



GOVERNO NEGOCIA TERMOS PROBLEMÁTICOS COM A ANADARKO:

‘Carry’ para a ENH & Gás para Mercado Doméstico Aquém das Necessidades

Por: Adriano Nuvunga

Depois da aprovação do Decreto-Lei, a Anadarko tem estado na mesa de negociações com o Governo para discutir uma série de acordos. A expectativa da sociedade nestas negociações gira em torno da modalidade de financiamento da participação da Empresa Nacional de Hidrocarbonetos (ENH) na Área 1 e da quota e preço do gás para o mercado doméstico. O Governo optou pelo ‘carry’ da ENH. Esta é uma solução problemática mas pode ser viável, dependendo da taxa de juro e, sobretudo, se for uma solução temporária. A Anadarko oferece apenas $\frac{1}{4}$ das necessidades do gás para uso doméstico a um preço não competitivo. Isto é receita para que a Bacia do Rovuma seja como Pande e Temane, onde todo o gás é exportado para a África do Sul a preço de banana.

Enquadramento

Depois da aprovação do Decreto-Lei que estabelece o regime jurídico e contratual especial aplicável ao Projecto de Gás Natural Liquefeito (LNG, sigla inglesa) nas áreas 1 e 4 da Bacia do Rovuma, em Novembro de 2014, a Anadarko vem negociando uma série de contratos que, no seu entender, antecedem a preparação do Plano de Desenvolvimento do projecto a ser submetido ao Governo. Estes contratos incluem: (i) Alocação de gás para mercado doméstico; (ii) Financiamento da participação do Estrado através da Empresa Nacional de Hidrocarbonetos (ENH); (iii) Plano de Desenvolvimento; (iv) Concessão do Porto de Palma e (v) Papel da ENH na comercialização do gás/LNG, de acordo com o Decreto-Lei acima referido.

O foco de atenção nestas negociações está centrado no financiamento da participação do Estado Moçambicano através da Empresa Nacional de Hidrocarbonetos (ENH), na quota do gás para o mercado doméstico, de acordo com o Decreto-Lei e Plano de Desenvolvimento (PoD), e no preço a que será vendido.

Financiamento da Participação da ENH

É comum que países ricos em hidrocarbonetos detenham participação na cadeia de valor petrolífero, através de uma empresa nacional de petróleo. É importante lembrar que as maiores empresas petrolíferas do mundo são propriedade

do Estado¹. Nos casos onde empresas (privadas) petrolíferas internacionais operam, os Governos, normalmente, detêm uma participação que varia entre 10% e 60%.

Se bem que a participação do Estado nas operações petrolíferas tem muitos apoiantes, há, todavia, vozes reticentes que argumentam que, enquanto existem potenciais benefícios com a participação do Estado, existem também potenciais custos e riscos. É que se o projecto necessitar de capital adicional durante a fase de desenvolvimento, ou registar perdas ou danos durante a fase de produção, o Governo teria a necessidade de cobrir a sua parte do prejuízo na proporção da sua participação.

Alguma literatura especializada² tende a ver a justificação da participação nacional numa base não-financeira, na medida em que, por um lado, deter acções em operações petrolíferas é visto como sendo importante para a protecção da soberania do país e para a promoção do interesse nacional. Por outro lado, está a garantia do controlo sobre a actividade do sector privado e o desenvolvimento de capacidade nacional de gestão e especialização no sector. A Norueguesa Statoil – que se tornou operadora 11 anos após o início da produção – é o exemplo bem-sucedido nesta dimensão.

Nas concessões da Bacia do Rovuma, o Estado tem direito a 15% da Área 1 da Anadarko e 10% da Área 4 da ENI. No âmbito dos Contratos de Concessão para Pesquisa e Produção (EPCs) da Bacia do Rovuma, o Estado é parcialmente carregado ao ‘colo’. Isto significa que, durante a fase de exploração e/ou pesquisa, as empresas são responsáveis por todos os custos. Assim que o projecto passar para a fase de desenvolvimento, o Governo deve reembolsar a sua participação dos custos de exploração (normalmente depois de a produção iniciar) e financiar a sua participação.

Para os padrões de Moçambique, é muito dinheiro. Por exemplo, no único projecto de

hidrocarbonetos em execução no país, o projecto de exploração dos campos de gás de Pande e Temane, em Inhambane, para exportação para África do Sul pela Sasol, a subsidiária da ENH (a Companhia Moçambicana de Hidrocarbonetos – CMH), que possui uma participação de 25%, desembolsou, na primeira fase, 66.5 milhões de dólares para assegurar a sua participação e, devido à necessidade de investimento adicional, teve que, mais tarde, desembolsar 100 milhões de dólares, totalizando 166,5 milhões de dólares.

A dimensão e magnitude dos projectos da Bacia do Rovuma são de classe mundial. O capital (CAPEX, sigla inglesa que significa *capital expenditure*) necessário é também de classe mundial. A Anadarko estima que o capex para a primeira fase, que consiste em dois (2) *trains* e o desenvolvimento dos campos de gás no alto mar, será de cerca de 20 biliões de dólares americanos. Para a segunda fase, que consiste em instalação de mais dois (2) *trains*, a estimativa é também de perto de 20 biliões de dólares americanos. Em cada uma destas fases, a ENH deve entrar com capital na proporção da sua participação no projecto.

Países com longa história de produção de petróleo, que antecede à exportação de Gás Natural Liquefeito, tendem a usar recursos próprios para o financiamento da participação do Estado nas operações de LNG. A petrolífera estatal Nigeriana, a Nigerian National Petroleum Corporation (NNPC), usou esta opção. Infelizmente, a ENH não tem esta possibilidade. Por isso, a ENH apresentou ao Governo opções para o financiamento da sua participação na área 1. As mais proeminentes são:

- O ‘*carry*’ que significa a continuidade do ‘carregamento ao colo’ havido na fase de exploração em que a Anadarko e os demais parceiros do consórcio financiaram todas as operações. Portanto, a Anadarko teria que procurar financiamento para a sua participação no projecto a contar com a participação da ENH. Quando a produção iniciar, a Anadarko teria que amortizar todos os custos do capex, incluindo o correspondente à parte da ENH, e somente depois de todos os custos amortizados a ENH

1 Journal of World Energy Law & Business, volume 1, issue 1, Pp. 5-30

2 World Bank Working Paper (2011) “National Oil Companies and Values Chains”, N.º. 218

poderia começar a receber dividendos pela sua participação no projecto. Isto poderá ser daqui a 20 ou 25 anos.

- **Contratos de compra e venda ou *Off-Taker Agreement*** que significa acordo entre o produtor de uma mercadoria e o potencial comprador dessa mercadoria para venda/compra futura. Isto é importante porque, quando os credores veem que o produtor tem potenciais compradores com contratos estruturados em cláusulas de *take or pay*, ficam mais incentivados a conceder o crédito. Foi isto que a petrolífera estatal Angolana, Sonangol, fez. Esta, vendo que os créditos bancários não eram muito atractivos, fez *oil-backed loans* com a China e obteve 2.35 biliões de dólares necessários para financiar os projectos de petróleo e gás. Na altura, em 2004, este era o maior projecto, na história da indústria, financiado através desta modalidade³.
- **'Project finance'** é a implantação de um empreendimento, como uma unidade económica com fins específicos em que os credores se baseiam nos ganhos económicos e financeiros do empreendimento como fonte para repagamento dos seus empréstimos. Mais do que os activos do empreendimento, os contratos, pelas suas abrangências, constituem-se como a verdadeira garantia colateral dos *lenders*. Esta foi a modalidade usada pela ENH para assegurar os 25% que detém no projecto de Pande e Temane. A engenharia seria simples. A ENH criaria uma entidade similar à Companhia Moçambicana de Hidrocarbonetos (CMH) que passaria a deter os 15% da ENH na área 1. Para a entidade criada, estes 15% seriam um projecto em si, com 100% de activos. Depois, esta entidade cederia parte destes 100% (por exemplo, 40%, e ficava com 60%) a potenciais interessados, encaixando parte significativa do valor para financiar a sua participação na área 1. Tanto a Anadarko

como a ENI já fizeram isto, com muito sucesso, na Bacia do Rovuma e encaixaram biliões de dólares.

Mas perante estas opções, o Governo optou pelo 'carry'. Portanto, a ENH será carregada ao colo pela Anadarko. Esta pode ser uma medida prudente por parte do Governo, considerando os actuais níveis de endividamento público, mas é problemática.

- Primeiro, não se compreende como é que o Governo não permitiu à ENH consolidar a experiência que desenvolveu na estruturação do financiamento da sua participação no projecto de Pande e Temane, em Inhambane. É verdade que a escala de financiamento requerida na Bacia do Rovuma é de classe mundial, mas é também sabido que a participação de empresas nacionais de hidrocarbonetos (NOC, sigla inglesa) neste tipo de engenharias financeiras, se feita com altos níveis de boa governação (com transparência e sem corrupção), alavanca a reputação e credibilidade internacionais das NOC.
- Segundo, não sendo a Anadarko um banco mas, sim, uma empresa que busca lucro, o 'carry' sairá muito caro à ENH e/ou ao Estado. Como já se disse acima, para além de buscar financiamento para a sua participação, a Anadarko tem que buscar financiamento para a ENH. A Anadarko terá que convencer os seus accionistas da viabilidade da 'ajuda' à ENH. A evidência dessa viabilidade passa por, para além do custo normal do capital, acrescentar uma taxa de retorno mais o risco associado. Claramente, a Anadarko quererá uma taxa de juro de dois (2) dígitos. O Governo não devia aceitar isto. Uma taxa de dois (2) dígitos é excessivamente acima do que se pratica no mercado.
- Terceiro e mais problemático ainda é que o 'carry' impede a ENH de, ainda na primeira leva, entrar no mercado de comercialização. O mercado de comercialização, para além de estar previsto no Decreto-Lei, representaria uma importante oportunidade

³ <http://www.euromoney.com/Article/3455363/Sub-Saharan-Africas-national-oil-companies-have-big-ambitions-but-funding-remains-a-challenge.html>

para a empresa participar, desde já, em toda a cadeia de valor, particularmente porque tal proporcionaria contacto directo com os mercados *premium* do Sudoeste Asiático.

A opção seguida pelo Governo e o facto de ter sido o próprio Governo, e não a ENH a negociar a modalidade de financiamento da sua participação, poderão evidenciar falta de clareza por parte do Executivo sobre o que pretende com a ENH ou, provavelmente, poderão gerar o entendimento de que a ENH seja mais um departamento de algum ministério.

Com tudo isto considerado, se for adiante, a solução do ‘carry’ devia ser temporária a uma taxa de juro de 1 dígito. Nesta conformidade, o contrato com a Anadarko, que regulará o ‘carry’ à ENH, devia prever que, quando a produção iniciar, a ENH tivesse a possibilidade de buscar financiamento em circunstâncias óptimas para montar uma engenharia financeira para comprar a dívida à Anadarko, sem encargos.

Gás Doméstico

O Plano Director do Gás Natural aprovado pelo Conselho de Ministros em Junho de 2014 diz que “esta é a única oportunidade para a industrialização do País” e é essencial que o gás “seja usado para a industrialização do país, a um preço que permita a viabilidade e competitividade das indústrias.”⁴ Por sua vez, o Decreto-Lei exige que a Anadarko e a ENI submetam planos detalhados de desenvolvimento (PoD) que devem incluir “alocação de volumes de gás natural ao mercado doméstico para a implementação de projectos.”⁵

Por isso, o gás doméstico é outra das grandes prioridades e expectativas da sociedade Moçambicana, com maior destaque para o sector privado, nas negociações em curso entre o Governo e a Anadarko. Mas, apesar de o Decreto-Lei, acima indicado, prever a alocação de gás para uso doméstico, o regime jurídico para o gás doméstico

não é de todo claro; por isso, é uma matéria sujeita a negociação entre o Governo e a petrolífera Anadarko. Há duas questões centrais nas negociações: quantidade e preço.

A necessidade inicial de gás para uso doméstico é de cerca de 400 milhões de pés cúbicos por dia (400 MCF, sigla inglesa). Inicialmente, a Anadarko estava disponível para alocar esta quantidade. Mas isso mudou radicalmente. Agora está disponível apenas para alocar perto de metade alegadamente porque, com a queda dos preços internacionais de petróleo, uma maior quantidade de gás canalizada para uso doméstico resultaria em perdas para a Anadarko. Com efeito, na sua edição de 12 de Novembro de 2015, a *Further Africa* diz que “Quando o preço do petróleo estava acima dos \$100, a independente baseada nos Estados Unidos (Anadarko) prontificou-se a oferecer condições mais vantajosas para o gás das suas enormes descobertas ao largo no norte de Moçambique. Contudo, agora que se espera que os lucros deste projecto de \$26 mil milhões sejam menores, a Anadarko está a oferecer um quarto do volume pretendido inicialmente pelo governo, e já não pode disponibilizá-lo a um custo tão baixo. (...). A Anadarko não pode sujeitar-se a perder dinheiro no gás para o Mercado doméstico e, conseqüentemente, tem de o entregar no mínimo ao preço de custo – ou talvez um pouco mais”⁶ (nossa tradução; vide nota de rodapé 9 para o original em inglês).

Este argumento é improcedente. É que a quantidade do gás existente na Bacia do Rovuma é superior àquilo que pode ser vendido como LNG e o custo de produzir 20% extra para Moçambique usar para o seu desenvolvimento é

⁴ República de Moçambique, Conselho de Ministros, “Plano Director do Gás Natural”, 2014, p 24.

⁵ Decreto-Lei n.º 2/2014, Anexo B e)

⁶ “When oil was priced above \$100 per barrel, the United States-based independent was happy to offer generous terms for gas from its giant offshore discoveries in northern Mozambique. However, now the profits on the estimated \$26 billion project are looking slimmer, Anadarko is offering a quarter of the volume the government originally bargained for and is no longer able to offer it at such a low cost (...) Anadarko can’t afford to lose money on the gas delivered into the domestic market, so it needs to be delivered at least at cost – maybe a little bit more,” (<http://furtherafrica.com/2015/11/12/moz-lng-deals-stuck-on-domestic-market-offtake>)

provavelmente dos mais baixos a nível mundial. Será que a Anadarko prefere deixar o gás no fundo do mar a trazê-lo para a superfície e negociar termos razoáveis para Moçambique? Ligada às quantidades, está a questão do preço a que o gás será vendido ao mercado doméstico.

Há duas metodologias para a fixação do preço do gás: *netback* e gás ao custo de produção (custo para extrair e trazer o gás à praia). Alguns sectores da indústria advogam que para o gás doméstico se devia utilizar o *netback price* indexado aos mercados *Premium* do Sudoeste Asiático. Isto seria problemático e impraticável. Mesmo o Banco Mundial⁷ não concorda com esta abordagem “Para Moçambique, os preços de referência apresentam os padrões normais, onde os *netbacks* do LNG são muito superiores ao preço grossista mínimo⁸. Contudo, dada a enorme dimensão da base de recursos de Moçambique, o preço *netback* de LNG não é medida do custo de oportunidade de servir outros mercados de gás. Mesmo que Moçambique realize a sua ambição de construir 10 unidades de liquefacção de LNG, restam pelo menos 30 TCF de gás ainda não atribuídos. Portanto, o gás vendido no mercado doméstico não desviaria os volumes de LNG. Na verdade, a base de recursos de gás poderá ser vista como praticamente ilimitada, e será economicamente benéfico servir todos os mercados com capacidade para pagar acima do preço grossista mínimo. Foi precisamente devido a esta multiplicidade de opções de utilização de gás potencialmente económicas que Moçambique iniciou o seu processo de planificação directora do gás”⁹ (página 20) (nossa tradução, vide nota de rodapé 11 para o original em inglês).

7 The World Bank report “Harnessing African Natural Gas - A New Opportunity for Africa’s Energy Agenda?”

8 *The minimum wholesale price is a bottom-up price consisting of capital and operating costs plus fiscal expenses and a 15 percent rate of return for the producer* (The World Bank report “Harnessing African Natural Gas - A New Opportunity for Africa’s Energy Agenda?”) Pp. 13

9 *For Mozambique, the price benchmarks display the normal pattern where LNG netbacks are much higher than the minimum wholesale price. However, because*

O Banco Mundial estima que o *netback price* será de entre 6 e 8 dólares americanos por MMBTU (sigla Inglesa para milhões de unidades térmicas britânicas), enquanto ao preço do custo de produção (*minimum wholesale price*) será de cerca de 2.5 dólares americanos por MMBTU. A pergunta é: vai o mercado doméstico conseguir pagar o gás ao preço do custo de produção? Esta pergunta pretende mostrar claramente que o *netback price* para o gás doméstico não é impraticável. Aparentemente a Anadarko está a ter tudo o que quer na mesa de negociações com o Governo. O receio é o de que se passe o mesmo em relação ao preço do gás. As multinacionais vão fazer pressão ao Governo para decidir rápido sobre termos muito problemáticos. Agindo desta maneira, as multinacionais estão a fazer (bem) o seu papel. O Governo tem que fazer o seu, tomando também em atenção que, de acordo com o Oil & Gas Journal, de 18 de Maio de 2015, a Anadarko não tinha ainda conseguido contratos vinculativos com compradores Asiáticos mas, sim, acordos de intenções que podiam ser convertidos em acordos vinculativos. Não há, neste momento, informação independente que sugere o contrário.

Nesta conformidade, há ainda uma margem de tempo para uma melhor análise e ponderada decisão. O ponto é que com a quantidade de gás existente no Rovuma é possível a Anadarko produzir 20% extra de gás para o mercado doméstico ao preço do custo de produção, sem prejudicar os pressupostos económicos do projecto. É verdade que outras vozes dentro da indústria afirmam que não há capacidade de absorção do gás no mercado Moçambicano.

of the sheer size of the Mozambique resource base, the LNG netback price is not a measure of the opportunity cost of serving other gas markets. Even if Mozambique realizes its ambition to build 10 LNG trains, there would still be at least 30 TCF of uncommitted gas. Therefore, gas sold to domestic markets would not displace LNG volumes. In fact, the Mozambique gas resource base can be thought of as virtually unlimited, and any markets that can afford to pay over the minimum wholesale price are economically beneficial to serve. It was precisely because of this multiplicity of potentially economic gas utilization options that Mozambique initiated its gas master planning process

Claramente a demanda doméstica do gás vai crescer ao longo do tempo. Nestes termos, num eventual falhanço do Governo em firmar acordo, estar-se-á diante duma receita para que a Bacia do Rovuma seja como Pande e Temane em que os acordos assinados preveem que 100% do gás produzido seja exportado para a África do Sul, a preço de banana, ficando apenas o gás *royalty* (cuja quantidade se foi tornando irrisória) para as necessidades do mercado doméstico. **Fim**

FICHA TÉCNICA

Director: Adriano Nuvunga

Pesquisadores do CIP: Anastácio Bibiane, Baltazar Fael; Borges Nhamire; Celeste Filipe; Edson Cortez; Egídio Rego, Fátima Mimbire; Jorge Matine; Stélio Bila

Assistente de Programas: Nélia Nhacume

Layout & Montagem: Nelton Gemo

Endereço: Bairro da Coop, Rua B, Número 79,
Maputo - Moçambique

Contactos:

Fax: 00 258 21 41 66 25

Tel: 00 258 21 41 66 16

Cel: (+258) 82 301 6391

Caixa Postal: 3266

E-mail: cip@cip.org.mz

Website: <http://www.cip.org.mz>

Parceiros

