

Petróleo e Gás

13

Da Crise à
Recuperação

Petróleo e Gás¹

A partir de 2014, as explorações de petróleo e gás natural no Brasil caíram fortemente, e isso provocou perdas acentuadas de renda e emprego entre fornecedores de plataformas e de bens e serviços, além de reduzir as atividades das próprias empresas petroleiras. Diminuiu de 38 para apenas três o número de poços exploratórios *offshore* perfurados entre 2013 e 2017.

E não foi a queda nas cotações internacionais do petróleo a principal causa da retração. Pela necessidade de ajuste em suas contas financeiras, a Petrobras, que detém, como concessionária, 78% da produção de todo o petróleo e gás brasileiros, decidiu baixar os US\$ 18 bilhões previstos para investimento em explorações, no período de 2014-2018, para US\$ 6,7 bilhões, em 2017-2021, além de cortar em outras áreas, como refino e gás natural.

Desde as descobertas no pré-sal, em 2006, a produção nessa área geológica tornou-se prioridade, com o objetivo de garantir maior produção no presente e nos anos seguintes, ainda que abaixo de projeções anteriores à ruptura financeira da estatal, ocorrida no final de 2014. Até esse ano, previa-se produção de 4,2 milhões de barris/dia de petróleo em 2020. No último Plano de Negócios e Gestão da companhia (2017-2021), o volume baixou para 2,7 milhões de barris/dia.

O que levou à crise da Petrobras? As contas da estatal sofreram com o alto endividamento (o maior entre todas as petroleiras no mundo); com os prejuízos provocados pelo controle nos preços dos combustíveis; e com os erros de gestão administrativa, como os orçamentos inflados na construção de quatro refinarias e em plataformas de exploração e de produção; além de desvios de recursos, revelados em investigações do Ministério Público e da Justiça Federal.

Tiveram efeitos negativos várias ações e políticas públicas adotadas nos anos que se seguiram às descobertas do pré-sal. Entre elas, as leis destinadas a concentrar as explorações do pré-sal na Petrobras, o que reduziu o interesse de outras petroleiras. Também foram suspensos os leilões de áreas exploratórias entre 2009 e 2012, e só houve um leilão na área do pré-sal, em 2013. Os rígidos controles nos preços de derivados, entre 2011 e 2014, prejudicaram a estatal e desestimularam investimentos potenciais em novas refinarias, como ocorreu com a frustrada tentativa de atrair sócios para as refinarias Premium I e Premium II, no Maranhão e no Ceará, projetos depois suspensos. E a política de conteúdo local, com elevadas exigências de compras no país, entre 2005 e 2015, precisou ser reformulada, em 2017, para reduzir custos de investimentos em exploração e produção e incentivar empresas petroleiras a participarem de leilões de áreas exploratórias programados para o ano.

Situação da Petrobras ainda é difícil, apesar do pré-sal

Desde 2006 até o presente, observam-se dois períodos distintos de evolução e ritmo da produção de petróleo. De 2006 a 2013, a evolução foi pouco expressiva: da média de 1,8 milhão de barris/dia para 2,1 milhões de barris/dia, (aumento anual de 2,2%). Após 2013, o crescimento se acentuou e foi a 2,6 milhões de barris/dia, em 2016 (7,3% ao ano), graças à produção no pré-sal, que passou de 45 mil barris/dia para 303 mil barris/dia entre 2010 e 2013, e para 1,35 milhão de barris/dia em junho de 2017.

Em movimento oposto, a produção do pós-sal vem caindo: do recorde de 2 milhões de barris/dia, em 2010, para 1,3 milhão de barris/dia, em junho de 2017 – sendo a causa principal o decréscimo na produção da bacia de Campos.

Há, no Brasil, 8.220 poços de produção de petróleo e gás, sendo 7.476 em terra e 744 no mar. O pré-sal já significa 51% do total de óleo. Em seus cinco poços mais produtivos, obtém-se média de 30 mil barris/dia. Essa produção supera a de todos os poços ativos em terra. Os campos marítimos forneceram 95,3% do total de óleo e 80,8% do gás natural em junho de 2017.

O aumento na produção de óleo, nos últimos anos, melhorou a conta-petróleo (exportações e importações de óleo e de derivados), que passou de *deficit* de R\$ 11,7 bilhões para *superavit* de US\$ 2,5 bilhões entre 2013-2014 e o exercício de 2016. Uma das causas é que o pré-sal fornece óleo mais leve, reduzindo as necessidades e os gastos de importação.

Também o gás natural teve evolução positiva: a produção média subiu de 70,6 milhões de metros cúbicos/dia para 108,3 milhões de metros cúbicos/dia entre 2012 e o primeiro bimestre de 2017 – ou seja, taxa de crescimento anual de 9%. Do total, 25,6% foi utilizado em reinjeções em poços de petróleo para manutenção ou aumento da produção; 3,8% foi queimado em plataformas; e 17% foi usado em plataformas e unidades de processamento de gás na forma de energia, deixando 53,6% da produção como oferta nacional para consumo interno, ou seja, 58,2 milhões de metros cúbicos/dia. Adicionando-se 16,05 milhões de metros cúbicos/dia importados da Bolívia e 1,69 milhão de metros cúbicos/dia de gás natural liquefeito, a oferta total de gás para consumo residencial, automotivo, industrial e comercial na geração elétrica e outros alcançou 75,91 milhões de metros cúbicos, superior à demanda total de 71,64 milhões de metros cúbicos/dia no começo de 2017. A demanda atual está bem abaixo da média de 2013-2016 (92,40 milhões de metros cúbicos/dia). Detalhe: entre 2013 e 2016, a média diária de gás comprado da Bolívia foi de 31,2 milhões de metros cúbicos.

Dívida crescente de 2006 a 2014, prejuízos na venda de combustíveis e perdas com investimentos mal geridos em quatro novas

grandes refinarias (Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro – Comperj, Refinaria Abreu e Lima – Rnest, Ceará e Maranhão) deterioraram progressivamente o desempenho financeiro da Petrobras, especialmente a partir de 2013, como mostra a tabela 1.

Dívida crescente de
2006 a 2014,
prejuízos na venda de
combustíveis e perdas
com investimentos
mal geridos em quatro
novas grandes
refinarias deterioraram
progressivamente
o desempenho
financeiro da
Petrobras, especialmente
a partir de 2013.

A dívida líquida da Petrobras aumentou doze vezes de 2006 a 2014, período em que se tornaram evidentes as fragilidades financeiras, que já chamavam a atenção de analistas desde 2012. Por exemplo, a relação dívida líquida/Ebitda, o indicador mais observado por analistas financeiros, ultrapassou muito, em 2013, o limite prudencial recomendado (2,5), subindo até o máximo de 5,3 em 2015. Isso ocorreu também com a alavancagem (relação dívida líquida/patrimônio líquido + dívida líquida, isto é, o percentual da capitalização total da empresa pertencente a terceiros), que passou de 13% para 60% entre 2006 e 2015, bem acima do limite de 35%, antes imposto pela própria companhia como o mais adequado para sua segurança financeira.

Tabela 1

Indicadores financeiros da Petrobras (2006-2016)

(Em US\$ bilhões correntes)

Itens	2006	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Receitas de vendas	72,3	120,5	145,9	144,1	141,5	143,7	97,3	81,4
Dívida líquida	8,7	36,6	54,9	72,3	94,6	106,2	100,4	96,4
Dívida líquida/Ebitda	0,38	1,09	1,47	2,62	3,22	4,77	5,3	3,54
Alavancagem ¹	13%	16%	24%	31%	39%	48%	60,0 %	55%
Lucro líquido total	12,8	20,1	20,1	11,0	11,1	-7,4	-8,5	-4,8
Lucro líquido com derivados de petróleo	2,5	2,1	- 5,7	- 11,7	- 8,2	-15,4	5,7	5,7
Lucro líquido na exploração e produção de petróleo	11,9	16,9	24,3	23,4	19,5	14,2	-2,5	1,4

Fontes: Petrobras, relatórios financeiros; MORAIS, J. M. A Crise no Setor de Petróleo e Gás Natural no Brasil e as Ações para o Retorno dos Investimentos. In: DE NEGRI, J. A.; ARAÚJO, B. C.; BACELETTE, R. (Orgs.). *Desafios da nação*: artigos de apoio. Brasília: Ipea, 2018.

Nota: ¹Alavancagem: relação dívida líquida/dívida líquida + patrimônio líquido.

Fechar o ano com prejuízo, em vez dos grandes lucros anteriores, tornou-se comum na estatal a partir de 2014. As perdas com derivados somaram US\$ 41 bilhões entre 2011 e 2014, e explicam, em grande parte, a queda média de 45% nos lucros totais de 2012 e 2013. Nos dois anos anteriores, o lucro médio fora bem elevado, US\$ 20,1 bilhões. Mesmo quando foram estancadas as perdas, em 2015 e 2016, quando baixaram os preços de importação de gasolina e *diesel*, os lucros totais continuaram negativos.

O balanço financeiro da Petrobras revelou lucros negativos de US\$ 7,4 milhões em 2014, os primeiros em muitos anos, decorrentes de

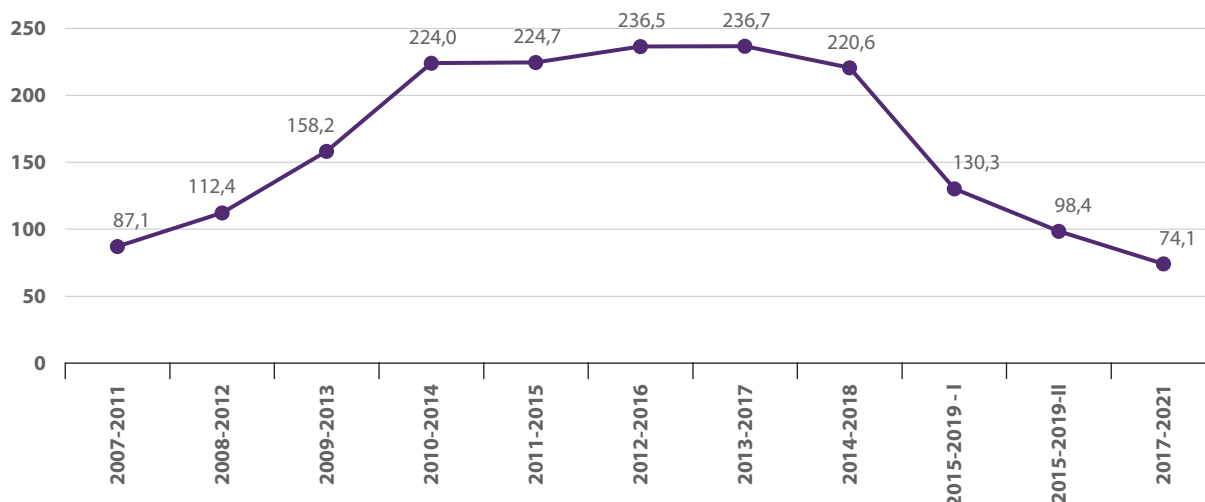
prejuízos na venda de combustíveis, da baixa na cotação do petróleo, da desvalorização de ativos e de efeitos nos balanços das revelações da operação Lava Jato, entre outros. No ano seguinte, os prejuízos aumentaram para US\$ 8,5 bilhões.

Diante disso, a Petrobras não teve saída senão ajustar o nível de investimentos ao cumprimento dos serviços anuais da dívida, com cortes drásticos a partir de 2014. Nesse ano, a redução chegou a 64% dos níveis do período 2010-2013 (média de US\$ 43,7 bilhões), e teve início um programa de venda de ativos para diminuir o montante da dívida e baixar a relação dívida líquida/Ebitda para número próximo de 2,5.

Gráfico 1

Investimentos programados na Petrobras: quinquênios entre 2007 e 2021

(Em US\$ bilhões)



Fontes: Petrobras, relacionamento com investidores; MORAIS, J. M. A Crise no Setor de Petróleo e Gás Natural no Brasil e as Ações para o Retorno dos Investimentos. In: DE NEGRI, J. A.; ARAÚJO, B. C.; BACELETTE, R. (Orgs.). *Desafios da nação*: artigos de apoio. Brasília: Ipea, 2018.

A Petrobras não teve saída senão ajustar o nível de investimentos ao cumprimento dos serviços anuais da dívida.

No seu melhor período – de 2012 a 2014 –, os investimentos totais do grupo Petrobras, em reais, alcançaram R\$ 88,9 bilhões, ou 87% do total das estatais federais. Em 2016, o volume caiu a R\$ 47,8 bilhões. Isso teve reflexo no emprego: de 2013 a 2016, foram dispensados 17,8 mil funcionários. Em março de 2017, o total de funcionários era de 65.220 pessoas. Desde o final de 2014, foram liberados 114 mil prestadores de serviços – trabalhadores em obras, montagens, administrativos e operacionais. Nos estaleiros, o contingente caiu de 82,5 mil pessoas para 43,7 mil, daquela data a junho de 2016.

Sinais positivos na Petrobras

Um rígido processo de recuperação financeira da companhia começou em 2016 – a saber: revisão do planejamento estratégico para ajustar o montante da produção futura e dos investimentos à capacidade financeira; venda de ativos não diretamente relacionados aos negócios principais (produção de petróleo e derivados); e formação de parcerias tecnológicas, de exploração, de produção e/ou financeiras para melhorar a produtividade e o fluxo de caixa.

Na revisão do Plano Estratégico e do Plano de Negócios e Gestão 2017-2021, os investimentos caíram a US\$ 74,1 bilhões, ou 25% menos que o previsto. Do total, US\$ 60,6 bilhões vão para exploração e produção (66% no pré-sal e 34% no pós-sal). Os desinvestimentos somaram US\$ 13,6 bilhões em 2015-2016, e estão planejados US\$ 21 bilhões para 2017-2018. A Petrobras reduziu sua participação na produção de biocombustíveis, distribuição de gás de cozinha, produção de fertilizantes e no setor petroquímico.

A produção avança: 2,182 milhões de barris/dia de petróleo no primeiro trimestre de 2017 (1,980 milhão no mesmo período de 2016). O uso crescente de óleo mais leve, extraído no pré-sal, elevou a participação do óleo nacional a 95% da carga processada para produzir derivados. E o custo médio de extração de petróleo e gás (sem impostos) caiu de US\$ 14,6 para US\$ 10,6 por barril de 2014 a 2017. As exportações avançaram 72%, indo para 782 mil barris/dia.

Importantes melhoras são mostradas também no balanço da Petrobras do primeiro trimestre de 2017. Comparado ao de 2016, o valor do Ebitda aumentou 19%, para R\$ 25,2 bilhões, via redução de despesas operacionais e de gastos com importados. O índice dívida líquida/Ebitda caiu de 5,30 para 3,24 entre 2015 e março de 2017. A alavancagem foi reduzida de 60% para 54%. O endividamento líquido passou de US\$ 96,4 bilhões para US\$ 95 bilhões de dezembro de 2016 a março de 2017. No começo de 2017, o lucro líquido alcançou R\$ 4,4 bilhões, superando o prejuízo de R\$ 1,25 bilhão nesse intervalo em 2016.

Erros e acertos no pré-sal

As políticas públicas adotadas para o setor de petróleo e gás natural, a partir de 2005 até 2015, contribuíram para a não realização de investimentos nas proporções que seriam esperadas no pré-sal, área geológica extremamente favorável à atração de investimentos.

Quando se conheceu o potencial do pré-sal, após 2006, o governo federal decidiu controlar mais a produção futura e resolveu alterar a legislação de explorações, por considerar o regime de concessão inadequado ao prosseguimento de licitações das novas áreas exploratórias. Para isso, apresentou ao Congresso Nacional quatro projetos de lei que levaram à adoção do regime de partilha de produção (Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010) e de outras políticas complementares.

As políticas públicas adotadas para o setor de petróleo e gás natural contribuíram para a não realização de investimentos nas proporções que seriam esperadas no pré-sal.

O sistema de partilha vigora em vários países, sendo, em geral, bem aceito pelas petroleiras. O caso é que o Brasil manteve as áreas exploratórias do pré-sal sob a responsabilidade da Petrobras, como operador único, e, com isso, restaurou parte do monopólio da companhia nessas atividades, via legislação complementar.

Três medidas adicionais à chamada Lei de Partilha favoreceram essa concentração. Primeiro, exigência, a qualquer empresa ou consórcio vencedor de licitação, de associação com a Petrobras, que se torna operadora das explorações e da produção, com participação mínima de 30% no capital do consórcio (medida revogada em 2016). Segundo, autorização para a União ceder à Petrobras os direitos de exploração e produção de sete áreas no pré-sal, por contrato especial, denominado cessão onerosa (Lei nº 12.276, de 30 de junho de 2010). Nessas áreas, a estatal pode produzir até 5 bilhões de barris de petróleo por quarenta anos, ao preço de US\$ 8,51 o barril (valor no reservatório, ainda não extraído). Terceiro, possibilidade de contratação direta da Petrobras (sem licitação pública) pela União para explorar áreas do pré-sal, a preço a ser definido entre as partes.

Esses novos tipos de contrato (cessão onerosa e partilha) permitiram transferir à Petrobras o comando operacional de nove grandes campos de petróleo (volumes estimados de 27,3 bilhões de barris de óleo equivalente – boe), que incluem dois campos supergigantes e muito raros no mundo

(Libra e Búzios, com volumes estimados de cerca de 20 bilhões de barris boe). A esses campos se somam os primeiros campos descobertos no pré-sal, ainda no regime de concessão (com volumes estimados de 11,9 bilhões de barris boe).

Com a Petrobras na função de operadora única e com a suspensão de leilões para áreas exploratórias, minguaram os investimentos privados em explorações e na cadeia de fornecedores de bens e serviços, justamente num período altamente promissor, quando o preço do barril superava US\$ 100, de 2011 ao início do segundo semestre de 2014.

Além disso, a venda de gasolina e diesel abaixo dos custos de importação prejudicou a área de abastecimento da estatal em US\$ 41 bilhões e retraiu investimentos privados em refino de petróleo, que foram suspensos ante a falta de perspectiva de retorno.

Outro ponto desfavorável foi a exigência de conteúdo local mínimo de plataformas, bens e serviços para estimular a fabricação local de grande parte desses itens. Surgiram, assim, custos burocráticos importantes, em especial no sistema de certificação, que provocaram mais de duzentos pedidos de isenção (*waivers*) à Agência Nacional do Petróleo (ANP).

As dificuldades das empresas fornecedoras de cumprirem os índices de conteúdo local acabaram por retardar a entrega de encomendas. A Petrobras sofreu atrasos, que variaram de treze meses até 38 meses, em dez plataformas de produção, adquiridas em 2010 e 2011. Um caso muito complexo foi o da empresa Sete Brasil, criada em 2010 para apoiar a indústria naval nacional, via construção de 28 plataformas de perfuração. Esse número acabou sendo excessivo para fabricação no Brasil, e também por denúncias de desvios de recursos o projeto não seguiu adiante. Além disso, a baixa na cotação do petróleo abalou o mercado e reduziu os valores mundiais de afretamentos, tornando pouco competitivas as sondas brasileiras. A Sete Brasil entrou em

processo de recuperação judicial em agosto de 2016. Agora, diversos estaleiros estão sem encomendas, outros buscam novas atividades e vários também estão em processo de recuperação judicial ou extrajudicial.

Pode-se, assim, concluir que as políticas desenvolvidas para o pré-sal ampliaram os investimentos da Petrobras e impulsionaram as inovações tecnológicas em empresas parceiras e universidades, mas foram também responsáveis por diminuição de investimentos potenciais de outras petroleiras e de fornecedores, estrangeiros e nacionais, tanto nas explorações quanto na cadeia de oferta de bens e serviços para o petróleo.

A concentração de atividades na Petrobras acentuou a forte e histórica dependência do mercado fornecedor de bens e serviços às encomendas da companhia. Mais atingidas com a crise foram as empresas que haviam se endividado para investir em instalações e meios de produção. A renda e o emprego foram afetados pela diminuição das atividades produtivas em segmentos vinculados à Petrobras, além de menores *royalties* pagos a estados e municípios. Pior: as perdas aumentaram com as seguidas quedas na cotação internacional de petróleo a partir da segunda metade de 2014.

Depois da crise, novas ações e políticas

A recessão no setor, iniciada após a eclosão da crise na Petrobras, levou o governo federal a agir para reativar os investimentos, flexibilizando regras mais rígidas, como os altos percentuais de conteúdo local, e retomando os leilões de novas áreas para exploração.

Entre as medidas já adotadas, em 2017, os percentuais de conteúdo local nas explorações no mar deixaram de ser definidos por itens e subitens, que envolvem percentuais para dezenas de produtos e serviços, e foram reduzidos para somente quatro percentuais globais no mar e

dois percentuais em terra. Além disso, teve fim a obrigatoriedade de a Petrobras participar como operador único e com 30% do capital de todos os novos campos do pré-sal – agora, a participação da empresa é facultativa. Na área de combustíveis, a Petrobras revisou duas vezes, em outubro de 2016 e em junho de 2017, sua política para os preços da gasolina e do diesel. A primeira mudança estabeleceu a reavaliação dos preços ao menos uma vez por mês, acompanhando as tendências do mercado mundial (preço de paridade internacional), da taxa de câmbio e a participação das suas vendas de combustíveis no mercado. Em junho de 2018, a Petrobras anunciou que a política a ser seguida poderá realizar ajustes nos preços a qualquer momento, inclusive diariamente, para acompanhar as variações nos preços do petróleo.

Em resumo, as medidas em andamento envolvem as seguintes ações, por meio de ajustes nas respectivas legislações:

- diminuição dos percentuais de conteúdo local para os leilões de áreas exploratórias em 2017;
- abertura do setor de combustíveis com vistas à entrada de novos atores no setor e à livre concorrência, em ambiente regulatório transparente (Programa Combustível Brasil);
- simplificação regulatória dos leilões de áreas em terra;
- estímulos à retomada das explorações em terra (Programa de Revitalização das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás em Áreas Terrestres – Reate);
- instituição de plano plurianual de oferta de áreas, com adequação aos cenários nacional e global da indústria à época da definição dos blocos a serem leiloados;

- fomento à participação da produção doméstica de gás natural no atendimento ao mercado brasileiro (Programa Gás para Crescer);
- estudos para a prorrogação da vigência do regime aduaneiro especial de exportação e importação (Regime Aduaneiro Especial de Exportação e de Importação de Bens Destinados às Atividades de Pesquisa e de Lavra das Jazidas de Petróleo e de Gás Natural – Repetro);
- regulamentação da política de comercialização do petróleo e gás da União nos contratos de partilha da produção; e
- regulamentação, ainda não concluída, para concessão de bonificações e incentivos do Programa de Estímulo à Competitividade da Cadeia Produtiva, ao Desenvolvimento e ao Aprimoramento de Fornecedores do Setor de Petróleo e Gás Natural (Pedefor) a petroleiras e fornecedores que promovam inovações tecnológicas em segmentos estratégicos de petróleo e gás além da ampliação do nível de conteúdo local dos fornecedores.

O que falta fazer

A análise de ações tomadas pelo governo em 2016 e 2017 indica haver, no setor público, novo entendimento sobre a área de petróleo e gás, com foco na melhora do ambiente de negócios para atrair companhias petroleiras nos leilões de áreas exploratórias e permitir ao Brasil competir com as atuais políticas de incentivo às explorações desenvolvidas por países concorrentes.

Para complementar as medidas já tomadas pelo governo, propõe-se duas ações: *I*) a realização de estudos para a proposição de uma nova política de conteúdo local para bens e serviços adquiridos por empresas petroleiras; e *II*) a criação de um fundo para apoio

às inovações no segmento de fornecedores da cadeia de petróleo e gás. O foco dessas ações é o progresso da cadeia de petróleo e gás natural, que pode propiciar a elevação de investimentos, emprego e renda tanto no segmento de explorações e produção quanto no de empresas fornecedoras, bem como o fortalecimento do apoio às inovações.

Política de conteúdo local

A volta dos leilões de áreas exploratórias, já definidos para 2017 a 2019, deverá aumentar as explorações e a produção de petróleo e gás, proporcionando cenário positivo de aumento da demanda para equipamentos, serviços, navios de apoio e plataformas de exploração e de produção.

Nesse cenário, uma nova política de conteúdo local deve induzir a indústria a ser competitiva globalmente, aproveitando a escala futura proporcionada pela demanda nas explorações e na produção de petróleo e gás, e ao mesmo tempo deve incentivar a inovação e a colaboração entre as empresas para produzir com qualidade, custos e prazos adequados às necessidades do país. O desafio que se coloca é deixar claro os custos e os benefícios da política, de forma que se busque avançar por meio de estratégia que, ao mesmo tempo, reduza os custos, mantenha uma cadeia fornecedora competitiva e indique segmentos que não mais necessitem de proteção.

**A análise de ações
tomadas pelo governo
em 2016 e 2017 indica
haver, no setor público,
novo entendimento
sobre a área de
petróleo e gás, com
foco na melhora do
ambiente de negócios.**

As diretrizes dessa nova política de conteúdo local devem ser:

- avaliação dos custos e benefícios da política de conteúdo local aplicada até 2016;
- estabelecimento de percentuais de conteúdo local compatíveis com a promoção da competitividade da indústria fornecedora e do setor produtor de petróleo e gás;
- simplificação do sistema de certificação do conteúdo local; e
- definição de ações para incentivar o aprofundamento da indústria fornecedora de petróleo e gás nas correntes mundiais de comércio de bens para petróleo e gás.

Criação de fundo para inovação

O principal programa de apoio às inovações no setor de petróleo e gás natural encontra-se na cláusula de investimentos obrigatórios em pesquisa, desenvolvimento e inovação (PD&I), pela qual as empresas petroleiras são obrigadas a aplicar nessas atividades valor equivalente a 1,0% de suas receitas brutas. A destinação dos recursos é repartida nas seguintes proporções: metade, pelo menos, em instituições científicas e tecnológicas (ICTs); 10%, pelo menos, em empresas brasileiras fornecedoras de bens ou serviços; e o restante (até 40% dos recursos) em laboratórios das próprias petroleiras ou em projetos executados por ICTs ou por fornecedores. Até 2016, a Petrobras (com 94,0% dos recursos) e outras dezesseis petroleiras haviam aplicado, desde 1998, em valores reais, o total de R\$ 18,3 bilhões em PD&I, sendo R\$ 7,1 bilhões autorizados em 1.429 projetos de PD&I de ICTs (universidades e centros de pesquisa). Cerca de metade dos R\$ 7,1 bilhões foi aplicada pelas ICTs na implantação de novos laboratórios, modernização de laboratórios ou em obras civis, e o restante no desenvolvimento de pesquisas e inovações, formação de mão de obra e em outras áreas.

O programa, coordenado pela ANP, já credenciou 724 unidades de pesquisa (grupos de pesquisa, conjunto de laboratórios ou departamento) para realizar as atividades de PD&I, vinculados a 127 instituições de pesquisa no país.

Passados já quase vinte anos que o programa vem atuando e diante dos desafios tecnológicos que os grandes campos de petróleo do pré-sal apresentam, há necessidade de se redirecionar maior parcela dos recursos para pesquisa ao segmento da cadeia de petróleo e gás natural, que desenvolve os equipamentos e os serviços aprimorados demandados nas explorações e na produção de petróleo. Como o Brasil aplica política de conteúdo local no setor de petróleo e gás, as políticas para o petróleo precisam apoiar os fornecedores locais, para que disponham de condições tecnológicas para o desenvolvimento dos bens e serviços demandados.

Apoio mais direto aos fornecedores pode ser conseguido por meio da criação de um fundo, gerido pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) e pela Financiadora de Estudos e Projetos (Finep), para receber parcela maior dos recursos da aplicação obrigatória das empresas petroleiras em PD&I. A redistribuição dos recursos já foi decidida por órgão encarregado do tema no governo federal, o Programa de Estímulo à Competitividade da Cadeia Produtiva, ao Desenvolvimento e ao Aprimoramento de Fornecedores do Setor de Petróleo e Gás (Pedefor). Por meio da Resolução nº 01, de 28 de março de 2017, o Pedefor recomendou à ANP a redistribuição dos recursos da cláusula de 1% dos recursos obrigatórios em PD&I: de 30% até 40% para contratação de atividades de PD&I junto a universidades e institutos de pesquisa; e de 30% até 40% destinados a programas tecnológicos para desenvolvimento e capacitação de fornecedores nacionais. O saldo remanescente deverá ser destinado a atividades em instalações do concessionário ou em suas afiliadas no Brasil, ou contratado junto a empresas nacionais.

O papel do fundo é o de servir de instrumento para captar e realizar as aplicações dos recursos redistribuídos, direcionando-os às empresas desenvolvedoras de equipamentos e processos para petróleo e gás natural (empresas fornecedoras). O fundo terá instrumentos de apoio de crédito (reembolsável) e de subvenção econômica (não reembolsável) e terá o papel de incentivar o desenvolvimento de projetos de inovação por meio de maior integração entre empresas petroleiras e fornecedoras e os centros de pesquisa.

A atuação coordenada entre o fundo a ser criado e o Pedefor facilitará aos fornecedores apoiados o alcance das condições para receberem os incentivos do Pedefor, e incrementará a sinergia entre o BNDES, a Finep e o Pedefor para os mesmos fins, isto é, maior esforço inovador de fornecedores e o alcance dos novos percentuais de conteúdo local. As seguintes características para o fundo são sugeridas:

- Fundo de natureza privada, com patrimônio próprio, administrado e operacionalizado pelo BNDES e Finep.
- Apoio a empresas de base tecnológica, a empresas fornecedoras de bens e serviços e a centros de pesquisa em condições de desenvolver inovações para o setor de petróleo e gás.
- Fonte de recursos: i) de 30% a 40% dos recursos da cláusula de PD&I dos contratos de concessão e contratos de partilha de produção para exploração e produção de petróleo e gás natural; ii) recursos provenientes de aplicações financeiras do fundo e dos juros e amortizações dos financiamentos; e iii) contrapartida a ser paga por empresa beneficiária do fundo nos projetos que obtiverem êxito, em percentual das receitas geradas pelo produto inovador.
- Os projetos poderão ser apresentados continuamente ao fundo.

- Custo financeiro dos recursos reembolsáveis: percentual da Taxa de Longo Prazo (TLP).

Propõe-se a criação de um Comitê Orientador para o fundo com o objetivo de definir suas diretrizes e para a alocação de recursos para operações mais arriscadas e subvenção.

- Definir as diretrizes e estratégias do fundo.
- Definir o percentual de exposição do fundo em operações mais arriscadas.
- Definir percentual de alocação não-reembolsável.

O que se pode esperar

Será difícil o setor de petróleo e gás natural voltar aos níveis de atividade e de emprego do período 2006-2014, caracterizado por excepcional avanço de investimentos da Petrobras, graças às descobertas do pré-sal, que elevaram também investimentos e emprego entre fornecedores de equipamentos, máquinas e serviços e de plataformas, navios e barcos de apoio.

Perspectiva mais positiva virá com a retomada dos leilões de áreas exploratórias, com que se espera, nos próximos anos, incrementar os estímulos em vigor, referentes aos investimentos de produção feitos pela Petrobras e empresas consorciadas no campo de Libra e em mais dezoito campos. A ANP calcula que, aos preços atuais (US\$ 50/barril), as dez rodadas planejadas para 2017-2019 poderão gerar US\$ 83 bilhões em investimentos diretos e mais US\$ 125 bilhões em investimentos indiretos. A indústria de fornecedores de bens e serviços prevê investimentos de cerca de US\$ 6 bilhões e recuperação de 43 mil empregos, perdidos de 2013 a 2016 com a paralisação dos leilões e outros problemas do setor. Estima-se o potencial total das reservas das áreas a serem leiloadas em 10 bilhões de barris.