

O petróleo nosso de cada dia



Autossuficiência alcançada em 2006 foi perdida por conta do crescimento econômico, mas pré-sal é esperança, se governo estiver disposto a não interferir politicamente na gestão da Petrobras

Em abril de 2006, o então presidente da República, Luiz Inácio Lula da Silva, anunciava em rede nacional que o Brasil havia se tornado autossuficiente na produção de petróleo. O evento foi fruto do início de operação da P-50, localizada no Campo de Albacora Leste (Bacia de Campos), a 120 km do litoral. Considerada a unidade de maior capacidade de produção do Brasil, com 180 mil barris/dia de petróleo, e seis milhões de metros cúbicos de gás natural/dia, finalmente o país pôde bradar “o petróleo é nosso”, mas por pouco tempo. Os meandros do processo e em que ponto o Brasil se encontra neste processo de autossuficiência são apontados na reportagem que segue.

O conceito de autossuficiência em produção de petróleo utilizado pela Petrobras, e amplamente divulgado, considera que o Brasil é autossuficiente quando produz, em campos nacionais, volume de petróleo igual ou superior ao que pode ser processado nas refinarias do país de forma a atender a demanda do mercado brasileiro. Em 2006, quando foi anunciada a conquista da autossuficiência, a empresa produzia a média diária de 1 milhão 778 mil barris/dia de petróleo e o mercado de derivados era de 1 milhão 697 mil barris diários, ou seja, a produção foi superior à demanda, configurando a autossuficiência.

Desde abril de 2006, a produção de petróleo da Petrobras vinha se mantendo acima da demanda nacional de derivados e superior à capacidade de processamento de nosso parque de refino, mantendo a autossuficiência dentro do conceito adotado. A partir do segundo trimestre de 2011, as vendas de derivados no mercado interno, em decorrência do crescimento econômico do país, começaram a ultrapassar o volume de petróleo produzido pela empresa e a capacidade de processamento do parque de refino.

O quadro a seguir mostra a produção de petróleo e o mercado de derivados em cada ano:

Como se pode observar, até o primeiro trimestre de 2011 o conceito que a companhia utilizava para autossuficiência foi plenamente atingido com produção de petróleo (sem incluir gás natural) acima da demanda de derivados, incluída a produção de gás natural, em barris de óleo equivalente.

De acordo com o diretor do Centro Brasileiro de Infraestrutura (Cbie), Adriano Pires, esta perda da autossuficiência deve-se a políticas do governo federal, que fomentou o crescimento econômico e promoveu o disparo no consumo de derivados de petróleo. “Hoje, temos nossas refinarias trabalhando no limite e tendo que importar diesel e gasolina. Aquela autossuficiência anunciada em 2006 não existe mais.”

Influenciaram significativamente a perda de autossuficiência, o fato de o Brasil ter crescido, nos últimos anos, por conta de commodities agrícolas e minerais que consomem muito diesel, tanto no momento de produção como no momento da venda, com o transporte.

Em relação à gasolina, seu consumo disparou principalmente entre os anos de 2008 e 2009, por conta do estímulo à venda de veículos, aliado à oferta de crédito e o congelamento do preço da gasolina. “Os fatores relacionados fizeram com que a frota crescesse e as pessoas optassem pela gasolina em detrimento do etanol, o que aumentou o consumo de gasolina consideravelmente a partir de 2010”, explica Pires. Por fim, a ascensão da nova classe média teve impacto sobre o aumento nas vendas de passagens aéreas, que acabou promovendo um maior consumo no querosene de aviação.

Para o advogado Claudio Pinho, especialista em petróleo e gás, do ponto de vista do refino, apesar de as refinarias nacionais serem antigas, o país é autossuficiente no aspecto do refino e seus subprodutos. “Hoje, precisamos importar gasolina e diesel em decorrência do crescimento econômico que teve impacto sobre estes derivados, mas este mercado é muito dinâmico. Se eu parar de produzir hoje, no dia seguinte eu já perco a

PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E O MERCADO DE DERIVADOS

Ano em mil barris/dia (b/d)	2006	2007	2008	2009	2010	2011-1º Tri	2011	2012- 1º Tri
	Mil b/d	Mil b/d	Mil b/d	Mil b/d	Mil b/d	Mil b/d	Mil b/d	Mil b/d
Produção de petróleo	1.778	1.792	1.885	1.971	2.004	2.044	2.022	2.066
Mercado de derivados	1.697	1.787	1.739	1.754	1.960	1.968	2.131	2.168
Superávit	81	5	147	217	44	76		
Déficit							109	102

Fonte: Petrobras

autossuficiência e o consumo não para de aumentar. A autossuficiência precisa ser vista como um todo, levando em conta a capacidade de refino e absorção destes produtos, aproveitando ao máximo tudo que subtraímos de um barril de petróleo. Desta forma sim, podemos afirmar que somos autossuficientes como um todo”.

Segundo a Petrobras, em 2011 o volume de vendas de derivados no mercado interno teve um aumento de 9%, em relação ao ano anterior e, no primeiro trimestre de 2012, o aumento da vendas foi ainda maior, 11%, com destaque para gasolina (24%) e diesel (9%). Os motivos foram os mesmos apontados pelos especialistas, com destaque para a expansão da frota, maior competitividade em relação ao etanol, além da redução da mistura de etanol na gasolina, de 25% para 20%. Ao longo de 2011, diante do aumento da demanda, a Petrobras adaptou suas refinarias para produzir mais gasolina e diesel, o que evitou que as necessidades de importação fossem ainda maiores.

Porém, esse aumento da demanda fez com que a produção de gasolina que até o início de 2011 era superavitária, com excedentes exportados, fosse totalmente consumida no país e ainda complementada com importação. Em contrapartida, a empresa salienta que vem exportando parte do petróleo cru que produz e vende, também para o exterior, além de derivados cuja produção é superior ao consumo, como óleos combustíveis, banker (combustível para navio) e querosene de aviação, entre outros.

Aqui é importante lembrar que a última refinaria construída no Brasil foi inaugurada em 1980, o que significa que o Brasil ficou mais de 30 anos com o mesmo parque de refino que teve apenas ampliações e modernizações nas unidades existentes. A construção de novas refinarias está ocorrendo agora.

A Petrobras lançou um programa de construção de quatro grandes refinarias, sendo que duas delas – uma no Rio de Janeiro e outra em Pernambuco – já estão em fase adiantada de construção. As outras duas, que serão construídas no Maranhão e no Ceará, estão em fase de análise dos projetos.

Com isso, a capacidade de processamento de petróleo será elevada dos atuais 2 milhões de barris para 3,2 milhões de barris diários em 2020, volume que deverá atender à demanda interna de derivados. Do total de investimentos previstos para as atividades de Abastecimento no Plano de Negócios até 2016 (US\$ 71,6 bilhões), 44% se destinam a ampliação do parque de refino para atender ao aumento da demanda interna.

Apesar dos dados apresentados pela Petrobras, Pires é cético em relação aos investimentos em refinarias, isso porque, desde o segundo choque do petróleo, a empresa priorizou investir nas atividades de exploração e produção de petróleo (E&P) e esta tem sido sua linha de atuação.

“Apesar de a Petrobras ter anunciado, em seus planos de negócios, a construção de refinarias todos nós sabemos que a política do governo em usar a empresa para fins políticos acabou por sangrar seus ganhos e não há recursos suficientes para explorar e investir em refinaria ao mesmo tempo. Todos estes planos estão sendo adiados”, rebate o diretor do Cbïe.

Neste cenário, de produção total de petróleo do Brasil (cerca de 2 milhões de barris/dia) uma parte considerável (75%) é de petróleo mais viscoso (pesado). O parque de refino do país, cuja capacidade é de 1,9 milhão de barris/dia, teoricamente tem capacidade para processar toda essa produção. Entretanto, construído nas décadas de 1970 e 1980, foi projetado para refinar os petróleos mais disponíveis na época e que eram importados (petróleos leves), mas pode processar a maior parte da nossa produção nacional, misturando óleos leves com óleos pesados. Por este motivo a Petrobras tem de importar petróleo leve.

Essa capacidade de mistura, porém, tem um limite, que já foi atingido, depois das descobertas de óleos pesados em águas profundas da Bacia de Campos. A solução tem sido exportar o excedente de petróleo pesado, proveniente da Bacia de Campos e importar petróleos mais leves e mais adequados ao perfil de produção das refinarias nacionais e também às necessidades da demanda nacional de derivados, voltada para derivados mais leves como o gás de cozinha, o diesel, a gasolina e a nafta petroquímica (matéria-prima para produção de plásticos, tecidos sintéticos, etc.).

“O que a Petrobras importou de petróleo leve no primeiro trimestre de 2012, por exemplo, 358 mil barris diários, representa 18% da demanda nacional. Em contrapartida, foram exportados, no mesmo período, cerca de 500 mil barris/dia de petróleo pesado, ou seja, houve um superávit na balança exclusiva de petróleo cru de 142 mil barris/dia. Esse petróleo pesado, que excede às condições de refino nacional, encontra boa receptividade no mercado internacional, por se tratar de um produto com baixo teor de enxofre o que, consequentemente, permite a produção de derivados menos poluentes. A exportação, entretanto, tem se revelado um bom negócio para o país, aumentando as

BALANÇA COMERCIAL DA PETROBRAS

Em mil barris por dia	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012 (1º trimestre)
Exportação óleo e derivados	581	615	673	705	697	631	714
Importação petróleo e derivados	488	538	570	549	615	684	764
Exportação líquida	93	77	103	156	82		
Importação líquida						53	50

Fonte: Petrobras

divisas nacionais e reduzindo os gastos líquidos com importação”, informa a assessoria da empresa.

Com o aumento do consumo interno de derivados, função da expansão da economia, a balança comercial da Petrobras, que vinha sendo superavitária nos anos anteriores, como mostra a tabela acima, passou a ser deficitária, a partir do primeiro trimestre de 2011. É comum no segmento de petróleo os países exportarem produtos que excedem à demanda e importarem aqueles cuja necessidade é superior à produção interna. Isto acontece porque, no processo de refino, o volume de cada derivado que se pode extrair do petróleo tem limites.

O caminho para a autossuficiência

Em meio a tantos dados e mudanças de cenário, vale resgatar a trajetória de como o Brasil conquistou a autossuficiência no ano de 2006. Segundo o Centro de Pesquisa e Documentação de História Contemporânea do Brasil (CPDOC), órgão da Escola de Ciências Sociais e História da Fundação Getúlio Vargas, o anúncio da autossuficiência brasileira em relação à produção petrolífera pode ser compreendido como o resultado de uma série de decisões governamentais estratégicas que viabilizaram não apenas um novo modelo de atuação para a Petrobras, mas também um novo patamar tecnológico e um novo perfil gerencial para a empresa.

O primeiro destes momentos localiza-se pouco mais de cinco após o início da extração de petróleo em águas profundas na região do Mar do Norte (RJ), quando o governo brasileiro, por meio de estudos técnicos preliminares, iniciados nos anos 1973 e 1974, identificaram que algumas áreas submersas da plataforma continental brasileira, em especial o litoral norte da costa fluminense, apresentavam grandes chances de possuírem campos petrolíferos situados em águas de grande profundidade. Foi nesta época que o governo, nas mãos do militar Ernesto Geisel, definiu as primeiras políticas que seriam adotadas posteriormente no processo de identificação, testagem e exploração destes campos.

Os custos associados à condução deste empreendimento pela Petrobras eram considerados extremamente onerosos e apresentavam ainda poucos indícios consistentes de sua efetiva viabilidade operacional e comercial. Porém, mesmo diante de inúmeras críticas internas e da pressão de alguns grupos petrolíferos internacionais, o governo autorizou o aumento das dotações orçamentárias que viriam a sustentar o início do processo de exploração da área que mais tarde seria identificada como Bacia Petrolífera de Campos.

A decisão política de aumentar as dotações orçamentárias permitiu que a Petrobras iniciasse um processo de capacitação tecnológica para a atuação nesta área específica de E&P. O resultado da medida foi o estabelecimento de um patamar tecnológico para a exploração de petróleo em águas profundas, que consolidou a empresa brasileira como um dos principais referenciais internacionais na área de exploração petrolífera em águas profundas e ultraprofundas.

Ainda segundo o relatório do CPDOC, um segundo momento desta história, culmina com as transformações operadas no estatuto do monopólio estatal da exploração de petróleo, que acabariam por colocar em risco a manutenção do sistema brasileiro de produção e abastecimento de petróleo e de seus derivados.

No trabalho intitulado “Regulação do pré-sal: novas fronteiras, novos desafios”, de autoria de Leonardo Oliveira da Silva, apresentado durante o 6º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás, o novo detalhamento constitucional da matéria, a estabilidade da economia brasileira e a reorganização da máquina pública foram os fatores que culminaram com a flexibilização do monopólio estatal, que se consolidou com a Emenda Constitucional nº 9, de novembro de 1995, e a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, conhecida como “Lei do Petróleo”.

Os anos que se seguiram foram marcados pela criação da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Combustível (ANP), autarquia que consolidou a regulação, contratação e a fiscalização das atividades

do setor – e as empresas vencedoras das licitações de blocos. A Petrobras teve garantido o direito sobre os campos em produção e as áreas em que tivesse realizado investimentos na exploração. Em geral, o sistema criado foi bem-sucedido e abriu o mercado para que o capital privado pudesse competir com a Petrobras. Este novo cenário, que poderiam comprometer o modelo de exploração de petróleo praticado pela empresa, acabou por confirmar a Petrobras como um exemplo de empresa transnacional, capacitando-a para operar em um mercado concorrencial.

O pré-sal e o novo marco regulatório

Em 2006, a Petrobras iniciou pesquisas para verificar a possibilidade de encontrar campos de petróleo em uma profunda camada geológica denominada pré-sal (localizada a sete mil metros abaixo do leito do mar, estendendo-se 800 quilômetros pela costa brasileira, indo de Santa Catarina ao Espírito Santo). A confirmação da existência de petróleo em águas ultraprofundas ocorreu, em 2007, quando foi anunciada a descoberta do Campo de Tupi, que representa o maior campo de petróleo descoberto no mundo desde 2000. O montante de petróleo das jazidas é estimado em algo em torno de 100 bilhões de barris (bbl), que colocaria o Brasil entre os dez maiores produtores do mundo. A área total estimada da reserva é de 112 mil Km², onde 41 mil estão concedidos para exploração.

Pela relevância da descoberta do pré-sal em todo o mundo, o fato provocou a edição de um novo marco regulatório que se adequasse ao baixo risco exploratório, agora vigente nas bacias sedimentares de Campos e Santos, onde se localizam as jazidas abaixo da camada de sal.

O novo marco foi enviado para votação no Congresso Nacional em agosto de 2009 e, após diversas emendas realizadas no texto original, incluindo a polêmica sobre a divisão dos royalties, em 2010, o novo pacote regulatório entrou em vigor. A Lei nº 12.351/2010, como foi numerada, segundo Pires, basicamente faz com que o Brasil tenha dois regimes jurídicos sobre a exploração e produção do petróleo, quando promovidos leilões de lote de petróleo pela ANP – “há o regime de concessão, que já existia anteriormente, e para as áreas de exploração do pré-sal, que venham a ser leiloadas, ficou estabelecido o regime da partilha. Apesar de já aprovada, não são promovidos leilões desde 2006. Então a lei existe, mas ainda não está em vigor na prática”, explica o diretor do Cbie.

Quando estiver em vigor, de fato, o Estado brasileiro terá direito a parte dos lucros das empresas petroleiras.

Nesse novo sistema, a Petrobras será, por determinação legal, operadora única, sendo responsável pela gestão e implantação dos projetos de exploração e produção de petróleo e gás e, para isto, terá que participar com um mínimo de 30% do investimento total de cada projeto.

O fato de a Petrobras obrigatoriamente ter participação de 30% de todos os consórcios de exploração é um dos pontos críticos do novo marco regulatório. Para Claudio Pinho, a Petrobras cresceu no cenário internacional por ter conquistado seu espaço dentro de um mercado de livre-concorrência.

“O papel da empresa com esta porcentagem acaba por reduzir o grau de competitividade na área do pré-sal e pode prejudicar sua exploração. Em minha avaliação, um mercado competitivo é sempre melhor, com melhores resultados. Ao Estado deveria caber apenas ditar a política exploratória, sem a preocupação de a Petrobras perder mercado. Ninguém tira o papel da Petrobras dentro do Brasil e a atividade econômica nacional vai muito além do pré-sal existir com tamanha rigidez e percentual de participação no mercado do petróleo”, defende Pinho.

A Petrobras rebate as críticas ao afirmar que é internacionalmente reconhecida como a empresa que detém a mais avançada tecnologia para águas profundas e é a maior operadora do mundo neste horizonte submarino, com 20% das operações globais. “A condição de operadora única nas futuras áreas exploratórias do pré-sal é uma indicação de que o crescimento da produção brasileira de óleo e gás deverá ser ainda maior”, afirma por meio de assessoria de imprensa.

Do total da produção atual de petróleo da Petrobras, cerca de dois milhões de barris diários, 180 mil barris/dia (9%) já são provenientes do pré-sal, de campos nas bacias de Campos e Santos. Da produção prevista para 2016, de 2,5 milhões de barris/dia, 31% virá do pré-sal. Em 2020 esse percentual deverá aumentar para 47%. “Este petróleo que vem sendo retirado da camada de pré-sal, está sendo explorado nos regime de concessão, pois são referentes ao último leilão realizado pela ANP, quando o marco regulatório ainda não havia sido aprovado”, esclarece Pinho. A partir do próximo leilão, que deve ocorrer em 2013, o regime de partilha já será implementado.

A questão dos royalties

Antes mesmo do anúncio da descoberta de Tupi, a oitava rodada de licitações da ANP havia sido suspensa por decisão judicial, tomada em 2006. Posteriormente, a

liminar foi derrubada, mas o governo seguiu sem definir como e quando retomará as rodadas, pois nelas estão localizadas dez blocos às margens do pré-sal.

“O governo alega que os royalties não estão definidos, mas isso é uma explicação falsa, porque mesmo a despeito de ainda não haver um consenso sobre a porcentagem a ser aplicada, poderíamos realizar leilões do pós-sal, por meio do regime de concessão, que já tem uma lei definida desde 1997. Isso acaba deixando os investidores desestimulados, pois todos, governo e indústria petrolífera, estamos perdendo dinheiro”, reflete Pires.

Pinho explica que a polêmica sobre os royalties está polarizada entre os que defendem a distribuição entre todos os Estados, ou somente entre os Estados produtores. A corrente que defende os Estados produtores alega que a Constituição Federal prevê a distribuição de tal forma, que não poderia ser feito de forma diversa. Além disso, outro argumento se junta a este no sentido de que não pode haver perda de receita, pois boa parte dela já está comprometida em maior ou menor grau. O argumento do grupo que defende distribuição para todos os Estados consiste na identificação de que o petróleo é um bem de toda a nação e de que não é justo que uma riqueza dessa magnitude não seja distribuída para todos.

Pinho explica que, quando a Petrobras foi criada, os royalties eram de 5%. Ocorreram as alterações constitucionais de 1967, 1969 e quando a atual Constituição Federal foi promulgada em 1988, o monopólio da Petrobras foi quebrado e os royalties permaneceram em 5%. Foi somente quando a ANP foi criada, em 1997, que os royalties passaram a ser de 10%, com a seguinte condição: “5% seriam obrigatórios (os mesmos 5%). Entre eles e o limite legal de 10% sua definição ficaria a cargo da ANP, variando de caso a caso, de acordo com a dificuldade do bloco exploratório cedido.”

O advogado explica que este cenário dá duas premissas. A primeira constata que, quando a Constituição Federal trata em seu artigo 20, §1º, sobre os royalties ela trata dos 5% e não poderia ser diferente, pois naquela época toda a história dos royalties no Brasil só tratava daquele percentual. A segunda constatação é que a diferença entre 5% e 10% não está constitucionalmente protegida, tanto assim que a lei federal delegou para que a ANP os fixasse por seu exclusivo critério e não se tem notícia que algum Estado produtor tenha entrado com qualquer demanda contestando essa alíquota acima dos 5%, alegando perda de receita. Esse é o tratamento jurídico para a exploração do petróleo no Brasil à exceção das áreas do pré-sal.

Para Pinho, o problema seria resolvido se a alíquota dos royalties fosse modificada de 10% para 15% (tal como estava no anteprojeto quando saiu da Câmara dos Deputados e foi para o Senado), preservando-se 5% para os Estados produtores, na linha dos percentuais constitucionalmente históricos, e os 10% serão destinados para todos os Estados, o que inclusive aumentará a participação dos Estados produtores. “Estabelecer os royalties em 15% é razoável, não está fora dos padrões internacionais porque, por exemplo, nos Estados Unidos ele é de 18,7% e atenderia todo mundo. Preservam-se os 5%, não haveria perda de receita aos Estados produtores, e ainda aumentaria um pouco mais este percentual”, explica o advogado.

O que preocupa Pinho e que vai ao encontro do problema também apontado por Pires, é que, comparativamente ao momento geopolítico e possibilidade de atração de investimentos, o problema dos royalties é mero detalhe, pois “não bastassem essas questões de relevância para entender quais as variáveis que influenciam uma decisão sobre os royalties é importante salientar que o processo de extração de petróleo no pré-sal entrou em perigoso compasso de espera”.

O advogado explica, em artigo, que todas as informações sobre a exploração de petróleo em áreas do pré-sal vêm do modelo de contratação antigo, isto é, foram cedidos sobre o regime de concessão da lei anterior (Lei nº 9.478/97), sendo que já aconteceu de serem encontrados poços secos em áreas do pré-sal, ou seja, não é 100% certeza como o senso comum parece sugerir. “Além disso, as crises europeia e americana estão afugentando os capitais, sendo que dos países do BRIC, o Brasil não está exercendo um poder atrativo desses recursos, o que necessariamente ocorreria para o pré-sal, já que a indústria da energia, não só é de longe o maior segmento produtivo, como exerce uma variável caleidoscópica dentro do cenário econômico mundial, já que se modificar a equação da indústria da energia, muda-se todo o resto, ressalta Pinho.

Nesse cenário de mudanças constantes, preocupa também o fato de a China ter obtido déficit na sua balança comercial, pelo segundo trimestre seguido. Outro fato que poderá trazer mudanças é a atual situação das empresas americanas que geram energia movida a gás. “Em que pese importantes descobertas do gás de xisto (shale gas), a falta de regulamentação do mercado americano nessa área poderá levar importantes geradoras à falência, em período de tempo próximo. Precisamos concretizar importantes passos na política

do petróleo em geral e do pré-sal em particular, tendo como lições a crise de 2008 e os erros já cometidos por nós e pelos outros”, reflete Pinho.

Pré-sal e autossuficiência

Apesar dos percalços que ainda precisam ser superados, dentro desta realidade que o pré-sal desvelou, não há dúvida de que a descoberta vem a colaborar com um futuro de autossuficiência brasileira nos próximos anos.

Para aumentar a produção petrolífera e manter uma posição sustentável de autossuficiência para médio e longo prazos, o Plano de Negócios para 2012 – 2016, da Petrobras, prevê investimentos totais de US\$ 236,5 bilhões, destinando 60% destes recursos para o segmento de E&P, o que corresponde a investimentos de US\$ 141,8 bilhões em cinco anos.

O planejamento estratégico da Petrobras para o horizonte 2020 também prevê a instalação de 19 sistemas de produção submarinas até 2016, e 38, até 2020. Além disso, a empresa mantém programas específicos de revitalização dos campos maduros, revertendo a tendência de queda que ocorre em reservatórios com adiantado estado exploratório, tanto para os campos de terra como para os campos mais antigos da plataforma continental, onde se destaca o Programa de Aumento da Eficiência Operacional da Bacia de Campos. Somente neste programa serão aplicados US\$ 5,1 bilhões, de 2012 a 2016.

Com esse programa de investimentos a Petrobras pretende manter uma relação reserva/produção segura para o futuro da Companhia e do abastecimento do país. Como resultado a empresa dispõe, hoje, de um potencial recuperável de petróleo e gás para aumentar a produção diária dos atuais 2,6 milhões de barris de óleo equivalente (petróleo e gás) para 3,3 milhões em 2016 e 5,7 milhões de barris em 2020, considerando os campos nacionais e do exterior. Considerando apenas a produção no Brasil, serão 2,5 bilhões de óleo equivalente dia em 2016 e 5,2 bilhões/dia em 2020. Estes níveis de produção vão garantir a recuperação e manutenção da autossuficiência.

Para a ANP, o pré-sal será importantíssimo para o Brasil, pois as descobertas anunciadas já estão atraindo investimentos de bilhões de dólares para o país. “O petróleo descoberto no pré-sal dá ao Brasil um novo peso geopolítico no mundo. Com ele, o Brasil não apenas assegura sua autossuficiência por um longo período, como se tornará, nos próximos 10 ou 15 anos, um dos

grandes exportadores de petróleo e derivados”.

Para a ANP, a nova regulação assegura que o governo brasileiro tenha condições de desenvolver uma política que fortaleça a indústria brasileira, gerando empregos e tecnologia de ponta. “Com isso, o Brasil vai evitar a chamada ‘doença holandesa’ como é conhecida no mundo as políticas de produtores de petróleo que preferiram importar tudo o que necessitavam e, quando a receita do petróleo diminuiu ou acabou, entraram em crise por causa das dívidas acumuladas e da falta de infraestrutura em seus próprios países”, esclarece a assessoria da agência.

A forte intervenção do Estado, na Petrobras, em meio a estas descobertas e possibilidades de ganho, é uma situação crítica para os investidores da área. Para Pires, a política que o governo tem usado para o setor de combustíveis, em particular o diesel, é para conter a inflação e não está preocupada com a Petrobras e seus acionistas. “Quem determina a política de preços de combustível no Brasil, em particular da gasolina e do diesel, é o Ministério da Fazenda e não a Petrobras. Este fato tem penalizado os acionistas, com trajetória ruim abaixo do Ibovespa. Esta intervenção política não é saudável, nem para quem investe, nem para a própria Petrobras, que vem perdendo recursos”, critica o diretor do Cbie.

Para Pires, não é o governo que tem de investir no pré-sal, são as empresas do petróleo. “Elas fazem isso para sobreviver, descobrindo, produzindo e vendendo o petróleo, é assim que elas ganham dinheiro. É preciso que o governo deixe a Petrobras funcionar dentro de uma lógica empresarial e não política. Tendo a empresa livre e com bons resultados, o governo, como um dos acionistas, poderia inclusive pegar os dividendos e investir em renováveis, por exemplo. Não é o governo que tem de investir no pré-sal, ele tem de regular o setor e deixar que as empresas de petróleo façam o trabalho delas. O governo deve investir em setores em que as taxas de retorno são menores, e em setores em que realmente é necessário incentivo governamental para que a produção aumente, que é o caso de algumas energias consideradas renováveis, não do petróleo”.

REFERÊNCIAS

- Artigo “Desmistificando os royalties do pré-sal e avaliando a geopolítica mundial”, de Cláudio Pinho
- Artigo “Regulação do Pré-sal: novas fronteiras, novos desafios”, de Leonardo Oliveira da Silva
- Artigo “Marco regulatório brasileiro e análise de sua mudança para áreas estratégicas”, de Rodrigo Enrique Linares Troncoso’
- Artigo “Da ‘Campanha ‘O Petróleo é Nosso’ aos desafios do Pré-sal”, de Luiz Paulo Vellozo
- CPDOC: <http://cpdoc.fgv.br/producao/dossies/FatosImagens/PetrobrasAutoSuficiencia>