

**Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Fazenda
Subsecretaria de Política Fiscal**

NOTA TÉCNICA 20/2010

DATA: 27/09/10

ASSUNTO: Capitalização da Petrobrás e efeitos nas participações governamentais futuras do Estado do Rio de Janeiro

1. Histórico

A Lei nº 12.276, de 30 de junho de 2010, autorizou a União a ceder onerosamente à Petróleo Brasileiro S.A (Petrobrás), com dispensa de licitação, o exercício das atividades de pesquisa e lavra de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos de que trata o inciso I do art. 177 da Constituição Federal, em áreas não concedidas localizadas no pré-sal.

Sendo assim, a Petrobras passou a ter titularidade do petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos produzidos nos termos do contrato estabelecido, limitado ao um total de cinco bilhões de barris.

O referido dispositivo legal determinou, em seus Art. 2º, *in verbis*:

Art. 2º O contrato que formalizará a cessão de que trata o art. 1º deverá conter, entre outras, cláusulas que estabeleçam:

I - a identificação e a delimitação geográfica das respectivas áreas;

II - os respectivos volumes de barris equivalentes de petróleo, observado o limite de que trata o § 2º do art. 1º;

III - valores mínimos, e metas de elevação ao longo do período de execução do contrato, do índice de nacionalização dos bens produzidos e dos serviços prestados para execução das atividades de pesquisa e lavra referidas no caput do art. 1º;

IV - o valor e as condições do pagamento de que tratam os §§ 3º e 4º do art. 1º; e

V - as condições para a realização de sua revisão, considerando-se, entre outras variáveis, os preços de mercado e a especificação do produto da lavra.

Parágrafo único. O contrato e sua revisão deverão ser submetidos à prévia apreciação do Conselho Nacional de Política Energética - CNPE.

Com relação ao pagamento das participações governamentais, o Art.5º definiu:

Art. 5º Serão devidos royalties sobre o produto da lavra de que trata esta Lei nos termos do art. 47 da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997.

§ 1º A parcela do valor dos royalties que representar 5% (cinco por cento) da produção será distribuída segundo os critérios estipulados pela Lei nº 7.990, de 28 de dezembro de 1989.

§ 2º A parcela do valor dos royalties que exceder a 5% (cinco por cento) da produção será distribuída nos termos do inciso II do art. 49 da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997.

Dessa forma, fica claro o pagamento aos estados produtores do valor dos royalties. Neste ponto, pode surgir uma questão de fundo: o valor do petróleo a ser usado como referência para o cálculo - valor do contrato de cessão onerosa ou o valor da extração. A princípio pela análise do dispositivo, independentemente da cessão onerosa ocorrida, a Petrobras deverá efetuar os pagamentos no momento da extração do óleo na forma da lei vigente. De qualquer forma recomenda-se que seja feita consulta formal a ANP.

Entretanto, percebe-se que a lei é omissa quanto ao pagamento de participações especiais. Uma interpretação a supracitada lei é que ela criou uma nova modalidade de exploração, bastante análoga ao regime de concessão: a cessão onerosa. Dessa forma, não caberia o pagamento das Participações Especiais – PE.

Outra interpretação, que é a que nos filiamos é que isso não é possível, dessa forma os royalties devidos ao Estado do Rio de Janeiro (ERJ) devem ser calculados exatamente de acordo com o previsto pela Lei do Petróleo (Lei no 9.478, de 6 de agosto de 1997) é devido pagamento de PE aos estados e municípios produtores – art. 50 da lei 9.478/97 e Decreto 2.705/98. Frise-se que a referida lei não foi revogada pela supracitada lei de capitalização. Dessa forma, entendo que o contrato de cessão deve obedecer à legislação vigente, ou seja, esse contrato não poderia tratar de PE destinada a Estados e Municípios produtores de petróleo. A União até pode abrir mão da PE, pois vai ganhar participação acionária e dividendos, mas não pode abrir mão do que não lhe pertence. Para reforçar esse argumento lembro que a lei que prevê a implantação do regime de partilha ainda está no congresso, essa sim não prevê a cobrança de PE. Assim, sugerimos uma consulta formal a ANP para que a mesma se pronuncie quanto à forma que vai proceder.

2. Áreas de exploração inerentes ao contrato de cessão onerosa e o problema da Unitização dos campos produtores

O contrato entre o Governo Brasileiro (Ministério da Fazenda, Ministério de Minas e Energia e ANP) e a Petrobras está definido pelos termos do “Contrato de Cessão Onerosa”. Resumidamente, esse contrato é análogo ao Contrato de Concessão existente, pois inclui um Programa de Exploração Obrigatório (PEO), 10% de Royalties e 34% de Imposto de Renda, mas pelas informações que obtivemos exclui Bônus de Assinatura, Participação Especial, PIS

e COFINS. Assim, sugerimos solicitar cópia do referido contrato para confirmar as informações

A Área Contratual¹ situa-se entre 175 km e 375 km ao sul da cidade do Rio de Janeiro, em lâmina d'água de aproximadamente 2.000 m a 2.500 m, cobrindo uma área de cerca de 28.000 km² (125 km x 225 km). Nesta área localizam-se 4 (quatro) descobertas denominadas Tupi, Iara, Júpiter e Franco, além de 6 estruturas ainda não perfuradas, na qualidade de prospectos de alto potencial, denominados Libra, Florim, Tupi NE, Pau-brasil, Peroba e Guará Sul. Os volumes recuperáveis associados ao desenvolvimento das três descobertas situadas em áreas que já foram licenciadas através de Contratos de Concessão, à Petrobras e aos seus parceiros (Tupi, Iara e Júpiter). Esse ponto merece especial atenção por causa da possibilidade de ocorrência de **unitização**². A unitização deve ocorrer por razões de continuidade reservatória e geológica. Se comprovado isso, e isso ocorrer na fase anterior de declaração de comercialidade, isso não é repartido, é pago ao Governo, porque é parte do ganho de quem é dono da área que está fora da unitização. Então, isso não é repartido. E se isso ocorre posteriormente à declaração de comercialidade, então será da Petrobrás. Aqui a nosso ver é um grande risco aos Estados produtores que merecerá atuação junto a ANP, pois no caso da cessão onerosa em análise os campos estão localizados no entorno de TUPI que é uma área concedida e que deve pagar PE ao ERJ sem qualquer discussão.

Esse procedimento é regulado pelo art. 27 da lei 9.478/97:

(...)”Art. 27. Quando se tratar de campos que se estendam por blocos vizinhos, onde atuem concessionários distintos, deverão eles celebrar acordo para a individualização da produção.

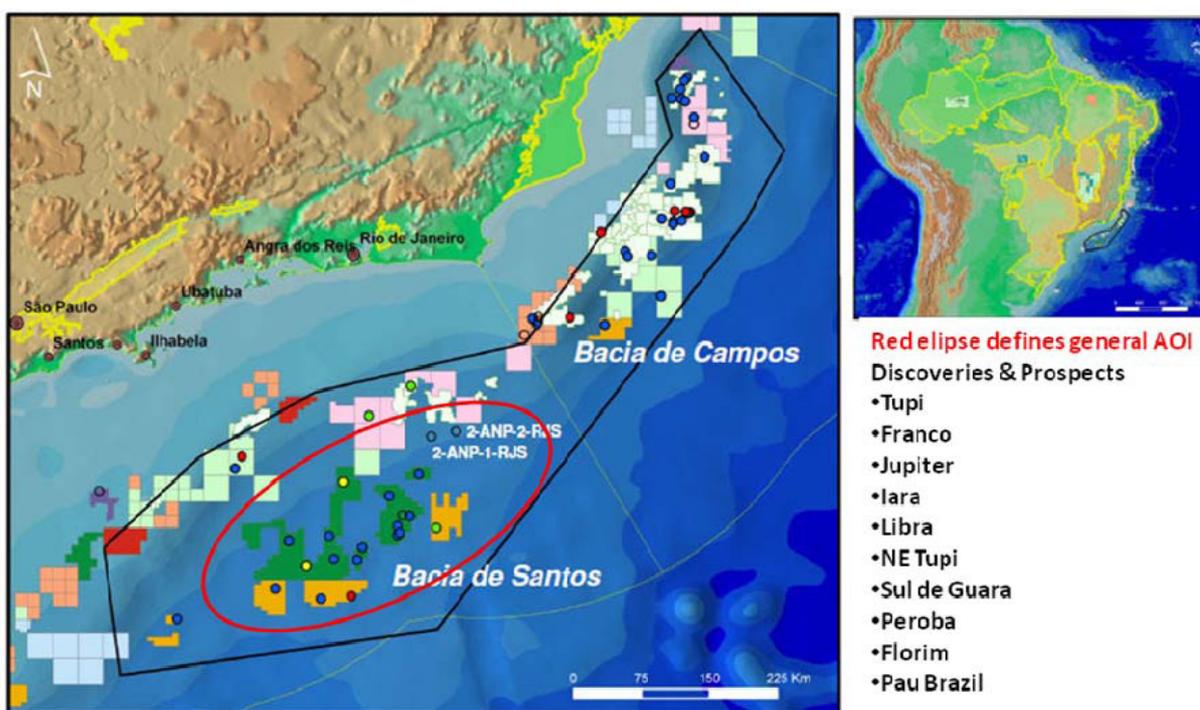
Parágrafo único. Não chegando as partes a acordo, em prazo máximo fixado pela ANP, caberá a esta determinar, com base em laudo arbitral, como serão eqüitativamente apropriados os direitos e obrigações sobre os blocos, com base nos princípios gerais de Direito aplicáveis.”(...)

¹ Relatório Auditoria e Avaliação realizado pela Gaffney, Cline and Associates (GCA), em nome da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Fonte: site ANP.

² acordo entre as concessionárias de diferentes áreas de exploração de petróleo quando há casos em que as reservas de dois ou mais blocos são ligadas

O volume do contrato³ que nós negociamos em cada uma dessas áreas: em Franco, dos 6 bilhões, 3,058 bilhões são objeto do contrato; no entorno de Iara, do 1,088 bilhão, 600 milhões são objeto do contrato; em Florim os 467 milhões; no nordeste de Tupi os 428 milhões; no sul de Guará os 319 milhões; e no sul de Tupi os 128 milhões de barris.

Área do Contrato	Volume da Cessão Onerosa (milhões barris de óleo equivalentes)	Valor do Barril (US\$/boe)	Valoração da Cessão Onerosa (US\$ mil)
Tupi sul	128.051	7,85	1.005.197
Florim	466.968	9,01	4.207.380
Tupi NE	427.784	8,54	3.653.275
Peroba	-	8,53	
Guara EAST	319.107	7,94	2.533.711
Franco	3.058.000	9,04	27.644.320
Iara	599.560	5,82	3.489.437
Total	4.999.469		42.533.320



3. Estimativa de receitas e perdas nas Participações Governamentais para o Estado do RJ tendo em vista o contrato de Cessão Onerosa da União com a Petrobras.

Sendo que cessão onerosa ora em estudo foi celebrada no mês em curso é um contrato de direito civil que no nosso entender deve se inserir no contexto do regime de concessão (tradicional) em vigor atualmente no Brasil.

³ Valores informados no site da Petrobras no link relação com investidores.

Assim, apresentamos no quadro abaixo a estimativa de receita de Royalties que o Estado do Rio de Janeiro⁴ fará jus considerando o preço do Brent e do cambio pela média de setembro 2010.

Valor de Estimativa de Receita de Royalties e PE no período do cumprimento da Cessão Onerosa para União, Estados e Municípios.

Em R\$ 1,00

Campo	Quantidade barril (unidade) (A)	Alíquota de Royalties (B)	Preço Brent* (C)	Câmbio Venda* (R\$/US\$) (D)	VALOR TOTAL DO ÓLEO (E=A x C x D)	Royalties (R\$) (F=E x B)	Participação Especial Estimada (R\$)
Franco	3.058.000.000	10%	77,47	1,72	408.211.185.738	40.821.118.574	89.806.460.862
Iara	600.000.000	10%	77,47	1,72	80.093.757.830	8.009.375.783	17.620.626.723
Florim	467.000.000	10%	77,47	1,72	62.339.641.511	6.233.964.151	13.714.721.132
Nordeste de Tupi	428.000.000	10%	77,47	1,72	57.133.547.252	5.713.354.725	12.569.380.395
Guará Sul	319.000.000	10%	77,47	1,72	42.583.181.246	4.258.318.125	9.368.299.874
Tupi Sul	128.000.000	10%	77,47	1,72	17.086.668.337	1.708.666.834	3.759.067.034
Total	5.000.000.000				667.447.981.913	66.744.798.191	146.838.556.021

Já a tabela abaixo faz a estimativa do valor que caberá ao ERJ:

Royalties do Petróleo - Parcela destinada ao Estado do Rio de Janeiro.

Em R\$ 1,00

Campo	Parcela Até 5% (Lei 7.990/89) Cota Parte do Estado do Rio de Janeiro	Parcela Até 5% (Lei 7.990/89) Cota Parte dos Municípios do Estado do Rio de Janeiro	Parcela Acima de 5% (Lei 7.478/97)
Franco	4.592.375.840	1.530.791.947	4.592.375.840
Iara	901.054.776	300.351.592	901.054.776
Florim	701.320.967	233.773.656	701.320.967
Nordeste de Tupi	642.752.407	214.250.802	642.752.407
Guará Sul	479.060.789	159.686.930	479.060.789
Tupi Sul	192.225.019	64.075.006	192.225.019
Total	7.508.789.797	2.502.929.932	7.508.789.797

A tabela abaixo apresenta uma estimativa da provável perda de receita do Estado no caso do contrato de cessão onerosa não prever o pagamento das Participações Especiais. O valor foi estimado tendo como parâmetro o Campo de Marlim servindo de modelo de custos para se estimar o valor devido.

⁴ Foi considerado que todas as áreas constantes no contrato de cessão onerosa na área que paga participações governamentais ao Estado do Rio de Janeiro.

Como já apontado anteriormente entendemos que o contrato de cessão onerosa independente do seu conteúdo formal devendo portando obedecer a legislação em vigor, art. 50 da lei 9.478/97 e Decreto 2.705/98. Esse ponto merece apreciação da douda Procuradoria Geral do Estado do RJ.

**Participação Especial do Petróleo -
Parcela destinada ao Estado do Rio
de Janeiro.**

Em R\$ 1,00

Campo	Participação Especial (Lei 9.478/97)
Franco	35.922.584.345
Iara	7.048.250.689
Florim	5.485.888.453
Nordeste de Tupi	5.027.752.158
Guará Sul	3.747.319.950
Tupi Sul	1.503.626.814
Total	58.735.422.408

4. Recomendações

Efetuar consulta a ANP tão logo estejamos de posse do contrato de cessão onerosa entre a União e a Petrobras.

George Santoro
Subsecretário de Política Fiscal