total de reservas internacionais era de US\$ 368 bilhões, equivalente a R\$ 1,140 trilhão. Esse valor é muito próximo da soma das operações compromissadas, de R\$ 816 bilhões, com o valor depositado no BCB pelos bancos,

de R\$ 344 bilhões, que totalizavam R\$ 1,160 trilhão. Importa ressaltar que, nessas operações, o BCB vende ao mercado títulos de curto prazo e indexados à taxa Selic, o que aumenta e piora o perfil da dívida. A Figura 5.3 mostra, no eixo principal, a evolução das operações compromissadas em reais e, no eixo secundário, a evolução das reservas internacionais em dólares americanos, de acordo com Bastos (2015).

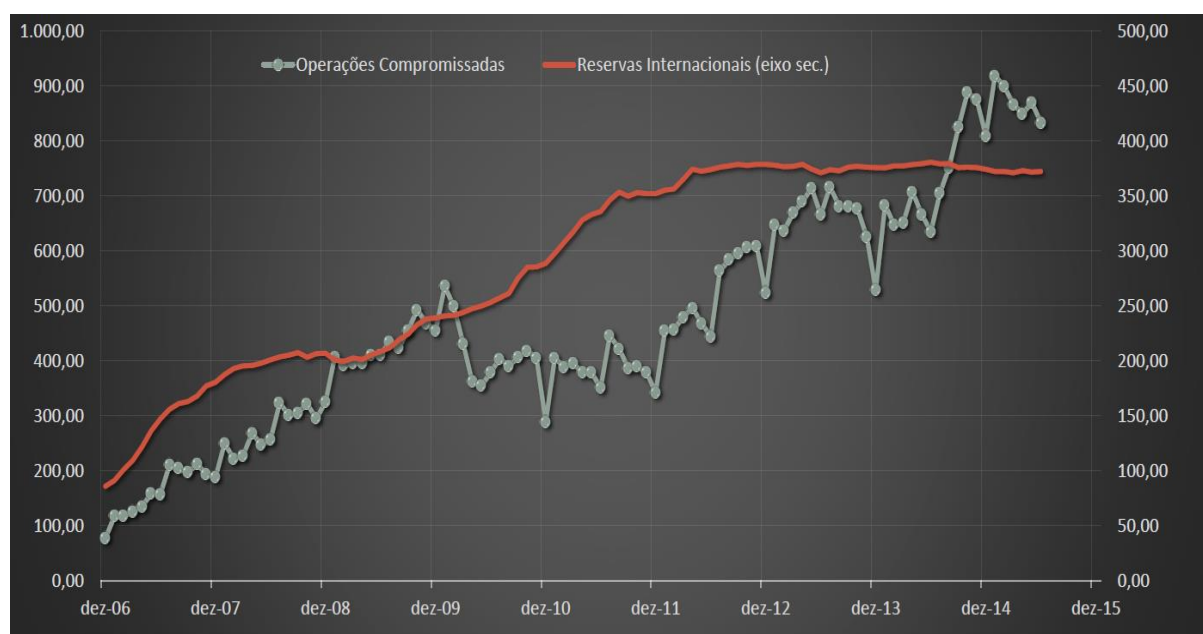


Figura 5.3 – Evolução das operações compromissadas e das reservas internacionais.

Fonte: Bastos (2015).

Não há dúvida de que essas reservas são uma espécie de seguro contra choques que possam desestabilizar os fluxos de capitais e levar a uma crise de balanço de pagamentos. No entanto, o valor ótimo de reservas depende da tolerância do país aos riscos externos, do custo de carregar tal seguro e dos efeitos secundários que o acúmulo de reservas pode gerar na economia.

É importante destacar que elevadas reservas aumentam a necessidade de financiamento do setor público, pois elevam a Dívida Bruta que precisa ser rolada nos mercados. Esse processo, adicionado ao custo fiscal que elas geram, acaba por pressionar as taxas de juros de longo prazo.

Importa destacar, ainda, que a legislação trata de maneira diferenciada o lucro e o prejuízo do BCB resultantes da variação cambial das reservas. De acordo com a Lei nº 11.803, de 5 de novembro de 2008, o resultado financeiro das operações com reservas cambiais depositadas no BCB e das operações com derivativos cambiais por ele realizadas no mercado interno, conforme apurado em seu balanço, será considerado: se positivo, obrigação do BCB com a União; e, se negativo, obrigação da União com o BCB.

Dessa forma, sempre que há uma desvalorização do real, os ativos do BCB em moeda estrangeira se valorizam. O BCB transfere ao Tesouro Nacional os lucros decorrentes da valorização de suas reservas cambiais. No entanto, como o Banco Central não vendeu, de fato, as reservas, os lucros apurados são meramente contábeis. Se houver uma valorização do real, as reservas geram perdas para o BCB. Nesse caso, o Tesouro Nacional emite títulos diretamente para o BCB.

Os supostos ganhos do BCB são contabilizados na conta única do Tesouro em moeda corrente; as perdas são compensadas com aportes de títulos do Tesouro na carteira do BCB. Essa prática levou a conta única do Tesouro a deter, contabilmente, mais de R\$ 1 trilhão¹⁸.

Com efeito, Goldfajn (2016) admite que há diversos problemas gerados pelo acúmulo de reservas e variações do câmbio. O alto estoque de operações compromissadas na carteira do BCB foi incentivado pela necessidade de esterilizar a grande acumulação de reservas. Ao mesmo tempo, a relação entre dívida bruta e PIB não seria tão vultosa se uma parte da emissão de títulos públicos não tivesse sido feita como contrapartida da acumulação de divisas. As operações compromissadas também sobem devido aos ganhos cambiais das reservas, que são transferidos para o Tesouro. No entanto, parte dos ganhos cambiais foi utilizada para gastos e amortização da dívida, o que teve de ser esterilizado pelo BCB mediante operações compromissadas.

Existem indícios, como se verá, de que as reservas têm sido acumuladas em excesso, estando acima de nível adequado para representar seguro

¹⁸ <http://noticias.uol.com.br/opiniaocoluna/2016/01/29/sem-funcao-para-reservas-pais-corre-risco-de-jogar-dolares-fora.htm>.

contra a instabilidade financeira. Como não há crise de balanço de pagamentos, mas uma crise fiscal de difícil solução, parcela das reservas cambiais poderia ser usada para abater a dívida pública ou para investimento do Estado em atividades altamente rentáveis, como, por exemplo, no desenvolvimento da produção do Pré-Sal e outras atividades relacionadas com a indústria de petróleo e gás.

6. NÍVEL ÓTIMO E UTILIZAÇÃO DAS RESERVAS INTERNACIONAIS

Não obstante os benefícios de se ter elevadas reservas internacionais, é preciso ficar claro que há um custo correspondente. Há um ponto em que os custos de carregamento das reservas passam a superar seus benefícios. Existe, então, um volume ótimo de reservas cuja determinação depende de alguns parâmetros.

Diversos indicadores têm sido utilizados para medir a adequação do nível de reservas internacionais e servem de guia para gestores públicos, como apresentado na seção anterior.

Segundo Lamucci¹⁹, o volume de reservas internacionais do Brasil, em torno de US\$ 370 bilhões em agosto de 2015, é bastante confortável e parece mais do que suficiente para proteger a economia dos efeitos de uma parada súbita do fluxo de capitais, de acordo com vários critérios que buscam medir o nível adequado dos recursos externos.

A relação entre importações de bens e serviços e reservas internacionais é importante para a aferir a disponibilidade de recursos para saldar essas despesas. Como já mencionado, a Resolução do Senado nº 82/1990 impõe que sejam mantidas reservas equivalentes a quatro meses de importação, considerando a média dos últimos 12 meses. Observa-se, na Figura 6.1, que as reservas internacionais, no período 1995-2016, foram mantidas sempre acima de 5 meses de importação, segundo dados do BCB.

Entre 1995 e 2005, apesar das oscilações, as reservas responderam, em média, por 8 meses de importações. A partir de janeiro de 2006, nota-se

¹⁹<https://fernandonogueiracosta.wordpress.com/2015/08/18/trocar-os-swaps-pelas-reservas-cambiais/>.

acumulação significativa até dezembro de 2009 (16,4 meses), seguida de nível estável em torno de 14,3 meses. Desde março de 2015, ocorre nova escalada nessa relação, tendo as reservas atingido 21,7 meses de importações em setembro de 2016²⁰.

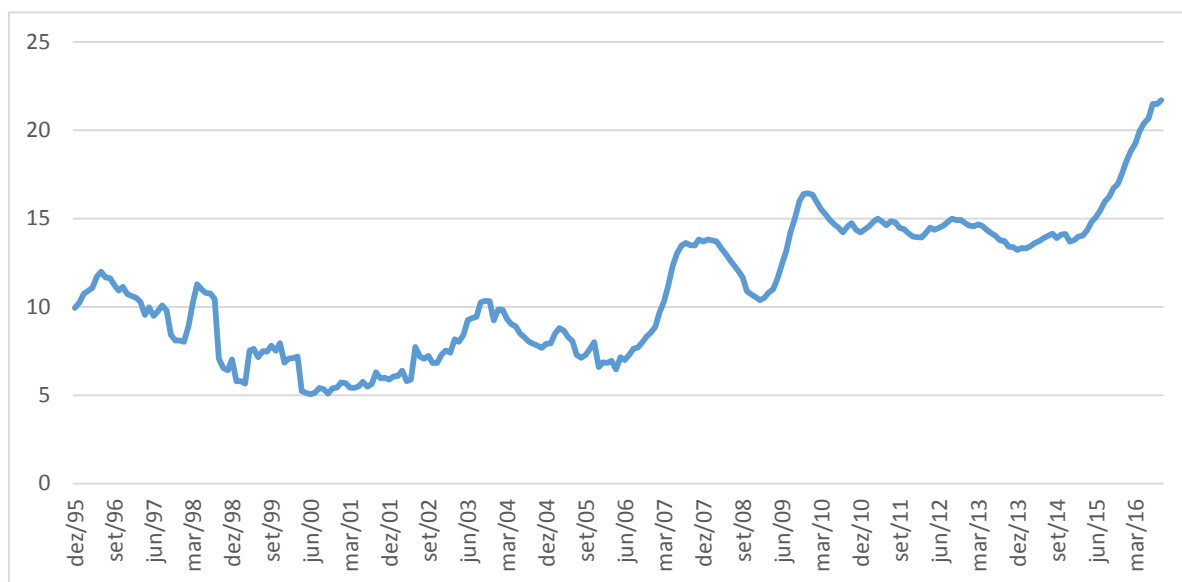


Figura 6.1 – Relação entre reservas internacionais e importação de bens e serviços (média dos últimos 12 meses).

Fonte: Banco Central do Brasil. Elaboração própria.

A regra Guidotti-Greenspan, como apresentada anteriormente, estabelece que o nível de reservas deve cobrir 100% da dívida externa de curto prazo em até um ano. Os dados do Banco Central para a economia brasileira no período 1995-2015, dispostos na Figura 6.2, revelam que a situação das reservas ultrapassa essa regra prudencial a partir de 2005 com grande conforto, mostrando níveis crescentes até 2013. Entre 1997 e 2003²¹, o indicador esteve abaixo de 100%. Mesmo que em 2014 e 2015 tenha havido decréscimo no nível do indicador, as reservas se encontraram três vezes acima do limite prudencial.

²⁰ A queda do PIB e a elasticidade-renda elevada das importações tiveram influência sobre esse resultado, havendo redução significativa das importações no período, ainda que as reservas tenham mantido patamar estável.

²¹ Em 2004, o nível do indicador esteve praticamente no valor considerado prudente, atingindo 99,3%.

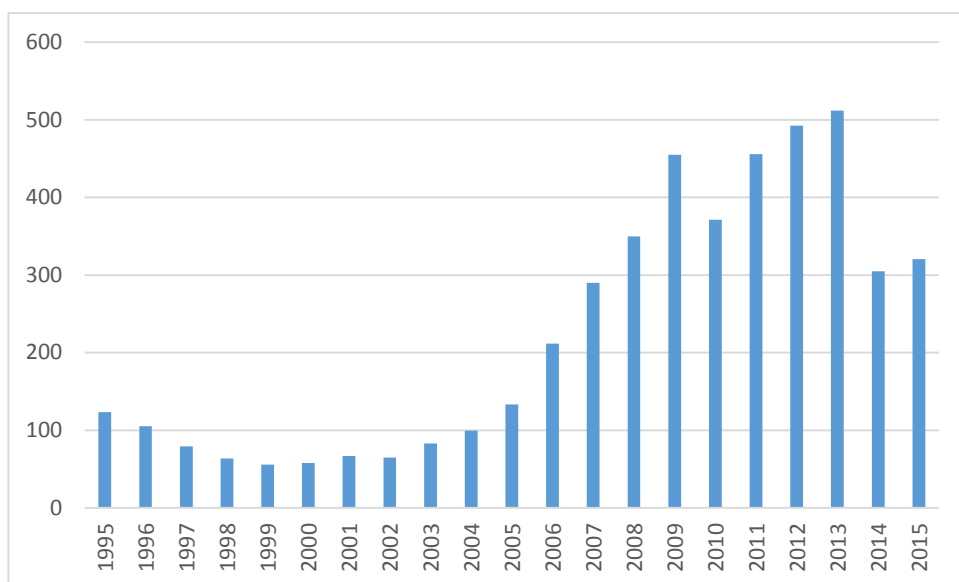


Figura 6.2 – Relação entre reservas internacionais e dívida externa de curto prazo (por vencimento residual).

Fonte: Banco Central do Brasil. Elaboração própria.

As reservas equivalem a quase 14 meses dos gastos com importações de bens e serviços, além de outras despesas da conta corrente. Esse período está abaixo apenas dos 19 meses da China e dos quase 15 meses de Taiwan, segundo estimativas da Standard & Poor's – S&P para 2015. Além disso, as reservas do País representam cerca de 19% do PIB, número bem abaixo dos 36% da China e dos quase 50% da Tailândia, mas superior aos 10% a 15% do PIB apontados por especialistas como o nível ótimo para suportar fugas abruptas de capital.

A essa situação das reservas deve ser associado o custo de detê-las. De acordo com Kawall²², admitindo-se um montante de reservas internacionais de US\$ 370 bilhões, equivalentes a R\$ 1,295 trilhão; taxa Selic média de 11,4% ao ano; remuneração das reservas de 2,0% ao ano; e depreciação anual média do câmbio de 5,5%, o custo de carregamento das reservas entre 2016 e 2018 seria de R\$ 151,5 bilhões no período, o que representa o custo médio de R\$ 50,5 bilhões por ano.

²² <http://livrozilla.com/doc/6182/carlos-kawall>.

Vale enfatizar que os custos de manutenção de elevadas reservas internacionais são pagos por toda a sociedade, por meio de impostos e de restrições à expansão dos gastos sociais, uma vez que se gera necessidade de superávits primários mais elevados. Desse modo, aqueles que se beneficiam mais diretamente das elevadas reservas do Brasil, como os bancos, grandes empresas, investidores internacionais de renda fixa, importadores etc., são indiretamente subsidiados pelos contribuintes (GALLO, 2015).

Na relação custo-benefício, Laan *et al.* (2012) calculam em US\$ 164 milhões o custo de carregamento e de oportunidade de US\$ 1 bilhão adicional em reservas.

Entre os modelos explicativos que incluem a mensuração de custos e benefícios do estoque de reservas, podem ser notados os desenvolvidos por Jeanne e Rancière (2006, 2011)²³, para uma pequena economia aberta vulnerável a paradas súbitas de ingressos de capitais. As reservas são interpretadas como meio de mitigar a influência de paradas súbitas, suavizar perdas no PIB e maximizar a função-objetivo do governo. O nível ótimo das reservas depende, em resumo, da probabilidade e do tamanho da parada súbita, da aversão da sociedade ao risco e do custo de oportunidade de manter reservas. Jeanne e Rancière (2006)²⁴ calcularam, para um grupo de 34 países de renda média, entre os quais o Brasil, que a relação reservas/PIB ótima deve ser de 9,0%. Também é discutida a sensibilidade dos valores dos parâmetros e as particularidades dos países asiáticos, que apresentam números mais elevados para a relação reservas/PIB.

De acordo com Shousha (2014), o nível ótimo de reservas para se proteger de fugas abruptas de capital não ultrapassa 10% do PIB. Ele lembra de outra medida tradicional, a de que as reservas cubram pelo menos três meses de importações. Por esse critério, o Brasil tem recursos de sobra. Pelos números da S&P, as reservas seriam suficientes para cobrir quase 14 meses de importações de bens,

²³ Modelos elaborados no âmbito do departamento de pesquisa do FMI.

²⁴ Jeanne e Rancière (2006) estimam que reservas da ordem de 10% a 15% do PIB são suficientes para mitigar os efeitos de uma parada súbita de capitais sobre a economia. Esse intervalo seria o adequado para quem espera um grande choque, tem elevada aversão ao risco e um baixo custo de carregamento de reservas.

serviços e outros gastos em conta corrente, um indicador mais amplo do que apenas as despesas com as compras de mercadorias no exterior.

Estudos realizados com base na metodologia de Jeanne e Rancière para o Brasil constataram também nível excessivo do estoque de reservas. Vonbun (2013) avalia, com base no modelo de Jeanne e Rancière (2011), que as reservas internacionais têm sido excessivas desde, pelo menos, o segundo trimestre de 2010, dependendo dos cenários simulados²⁵. Considerando suposições mais realistas, outros cenários indicam que as reservas são acumuladas em excesso desde, pelo menos, o segundo trimestre de 2007²⁶. Já Laan *et al.* (2012), com base no modelo de Jeanne e Rancière (2006), estimaram para a economia brasileira nível ótimo de reservas de aproximadamente 13,5% do PIB.

Outras decorrências da acumulação de reservas foram estudadas, como efeitos marginais relativos a reservas adicionais acima de determinado patamar. Laan *et al.* (2012) empreenderam estimativas por meio de modelo de vetores autorregressivos com correção de erro. Foi verificado, entre outros efeitos, que não há redução da volatilidade ou impressão de estabilidade sobre a taxa de câmbio em razão do aumento de reservas (a relação de causalidade foi que as reservas levaram a câmbio mais forte); que o aumento das reservas eleva a dívida pública; que a acumulação de reservas tem efeito pequeno sobre o risco-país; e que as reservas têm efeito limitado sobre o crescimento do PIB. Esses resultados geram questionamento sobre a política de acúmulo forte de reservas, indicando que a otimização de reservas e dos recursos empregados pode trazer benefícios para a economia.

Desse modo, o nível de reservas internacionais do Brasil estaria bem acima do ótimo. Essas reservas poderiam, então, ser reduzidas, por exemplo, de 19% para 15% do PIB, o que representa recursos da ordem de US\$ 77 bilhões, cerca de R\$ 270 bilhões.

²⁵ Vonbun (2013) simula diversos valores. Como cada cenário dá um nível ótimo de reservas diferente, o cruzamento do valor observado das reservas intercepta o nível ótimo preconizado para cada cenário em um distinto momento do tempo.

²⁶ O que havia sido verificado por outro estudo de Vonbun (2009), que utilizara a versão anterior do modelo de Jeanne e Rancière (2006).

Este trabalho analisa duas possibilidades de a União vir a utilizar reservas cambiais para:

- investimentos no Pré-Sal em parceria com a Petrobras e com outras empresas na forma de consórcio; ou
- capitalização da Petrobras por meio de subscrição de ações pela própria União ou por outros entes federais.

6.1 Participação direta da União em investimentos

Em 2010, o Brasil teve uma grande oportunidade de introduzir um modelo similar ao da Noruega, onde o estado é investidor a partir do *State's Direct Financial Interests* – SDFI, gerenciado pela empresa pública Petoro, conforme descrito no capítulo 4.

No entanto, ao contrário da Noruega, onde o Estado é investidor direto, o Brasil optou pelo regime de partilha de produção no Pré-Sal e em áreas estratégicas, no qual o Estado não é investidor direto.

Segundo Lima (2013), o regime de partilha de produção não deve gerar rendas governamentais muito maiores do que o regime de concessão. Além disso, o regime de partilha, assim como o regime de concessão, é muito dependente do interesse da Petrobras e de outras empresas. Esse interesse só vai existir se for baixa a participação governamental na renda petrolífera.

Em 2015, a produção nacional média de petróleo foi de 2,523 milhões de barris por dia; a produção nacional medida de gás natural foi de 0,609 milhão de barris de óleo equivalente por dia²⁷. Assim sendo, o Brasil produziu, em média, 3,132 milhões de bpd.

O valor médio do Brent foi de US\$ 52,46 por barril, em 2015. Considerando um desconto do petróleo e do gás em relação ao Brent e que nem todo

²⁷ <http://www.anp.gov.br/?pg=69299&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&1460125105024>.

o gás produzido foi comercializado, obtém-se um valor da produção nacional da ordem de R\$ 200 bilhões. Esse valor foi obtido a partir de uma produção média de cerca de 3,132 milhões de barris de óleo equivalente por dia, precificada a 86% do valor do Brent.

Importa registrar que, em 2015, toda a produção nacional ocorreu sob o regime de concessão. Nesse ano, as participações governamentais podem ser assim discriminadas²⁸:

- royalties: R\$ 13,858 bilhões;
- participação especial: R\$ 10,680 bilhões;
- outras taxas: R\$ 0,216 bilhão.

Uma vez que a Petrobras apresentou prejuízo nesse ano, a essas participações governamentais podem ser somados somente o imposto de renda e a contribuição social sobre o lucro líquido pagos por outras empresas. Estima-se que esses tributos foram de cerca de R\$ 1,2 bilhão. Esse valor foi obtido a partir de um lucro potencial de R\$ 3,4 bilhões das empresas produtoras no Brasil, excluindo-se a Petrobras. Como não houve pagamento de dividendos pela Petrobras, a participação governamental total foi de cerca de R\$ 26 bilhões, o que representa 13% do valor total da produção.

Na Noruega, a participação governamental, no ano de 2015, representou 42,5%. Desse modo, o percentual da participação governamental em relação à receita bruta da Noruega foi três vezes maior que o do Brasil. A Figura 6.3 mostra a participação governamental em relação à receita líquida em vários países (Martén, Whittaker e Bourio, 2015).

²⁸ <http://www.anp.gov.br/?id=522>.

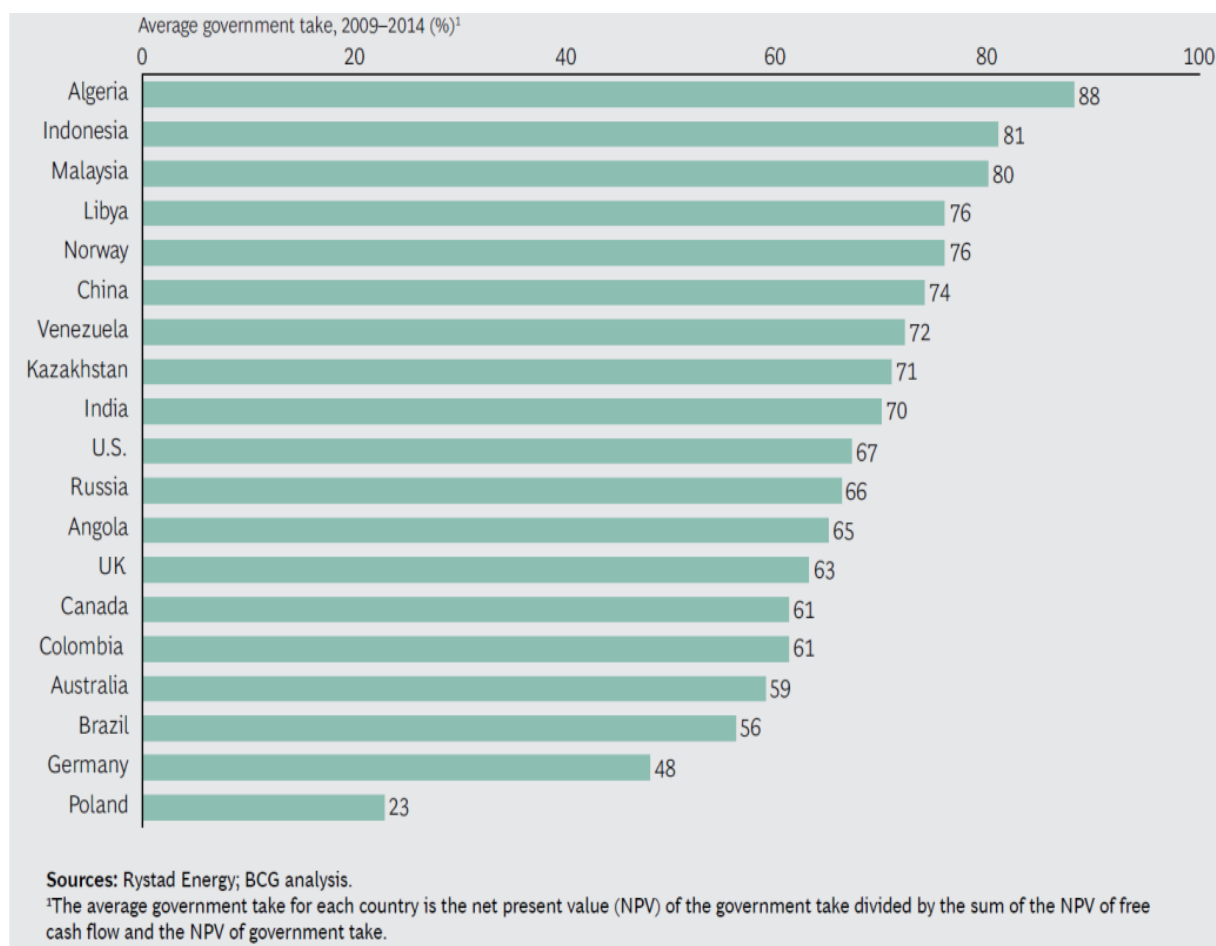


Figura 6.3 – Participação governamental média de 2009 a 2014.

Fonte: Rystad Energy; BCG analysis.

Conforme mostrado na Figura 6.3, o Brasil está entre os países com menor participação governamental. Isso decorre do atual regime de concessão. Com a descoberta do Pré-Sal, torna-se evidente que esse regime não é adequado ao País também pelas baixas rendas estatais.

Conforme mostrado no capítulo 3, o Brasil conta com um grande tesouro que é a província petrolífera do Pré-Sal, que apresenta elevados volumes recuperáveis de petróleo, reservatórios de alta produtividade e tecnologia de ponta,

especialmente com a Petrobras. Mesmo com o valor do barril a US\$ 45, muitos reservatórios do Pré-Sal são extremamente rentáveis.

No momento, sobra óleo e tecnologia, mas falta capital, principalmente por parte da Petrobras. Nos próximos anos, a empresa terá de pagar elevados valores de principal e de juros, conforme mostrado na Tabela 6.1. Esses valores totalizam R\$ 409,94 bilhões.

Tabela 6.1 – Vencimento de principal e juros de 2016 a 2020.

Vencimento	2016	2017	2018	2019	2020
Principal	50.764	44.709	63.124	88.529	60.325
Juros	25.854	23.482	21.809	18.055	13.293
Total	76.618	68.191	84.933	106.584	73.618

Fonte: Petrobras (2016).

Esses elevados compromissos financeiros fizeram com que a Petrobras reduzisse o número de plataformas a serem instaladas e anunciasse um audacioso plano de desinvestimentos.

Nesse contexto, o Estado poderia assumir parcerias com a Petrobras e outras empresas e, com isso, parte dos investimentos no Pré-Sal poderia ser realizada a partir de recursos oriundos das reservas internacionais.

Analisa-se, a seguir, a possibilidade de a União vir a ser investidora na área de Carcará. Em janeiro de 2013, a Petrobras comunicou que foi concluída a perfuração do poço 4-SPS-86B, localizado no bloco BM-S-8, da Bacia de Santos. O poço, informalmente conhecido como Carcará, está localizado a 232 quilômetros da costa e foi perfurado em lâmina d'água de 2.027 metros.

A partir de 5.742 metros de perfuração foi identificada uma expressiva coluna de, pelo menos, 471 metros de óleo de ótima qualidade, com 402 metros em reservatórios de excelentes características de porosidade e permeabilidade. Dados de pressão obtidos indicam que esses reservatórios estão interconectados. A Figura 6.4 mostra a localização do poço 4-SPS-86B.

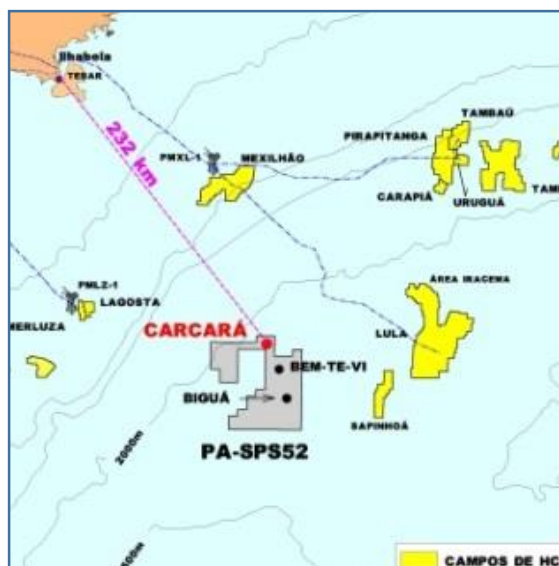


Figura 6.4 – Localização do poço 4-SPS-86B²⁹.

Os inúmeros dados coletados do poço, bem como análises petrofísicas, aliados ao conhecimento e experiência da Petrobras em testes de formação e de longa duração em reservatórios do Pré-Sal, reforçam a expectativa de um elevado potencial de vazão de óleo nos reservatórios perfurados.

A Petrobras é operadora do consórcio (66%) em parceria com a Petrogal (14%), Barra Energia (10%) e Queiroz Galvão (10%). Diante do potencial de Carcará, o consórcio solicitou à ANP a extensão do prazo do Plano de Avaliação. A produção do primeiro óleo de Carcará estava prevista para 2018, mas não mais consta do último Plano de Negócios e Gestão da Petrobras.

Estima-se que a área de Carcará tenha um volume de petróleo recuperável de 1 bilhão de barris, sendo que 40% desse volume podem estar localizados em área da União. A Figura 6.5 mostra a área de Carcará, onde já foram perfurados três poços, em maior detalhe (GUIMARÃES, 2016).

²⁹ <http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/comunicados-e-fatos-relevantes/poco-carcara-confirma-grande-potencial-do-bloco-bm-s-8-no-pre-sal-da-bacia-de-santos>

Conforme mostrado na Figura 6.5, uma grande fração do reservatório de Carcará estaria localizada em área da União. Admitindo-se que 40% do volume recuperável esteja em área da União, poderia ser construído um novo consórcio com as seguintes participações:

- Petrobras: 39,6%;
- Petrogal: 8,4%;
- Barra Energia: 6%;
- Queiroz Galvão: 6%; e
- União: 40%.

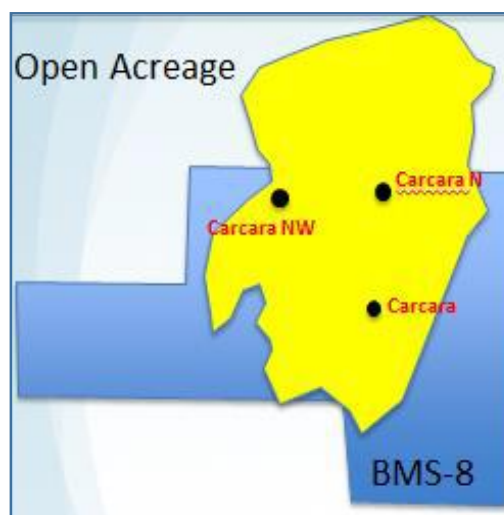


Figura 6.5 – Detalhamento de Carcará após a perfuração de três poços.

Fonte: Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis – IBP³⁰.

Com essa participação no consórcio, a União seria responsável por 40% dos investimentos, mas teria uma participação na receita líquida do consórcio

³⁰ <http://www2.camara.leg.br/atividade-legislativa/comissoes/comissoes-temporarias/especiais/55a-legislatura/pl-4567-16-petrobras-e-exploracao-do-pre-sal/documentos/audiencias-publicas/antonio-guimaraes-secretario-executivo-do-instituto-brasileiro-de-petroleo-gas-e-biocombustiveis-ibp>

também de 40%. Além dessa participação, haveria ainda o recebimento de royalties e participação especial, uma vez que a área foi licitada sob o regime de concessão.

Ressalte-se que a Petrobras chegou a incluir a instalação de uma plataforma em Carcará no PNG 2014-2018, conforme mostrado na Figura 6.6, quando se previa uma produção de 4,2 milhões de bpd em 2020. Atualmente, a previsão de produção em 2020, após os grandes cortes nos investimentos, é de apenas 2,7 milhões de bpd. Como já mencionado, o primeiro óleo de Carcará, previsto para 2018, foi cancelado.

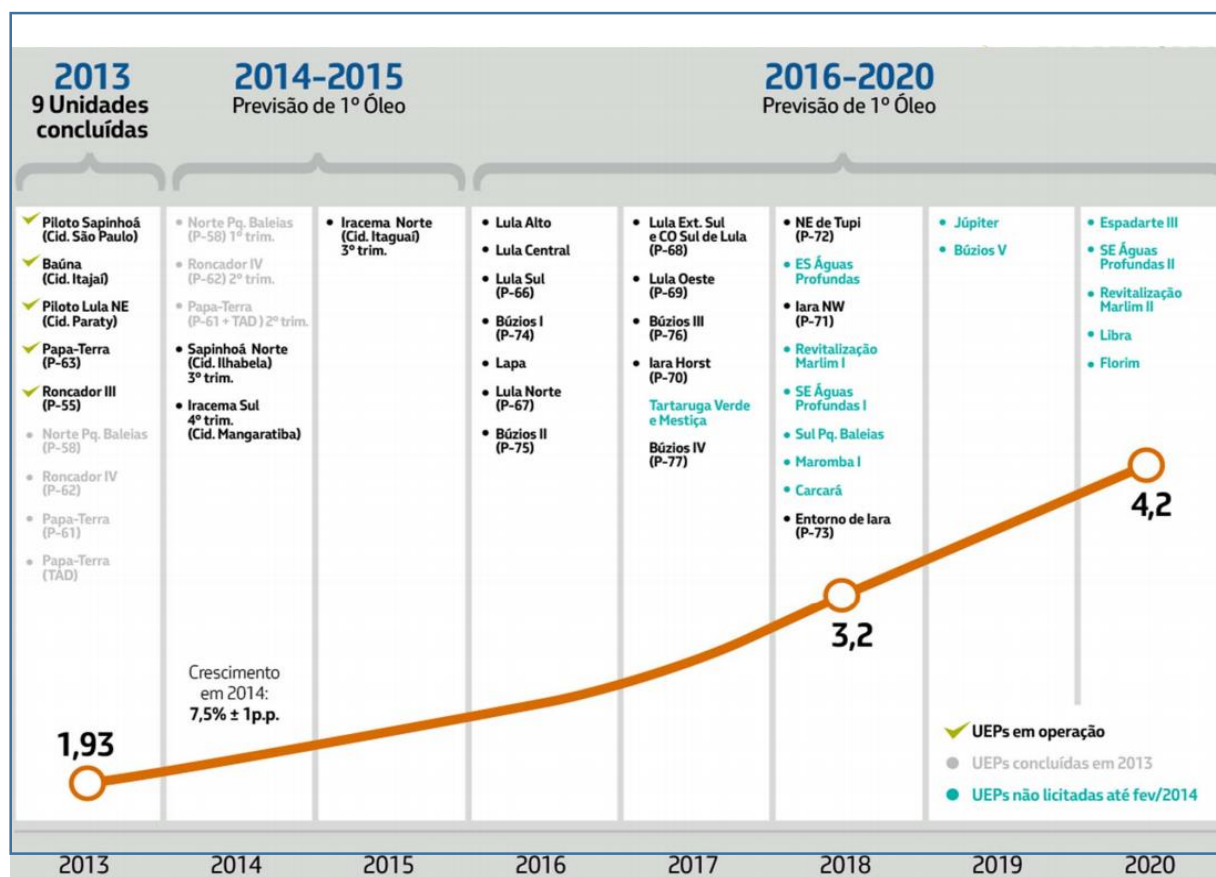


Figura 6.6 – Curva de produção desatualizada da Petrobras (meta de produção, em 2020, reduzida de 4,2 para 2,7 milhões de bpd).

Fonte: PNG 2015-2019 da Petrobras.

Vale registrar, ainda, que, além de Carcará, não mais constam no plano de negócios da Petrobras duas unidades em Sergipe – Águas Profundas,

Tartaruga Verde e Mestiça, Espírito Santo – Águas Profundas, Sul do Parque das Baleias, Júpiter, Maromba I e Espadarte III. Muito provavelmente, dificuldades de geração de caixa e alto endividamento levaram a Petrobras a retirar essas unidades dos seus planos de investimento.

Admitindo-se que sejam instaladas em Carcará apenas duas unidades de produção do tipo FPSO (*floating, production, storage and offloading*) de 150 mil bpd cada uma, é razoável esperar para essa área a curva de produção mostrada na Figura 6.7.

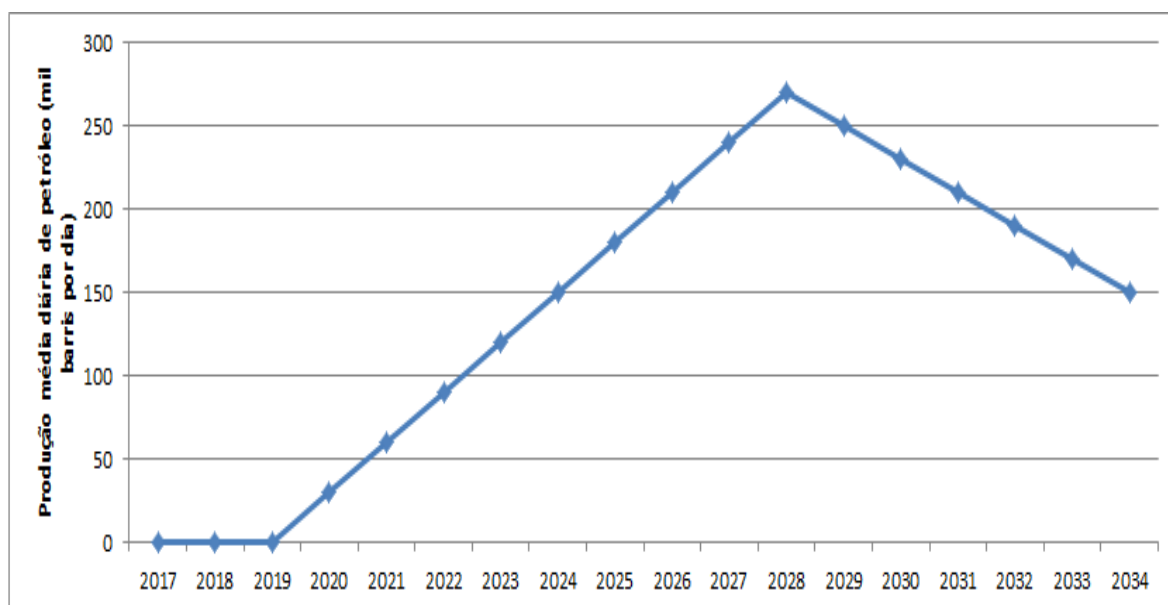


Figura 6.7 – Curva de produção em Carcará.

Admitindo-se um valor da produção de US\$ 65 por barril a partir de 2020 e uma alta taxa de desconto de 8,83% ao ano, Carcará pode apresentar um valor presente líquido – VPL da ordem de US\$ 13 bilhões. Como 40% desse VPL seriam da União, o Estado brasileiro teria uma renda adicional de US\$ 5 bilhões.

O custo de capital de Carcará seria da ordem de US\$ 12 bilhões. Dessa forma, a União teria que investir recursos oriundos das reservas internacionais da ordem de US\$ 4,8 bilhões. Uma alternativa para reduzir esse custo de capital seria a utilização de unidades afretadas. Com isso, os investimentos da União poderiam ser reduzidos para apenas US\$ 3,2 bilhões.

Em suma, Carcará representa uma oportunidade para a União aumentar sua parcela na participação governamental em US\$ 5 bilhões até o ano de 2034. Se forem investidos US\$ 32 bilhões no Pré-Sal, a União poderá ter um lucro líquido da ordem de US\$ 50 bilhões, o que representa cerca de R\$ 175 bilhões de receitas líquidas orçamentárias adicionais. Outra opção é manter as reservas internacionais intocadas e, dessa forma, poder ter “prejuízo” da ordem de R\$ 50,5 bilhões por ano.

As divisas poderiam ser utilizadas em contratações externas, mantidas exigências de conteúdo local mínimo. A área de Carcará, por exemplo, foi descoberta no Bloco BM-S-8 da primeira rodada promovida pela ANP, ocorrida em 1999, cuja exigência de conteúdo local é inferior a 30%. A declaração de comercialidade de Carcará, prevista para ocorrer em 2012, foi prorrogada até 2018³¹.

De acordo com o IBP, oito processos de áreas unitizáveis, além de Carcará, já estariam em andamento, conforme mostrado na Tabela 6.2. Assim como Carcará, essas áreas poderiam receber investimento direto por parte da União.

A Figura 6.8 mostra a média de conteúdo local das ofertas vencedoras das dez primeiras rodadas de licitação³². Conforme mostrado nessa figura, muitas áreas do Pré-Sal foram descobertas em blocos licitados na segunda e terceira rodadas, cujos conteúdos locais são inferiores a 50%. Dessa forma, a União, como parte de sua parcela no investimento, poderia disponibilizar divisas para pagamentos no exterior, sem necessidade de “internalizar” divisas em moedas como o dólar.

³¹ <http://www3.eliteccvm.com.br/novo/queiroz-galvao-comercialidade-de-carcara-pode-ser-divulgada-antes-do-prazo-news-21764.html>.

³² <http://www.onip.org.br/wp-content/uploads/docs/cadfor/macae3conteudolocal.pdf>.

Tabela 6.2 – Áreas unitizáveis no curto prazo.

EM ANDAMENTO	PREVISTOS
TARTARUGA MESTIÇA	PIRAMBÚ
LULA e SUL DE LULA	SUL DE SAPINHOÁ
SAPINHOÁ	BM-C-34 (BLOCO C-M_473)
CARCARÁ	BM-C-32 (Bloco C-M_61) ITAIPÚ
NAUTILUS	IARA/ENTORNO DE IARA
CARAPEBA	JÚPITER BM-S-24
GATO DO MATO	BÚZIOS
EPITONIUM	SÉPIA (NORDESTE DE LULA) e JÚPITER
LIBRA	MORÉIA
	CAXARÉU
	C-M-202

Fonte: IBP.

Mas não é apenas o Pré-Sal que apresenta uma oportunidade de investimento para a União. Existem outras oportunidades, por exemplo, na Nova Transportadora do Sudeste – NTS e no Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro – Comperj.

Após dividir sua malha de dutos por regiões e criar a NTS, a Petrobras informou que iniciou negociações para a alienação dessa empresa, que é proprietária dos gasodutos da empresa na região Sudeste. Estima-se que o valor da estratégica subsidiária integral NTS seja da ordem de US\$ 5 bilhões a US\$ 6 bilhões.

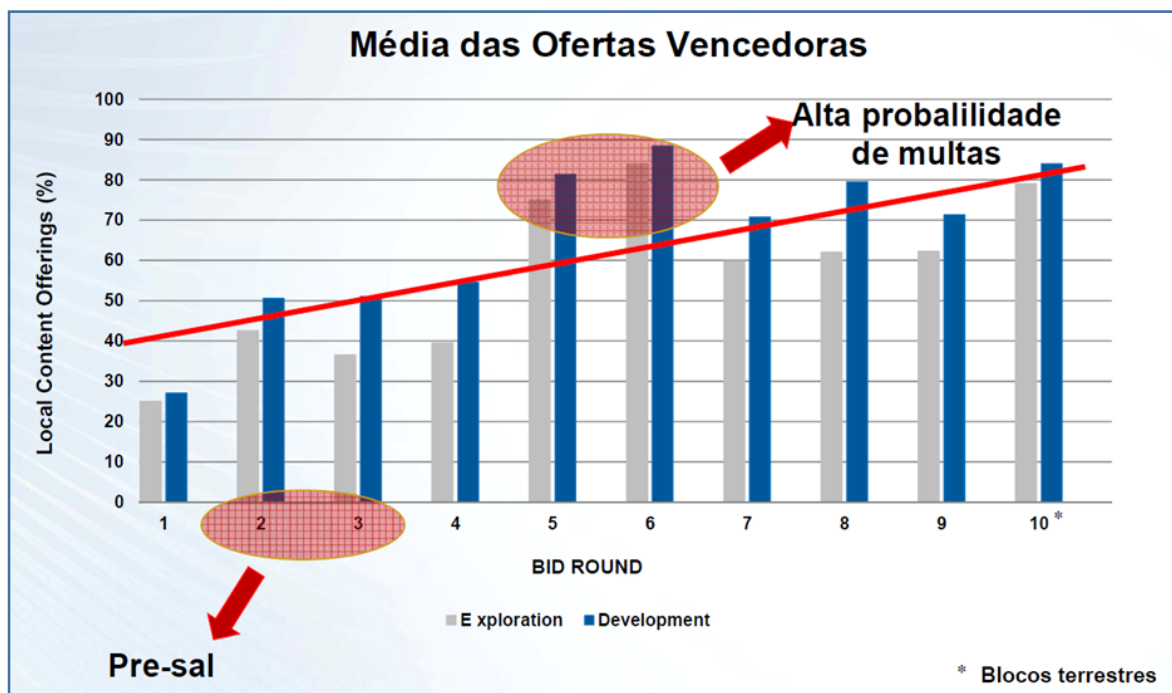


Figura 6.8 – Média das ofertas vencedoras de conteúdo local em dez rodadas da ANP.

Fonte: ANP.

Na Noruega, praticamente todos os sistemas de transporte de gás foram integrados em uma *joint venture* denominada Gassled. A Petoro detém 45,793% do controle acionário da Gassled, enquanto a Statoil detém 5%. Dessa forma, essas duas empresas estatais detêm o controle da *joint venture*, que também tem grande participação da iniciativa privada. Esse modelo de *joint venture* seria muito adequado aos sistemas de gás do Brasil. A Tabela 6.3 mostra os acionistas da Gassled, que é proprietária dos ativos de transporte de gás da Noruega.

Tabela 6.3 – Acionistas da Gassled³³

Petoro	45.793 %
Solveig Gas Norway	24.756 %
Njord Gas Infrastructure	8.036 %
Silex Gas Norway	6.102 %
Infragas Norge	5.006 %
Statoil Petroleum	5.000 %
CapeOmega	2.661 %
Norsea Gas	2.261 %
GDF SUEZ E&P Norge	0.304 %
Dea Norge	0.081 %

O Comperj também representa uma oportunidade de negócio para a União. O complexo está localizado no município de Itaboraí, ocupando uma área de 45 km², e terá como objetivo estratégico expandir a capacidade de refino do País para atender ao crescimento da demanda de derivados como óleo diesel, nafta petroquímica, querosene de aviação, coque e GLP (gás de cozinha). A previsão de entrada em operação da primeira unidade de refino era agosto de 2016, com capacidade para refino de 165 mil barris de petróleo por dia. Em fevereiro de 2015, a obra alcançou 82% de avanço físico. No momento, a obra está suspensa.

Na área de Exploração e Produção, os investimentos diretos da União poderiam ocorrer por meio da PPSA, enquanto, nas outras áreas, a participação direta do Estado poderia ocorrer por intermédio do BNDES Participações S.A. – BNDESPAR. Para isso, serão necessárias alterações legislativas.

³³ <https://www.gassco.no/en/about-gassco/gassled-eng/>

6.2 Capitalização da Petrobras

As reservas internacionais, isolada ou conjuntamente com a participação direta da União nos investimentos, também poderiam ser utilizadas para capitalização da Petrobras. Nesse caso, será necessária a realização de Assembleia Geral para aprovar alteração no Estatuto Social da empresa com o objetivo de definir o valor total e a quantidade de ações que poderiam ser emitidas. Essa possibilidade é defendida por alguns analistas, como Armínio Fraga³⁴.

Na última capitalização, realizada em 2010, o limite para o aumento de capital definido por Assembleia Geral Extraordinária foi de R\$ 150 bilhões, mas a capitalização efetuada foi da ordem de R\$ 120 bilhões. Desse total, a União e entes federais foram responsáveis por cerca de R\$ 80 bilhões e o setor privado por R\$ 40 bilhões (Lima, 2010).

Se a capitalização for feita isoladamente, seriam necessários recursos públicos de pelo menos R\$ 80 bilhões, haja vista que a alavancagem líquida da Petrobras no final de 2015 era da ordem de 60% e a empresa tem como meta reduzi-la, em 2020, para 32,2%. A Figura 6.9 mostra a evolução do endividamento líquido e da alavancagem da Petrobras (Petrobras, 2016).

Se os outros sócios acompanharem o acionista controlador, o total da operação poderá chegar a R\$ 160 bilhões. No entanto, é pouco provável que isso ocorra. No entanto, é factível uma capitalização total na faixa de R\$ 130 a R\$ 140 bilhões.

Uma redução no endividamento líquido da Petrobras de R\$ 392 bilhões para R\$ 262 bilhões, a partir de uma capitalização de R\$ 130 bilhões, reduziria a alavancagem líquida da empresa de 60% para 50%.

³⁴ Ver reportagem no Valor Econômico de 02/05/2016 “Armínio Fraga defende injeção de dinheiro público na Petrobras”.



Figura 6.9 – Evolução do endividamento e da alavancagem da Petrobras.

Fonte: Petrobras (2016).

Um desafio a ser vencido na capitalização da Petrobras com parcela das reservas internacionais seria a grande entrada de divisas no País, o que poderia levar a uma apreciação do Real, com forte impacto na taxa de câmbio.

7. CONCLUSÕES

O setor petrolífero nacional vive um momento de dificuldades, mas está diante de uma grande oportunidade em razão da descoberta da província petrolífera do Pré-Sal. Ao longo dos últimos anos, a Petrobras foi a principal aposta para viabilizar altíssimos investimentos tanto no Pré-Sal quanto em outras áreas do setor.

No entanto, a queda nos preços do petróleo e o alto endividamento da empresa geraram significativas alterações de cenário. Nos últimos planos de negócio

da Petrobras, houve grande redução nas previsões de investimento, além do estabelecimento de uma ambiciosa meta de desinvestimentos.

Para reduzir sua alavancagem, a Petrobras anunciou a suspensão de uma série de investimentos, entre eles as refinarias Premium I e II, que seriam construídas nos Estados do Maranhão e Ceará, respectivamente, e o Complexo Petroquímico do Estado do Rio de Janeiro – Comperj. Houve, ainda, corte de oito plataformas e duas fábricas de fertilizantes, entre outros projetos menores. Os desinvestimentos para o biênio 2015-2016 foram mantidos em US\$ 15,1 bilhões.

Os cortes de investimentos na área de Exploração e Produção representam um grande impacto na estimativa da produção nacional de petróleo. Segundo a Agência Internacional de Energia, a produção de petróleo do Brasil deverá aumentar de 2,5 milhões de bpd para 3,4 milhões de bpd em 2021. O Plano Decenal de Expansão de Energia 2023 chegou a prever uma produção muito superior a essa, de cerca de 4,6 milhões de bpd.

Para manter boas perspectivas de investimento no setor petrolífero e de aumento de produção, parcela das reservas internacionais poderia ser utilizada para investimentos diretos da União nesse setor, em especial na província do Pré-Sal, isolada ou conjuntamente com uma operação de capitalização da Petrobras.

A descoberta dessa província pode representar a agregação de reservas de 176 bilhões de barris de petróleo, volume significativamente maior que as reservas nacionais, que, em 2014, em de 16,2 bilhões de barris de petróleo.

A competência técnica da Petrobras, a atuação da ANP e a exigência contratual do programa exploratório mínimo nos vários blocos da Bacia de Santos foram decisivas para a descoberta do Pré-Sal. Em 1992, a Petrobras recebeu o prêmio OTC *Distinguished Achievement Award* por conquistas técnicas notáveis relacionadas ao desenvolvimento de sistemas de produção em águas profundas relativas ao campo de Marlim e, em 2001, por avanços nas tecnologias e na economicidade de projetos de águas profundas, no desenvolvimento do campo de Roncador. Recentemente, em maio de 2015, a Petrobras recebeu pela terceira vez o prêmio OTC. Esse prêmio é o maior reconhecimento que uma empresa de petróleo pode receber na condição de operadora *offshore*.

O primeiro poço do Pré-Sal, iniciado em 2006, demorou mais de um ano para ser perfurado e custou cerca de US\$ 240 milhões. Com o passar do tempo, um poço equivalente passou a ser perfurado em 60 dias, a um custo de US\$ 60 milhões.

É pouco provável que outra província petrolífera do mundo tenha apresentado uma evolução da produção tão rápida. Em apenas seis anos, a produção de óleo equivalente atingiu 1 milhão de barris de petróleo equivalente por dia. A Petrobras, criada em 1953, fez com que o Brasil atingisse essa marca em 1997. Foram necessários 44 anos para que o País atingisse a marca que o Pré-Sal atingiu em apenas seis anos.

Já são mais de 170 poços perfurados no Pré-Sal da Bacia de Santos em 10 anos. Vale destacar, ainda, que, de 2010 a 2015, houve grande redução no tempo de perfuração e completação dos poços.

Muitas áreas do Pré-Sal já descobertas, desenvolvidas e perfuradas são estratégicas e muito rentáveis. No entanto, existem também áreas que não são tão estratégicas, em razão do baixo volume de petróleo recuperável e da baixa produtividade. Isso ocorre tanto na Bacia de Santos quanto na de Campos.

Em razão dos elevadíssimos volumes da carteira da Petrobras e do seu endividamento, os significativos volumes recuperáveis descobertos no Pré-Sal poderiam ser produzidos por meio de uma parceria entre a Petrobras e o Estado brasileiro, o que geraria um altíssimo retorno, por exemplo, para as áreas de educação e saúde.

Também é importante mencionar que existem cerca de vinte áreas do Pré-Sal que precisam ser unitizadas, pois as jazidas já descobertas e perfuradas estendem-se por área da União. Entre essas áreas estão Carcará, Júpiter e Gato do Mato, localizadas na Bacia de Santos, e Tartaruga Verde, na Bacia de Campos.

Segundo o Instituto Brasileiro do Petróleo, Gás e Biocombustíveis, a solução da questão da unitização pode destravar investimentos de R\$ 120 bilhões, devido ao potencial calculado entre 8 bilhões e 10 bilhões de barris de petróleo nas áreas unitizáveis.

É importante ressaltar que, mesmo com o valor do petróleo a US\$ 45 por barril, a província do Pré-Sal ainda é muito rentável. Nessa província, a Petrobras opera com um custo de extração de US\$ 8,3 por barril. A esse custo, têm de ser somados os custos de depreciação e amortização, vendas, administrativos gerais, pesquisa e desenvolvimento, de exploração e outros, que, historicamente, são o dobro do custo de extração.

Desse modo, o custo total de produção no Pré-Sal é da ordem de apenas US\$ 17 por barril, sem computar as participações governamentais. Essas participações dependem do preço do petróleo. Admitindo-se um preço de US\$ 45 por barril, as participações governamentais no regime de concessão são da ordem de US\$ 9 por barril. Assim sendo, o custo total de produção, incluídas as participações governamentais, seria de US\$ 26 por barril.

Não há dúvida acerca do potencial do Pré-Sal em termos de produtividade e rentabilidade, nem da capacidade técnica da Petrobras. Entretanto, é importante reconhecer que a empresa apresenta dificuldades financeiras que têm levado à redução dos investimentos, à venda de ativos e à redução das estimativas de produção.

Para manter os investimentos e assegurar importante aumento da produção no Brasil, é necessário que se altere o quadro atual. O melhor parceiro para os projetos da Petrobras poderia ser a própria União. No modelo norueguês, que é referência na indústria petrolífera mundial, existe uma parceria entre a Statoil, empresa estatal com ações em bolsa, e a Petoro, que é uma empresa de propriedade integral do Estado.

Na Noruega, os itens mais importantes da receita estatal são os tributos e a participação direta do Estado (SDFI). Em 2015, as receitas líquidas do governo norueguês foram da ordem de US\$ 26,34 bilhões. Desse total, US\$ 11,23 bilhões referem-se a investimentos diretos do Estado norueguês. As receitas governamentais são transferidas diretamente para um fundo governamental, que, ao final de 2015, apresentou um saldo de US\$ 900 bilhões.

Em 2015, a participação governamental no Brasil foi de cerca de R\$ 26 bilhões, o que representa 13% do valor total da produção. Na Noruega, a

participação governamental, no ano de 2015, representou 42,5%. Desse modo, o percentual da participação governamental em relação à receita bruta da Noruega foi três vezes maior que o do Brasil.

O Brasil conta com reservas internacionais da ordem de US\$ 370 bilhões, equivalentes a R\$ 1,295 trilhão. Admitindo-se taxa Selic média de 11,4% ao ano, remuneração das reservas de 2,0% ao ano, depreciação anual média do câmbio de 5,5%, o custo de carregamento das reservas entre 2016 e 2018 seriam de R\$ 151,5 bilhões no período, o que representa um custo médio de R\$ 50,5 bilhões por ano.

Não obstante os benefícios de se ter elevadas reservas internacionais, é preciso ficar claro que há elevados custos de carregamento. Há um ponto em que esses custos passam a superar seus benefícios. Existe, então, um volume ótimo de reservas.

A literatura internacional indica que reservas da ordem de 10% a 15% do PIB seriam adequadas em contexto de um grande choque, de elevada aversão ao risco e de baixo custo de carregamento de reservas. Desse modo, o nível de reservas internacionais do Brasil estaria bem acima do ótimo. Essas reservas poderiam, então, ser reduzidas, por exemplo, de 19% para 15% do PIB. Isso geraria recursos para investimentos da ordem de US\$ 77 bilhões, cerca de R\$ 270 bilhões.

No atual momento do País, sobra óleo e tecnologia, mas falta capital, principalmente por parte da Petrobras. Nesse contexto, o Estado poderia assumir parcerias com a Petrobras e com outras empresas e, com isso, parte dos investimentos no Pré-Sal poderia ser realizada a partir de recursos oriundos das reservas internacionais.

A área de Carcará, por exemplo, representa uma oportunidade para a União aumentar sua parcela na participação governamental em US\$ 5 bilhões até o ano de 2034. Se forem investidos US\$ 32 bilhões no Pré-Sal, a União poderá ter um lucro líquido da ordem de US\$ 50 bilhões, o que representa cerca de R\$ 175 bilhões de receitas líquidas orçamentárias adicionais. Outra opção é manter as reservas internacionais intocadas e, dessa forma, poder ter “prejuízo” da ordem de R\$ 50,5 bilhões por ano.

Muitas áreas do Pré-Sal foram descobertas em blocos licitados na segunda e terceira rodadas, cujos conteúdos locais são inferiores a 50%. Dessa forma, a União, como parte de sua parcela no investimento, poderia disponibilizar divisas para pagamentos no exterior, sem necessidade de “internalizar” divisas em moedas como o dólar.

Mas não é apenas o Pré-Sal que apresenta uma oportunidade de investimento para a União. Existem oportunidades de investimento, por exemplo, na Nova Transportadora do Sudeste – NTS e no Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro – Comperj.

Após dividir sua malha de dutos por regiões e criar a NTS, a Petrobras informou que iniciou negociações para a alienação dessa empresa, que é proprietária dos gasodutos da empresa na região Sudeste. Estima-se que o valor da estratégica subsidiária integral NTS seja de US\$ 5 bilhões a US\$ 6 bilhões.

Na Noruega, praticamente todos os sistemas de transporte de gás foram integrados em uma joint venture denominada Gassled. A Petoro detém 45,793% do controle acionário da Gassled, enquanto a Statoil detém 5%. Dessa forma, essas duas empresas estatais detêm o controle da joint venture, que também tem grande participação da iniciativa privada. Esse modelo de joint venture seria muito adequado aos sistemas de gás do Brasil.

O Comperj também representa uma oportunidade de negócio para a União. O complexo tem como objetivo estratégico expandir a capacidade de refino do País para atender ao crescimento da demanda de derivados. A previsão de entrada em operação da unidade de refino era agosto de 2016, com capacidade para refino de 165 mil barris de petróleo por dia. Em fevereiro de 2015, a obra, que está suspensa, alcançou 82% de avanço físico.

Na área de Exploração e Produção, os investimentos diretos da União poderiam ocorrer por meio da PPSA, enquanto nas outras áreas a participação direta do Estado poderia ocorrer por intermédio do BNDESPAR. Para isso, serão necessárias alterações legislativas.

As reservas internacionais, isolada ou conjuntamente com a participação direta da União nos investimentos, também poderiam ser utilizadas para capitalização da Petrobras. Nesse caso, será necessária a realização de Assembleia

Geral para aprovar alteração no Estatuto Social da empresa com o objetivo de definir o valor total e a quantidade de ações que poderiam ser emitidas.

Se a capitalização for feita isoladamente, seriam necessários recursos públicos de pelo menos R\$ 80 bilhões, haja vista que a alavancagem líquida da Petrobras no final de 2015 era da ordem de 60% e a empresa tem como meta reduzi-la para 32,2% em 2020.

Se os outros sócios acompanharem o acionista controlador, o total da operação poderá chegar a R\$ 160 bilhões. No entanto, é pouco provável que isso ocorra, embora seja factível uma capitalização total na faixa de R\$ 130 a R\$ 140 bilhões.

Uma redução no endividamento líquido da Petrobras de R\$ 392 bilhões para R\$ 262 bilhões, a partir de uma capitalização de R\$ 130 bilhões, reduziria a alavancagem líquida da empresa de 60% para 50%.

Um desafio a ser vencido na capitalização da Petrobras com parcela das reservas internacionais seria a grande entrada de divisas no País, o que poderia levar a uma apreciação do Real, com forte impacto na taxa de câmbio.

Em suma, o Brasil mantém elevadas reservas internacionais, em nível muito acima do ótimo, que geram prejuízo à sociedade. Em vez de manter integralmente essas reservas, a União deveria aplicar pelo menos uma pequena parcela em investimentos no setor petrolífero, com destaque para o Pré-Sal. Outra pequena parcela das reservas internacionais poderia ser utilizada em processo de capitalização da Petrobras.

Dessa forma, seria garantida uma curva de produção nacional compatível com as grandes jazidas do Pré-Sal, além de importantes investimentos na área de Abastecimento, com destaque para o aumento do parque de refino do País. A garantia dessa curva de produção é fundamental para a geração de receitas governamentais para a União, Estados e Municípios e para as áreas de educação e saúde.

BIBLIOGRAFIA

AIZENMAN J.; LEE, J. **Financial versus monetary mercantilism—long-run view of large international reserves hoarding**. World Econ., 31(5), p. 593–611, 2008.

ANP – AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. **Boletim de Produção**. Novembro, 2015.

BASTOS, P. P. Z. **O limite da dívida pública e o PRS nº 84/2007**. Apresentação na Comissão de Assuntos Econômicos do Senado Federal em 18/11/2015.

CHAMBRIARD, R. M. **Perspectivas para o Setor de Óleo e Gás Brasileiro e as Rodadas de Licitações da ANP**. Apresentação em audiência das Comissões de Serviços de Infraestrutura – CI e de Assuntos Econômicos – CAE, em agosto de 2013.

DEGOLYER AND MACNAUGHTON. **Relatório sobre os Recursos de Contingência de certas propriedades localizadas offshore do Brasil, 2010**.

EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE 2023**.

_____ **Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE 2024**.

GALLO, R. **Reservas cambiais: blindagem ou anestésico**. Disponível em: <http://ricardogallo.ig.com.br/index.php/2015/08/16/reservas-cambiais-blindagem-ou-anestesico/>. Acesso em: 28/06/2016.

GCA - GAFFNEY, CLINE & ASSOCIATES. **Exame e Avaliação de Dez Descobertas e Prospectos Selecionadas no Play do Pré-sal em Águas Profundas na Bacia de Santos, Brasil, 2010**.

GOLDFAJN, I. **Comitê de Política Cambial para as reservas do Banco Central: uma proposta**. In: Bacha, E. (org.). O Fisco e a Moeda: ensaios sobre o Tesouro e o Banco Central. Civilização Brasileira, no prelo.

GUEDES, S. **Polo Pré-Sal da Bacia de Santos. A consolidação de uma infraestrutura produtiva.** Petrobras, 2016.

HAYASHI, M. Y. **Brazilian Pre-Salt – Update.** Offshore Technology Conference, Houston, 2015.

JEANNE, O; RANCIÈRE, R. **The optimal level of international reserves for emerging market countries: a new formula and some applications.** The Economic Journal, 121 (September), 905–930, 2011.

JEANNE, O; RANCIÈRE, R. **The Optimal Level of International Reserves for Emerging Market Countries: Formulas and Applications.** IMF Working Paper, 2006.

JOHNSTON, A. **Norway Doubles Carbon Tax.** TriplePundit. October 2012.

JONES, C. M.; CHAVES, H. A. F. **Assessment of yet-to-find-oil in the Pre-Salt area of Brazil.** 14th International Congress of the Brazilian Geophysical Society. Rio de Janeiro, Brazil, August 3-6, 2015.

LAAN, C. R., CUNHA, A. M., LÉLIS, M. T. C. **A estratégia de acumulação de reservas no Brasil no período 1995-2008: uma avaliação crítica.** Economia e Sociedade, Campinas, v. 21, n. 1 (44), p. 1-38, abr. 2012.

LIMA, P. C. R. **Pré-Sal, o novo marco legal e a capitalização da Petrobras.** Editora Synergia, 2010.

_____. **As participações governamentais, a importância de uma política para o excedente em óleo e o Fundo Social.** Consultoria Legislativa da Câmara dos Deputados. Estudo, 2013.

MANSOUR, M. e NAKHLE, C. **Fiscal Stabilization in Oil and Gas Contracts: Evidence and Implications.** University of Oxford. January 2016 OIES PAPER: SP 37.

MARTÉN I., WHITTAKER P. e BOURIO, Á. M. **Government Take in Upstream Oil and Gas - Framing a More Balanced Dialogue.** The Boston Consulting Group. December 2015.

MENDES, M. **Depósito remunerado no banco central: avanço institucional ou contabilidade criativa.** Boletim Legislativo 45, Senado Federal, março de 2016.

MME – Ministério de Minas e Energia. **Nota sobre o Pré-sal e o campo de Libra.** Data: 21/10/2013.

NJÅ, S. **Licensing system in Norway.** Norwegian Petroleum Directorate, 2012.

NYLAND, B. **The shelf in 2015.** Norwegian Petroleum Directorate. January 2016.

PETERSHON, E. e ABELHA, M. **Libra Avaliação Geológica.** Brasil Pré-Sal, 2013.

PETROBRAS - Petróleo Brasileiro S.A. **Plano de Negócios e Gestão 2014-2018.**

_____. **Plano de Negócios e Gestão 2015-2019.**

_____. **Divulgação de Resultados 4º Trimestre 2015 e Exercício 2015.** Apresentação para Imprensa em 21 de Março de 2016.

RODRIK, D. **The social cost of foreign exchange reserves.** NBER Working Paper, 11952, January, 2006.

SHOUSHI, S. **International Reserves, Credit Constraints, and Systemic Sudden Stops.** Department of Economics, Columbia University, April 14, 2014.

STIGLITZ, J. E. **Globalização: como dar certo.** São Paulo: Companhia das Letras, 2007.

TORMODSGARD, Y. **Facts, 2014. The Norwegian Petroleum Sector.** Ministry of Petroleum and Energy.

VONBUN, C. **Reservas Internacionais Revisitadas: Novas Estimativas de Patamares Ótimos.** Texto para Discussão. Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada – Ipea, 2013.

_____. **Reservas internacionais para o brasil: patamares ótimos e custos fiscais.** Pesquisa e planejamento econômico, v. 39, n. 3, dez. 2009.