



Implicações do Regime Fiscal na Colecta de Receitas e Transparência no Sector Extractivo -Estudo de Caso do Projecto Golfinho/Atum na Bacia de Rovuma

Promovendo a Geração e Alocação Equitativa de Receitas Extractivas para o Desenvolvimento Sustentável

Fátima Mimbire

CCIE e MCFS

Maputo, 4 de Agosto de 2021



**PUBLISH WHAT
YOU PAY**

Contextualização

- ▶ Esta pesquisa é realizada no quadro de um projecto financiado pelo Ministério dos Negócios Estrangeiros Finlandês denominado PETT (Promovendo a Geração e Alocação Equitativa de Receitas Extractivas para o Desenvolvimento Sustentável)
- ▶ Uma parceria entre a CCIE e a PWYP
- ▶ O projecto é realizado, igualmente na Tanzânia e Uganda

Introdução

- ▶ Há cerca de 10 anos Moçambique registou os melhores resultados nas actividades de pesquisa e prospecção de hidrocarbonetos, com a descoberta de gás natural na bacia do Rovuma, com reservas estimadas em 160 trilhões de pés cúbicos (Tcf). Estas descobertas colocam o país na 14^a posição na lista dos 20 países com maiores reservas de gás natural no mundo, e na 3^a posição em África, sendo ultrapassado apenas pela Nigéria e Argélia.



Background do projecto

- ▶ Contrato assinado em 2007
- ▶ 83 triliões de pés cúbicos (Tcf) de gás natural.
- ▶ Perspectiva de início para 2018
- ▶ Projecções de 4-5 mil milhões USD a partir de 2026
- ▶ Inicialmente duas plantas com capacidade para 10MPA
- ▶ Em 2028 10 plantas a produzir 50 mtpa
- ▶ Actualmente...
- ▶ Projecções de receita média anual 3 mil milhões USD a partir de 2030
- ▶ Arranque revisto para 2023/2024
- ▶ Preço de 10.7 USD/MMBTU (pode ser muito mais baixo)
- ▶ Suspensão das actividades sine die com implicações nos custos

- ▶ O regime fiscal aplicável aos projectos de hidrocarbonetos em Moçambique é uma combinação de impostos, direitos aduaneiros, contribuições, encargos, interesses participativos e mecanismos de partilha de produção e taxas de licenciamento.
- ▶ A legislação de 2014 veio melhorar o quadro fiscal aplicável aos projectos de hidrocarbonetos em Moçambique
- ▶ Esta revisão não tem impacto nos projectos da bacia do Rovuma. Os contratos da Bacia do Rovuma não asseguram a estabilidade fiscal, mas o equilíbrio económico. Abertura da lei para as empresas solicitarem expressamente, num período de 60 dias a contar da data da entrada em vigor da lei, a aplicação da lei.
- ▶ Nenhuma empresa enviou um pedido nesse sentido.

Imposto de produção

Lei 2014/2017

- ▶ As taxas do imposto sobre a produção petrolífera 6% para o gás natural,
- ▶ Geralmente pago em dinheiro aos serviços de administração tributária. Mas também pode ser pago em espécie a pedido do governo, que deve, com 12 meses de antecedência a contar a partir do primeiro dia do mês a que se reportar o impostos, fazer uma notificação ao operador.

Contrato Area 1

- ▶ a taxa do imposto de produção aplicável é de 2%, considerando que o gás natural foi descoberto em águas ultra-profundas.
- ▶ Este imposto pode ser pago em numerário desde que o Governo manifeste essa intenção com uma antecedência de 180 dias.

IRPC

Lei 2014/2017

- ▶ Taxa de 32% (não permitidas reduções)
- ▶ Amortizações

Tipo de activos	Taxa
Despesas de esquisa e avaliação	100%
Despesas de desenvolvimento	25%
Activos de Produção Petrolífera	20%
Aquisição de direitos petrolíferos	10%
Outros activos	10%

Contrato da Area 1

- ▶ Taxa de 32% (redução de 25% do rendimento líquido por 8 anos correspondente a 24%).

Tipo de despesa	Percentagem em
Despesas de Operação de pesquisa, incluindo perfuração de poços de pesquisa e de avaliação	100%
Despesas de investimento em operações de desenvolvimento (na base de uma amortização por método das quotas constantes)	25%
Despesas operacionais	100%

Recuperação de custos

Lei de 2014/2017

- ▶ taxa de recuperação de custos recuperáveis por cada ano fiscal ou outros anos até recuperação total- 60%
- ▶ Escala de recuperação

Categoria de Despesa	Taxa
Exploração	100%
Despesas de Capital	25%
Serviço da Dívida	Ilimitado
Despesas Operacionais	100%
Despesas dedutíveis que transitam de anos anteriores	Ilimitado

Contrato da Area 1

dos custos recuperáveis incorridos pela concessionária relativamente às operações petrolíferas na área do contrato limita-se a 65% do petróleo disponível.

Categoria de Despesa	Taxa
Despesas de investimento em Exploração (OPEX, sigla inglesa)	100%
Despesas de investimento em desenvolvimento e produção (CAPEX, sigla inglesa)	25%
Serviço da Dívida	Ilimitado
Despesas Operacionais	100%
Despesas dedutíveis que transitam de anos anteriores	Ilimitado por 6 anos

Mecanismos de partilha de Produção

Lei de 2014

► Deixou de ser negociável

Factor R	Quota-parte do Governo	Quota-parte da Concessionária
Inferior a 1	15%	85%
Igual ou superior a 1 e inferior a 1,5	25%	75%
Igual ou superior a 1,5 e inferior a 2	35%	65%
Igual ou superior a 2 e inferior a 2,5	50%	50%
Igual ou superior a 2,5	60%	40%

Contrato Area1

Factor R <i>Fonte; Contrato da Anadarko, 2005</i>	Quota-parte do Governo	Quota-parte da Concessionária
Inferior a 1	10%	90%
Igual ou superior a 1 e inferior a 2	20%	80%
Igual ou superior a 2 e inferior a 3	30%	70%
Igual ou superior a 3 e inferior a 4	50%	50%
Igual ou superior a 4	60%	40%

Bónus

Modelo de contrato 2018

- ▶ tributo importante para o Estado, uma vez que permitem captar os ganhos resultantes do aumento da produção, que permite um nível de encaixe financeiro significativo para as empresas
- ▶ Bónus de Produção- pagamentos efectuados pela concessionária no início da produção e cada vez que a produção atinja pela primeira vez uma média diária de 20.000 BOE por dia e quando atinge pela primeira vez uma produção média de 50.000 BOE por dia

Contrato da Area 1

Condições	Bónus de Produção
Um BOE equivale a 6.000 pés cúbicos de gás natural	
No início da produção comercial	5,000,000.00
Quando a produção atingir pela primeira vez no período de um mês, uma média diária de 20.000 Barris de Petróleo Equivalente (BOE, sigla inglesa)	10,000,000.00
Cada vez que a produção atingir pela primeira vez, no período de um mês, uma tranche adicional média de 50.000 BOE por dia	20,000,000.00

Contribuições

Modelo de contrato 2018

▶ Canalizados às entidades envolvidas na promoção, pesquisa e administração das operações petrolíferas; em programas de apoio e treinamento no seio do Governo; e suportar projectos sociais para cidadãos moçambicanos nas áreas onde ocorrerão as operações petrolíferas.

(Negociáveis)

- ▶ • Contribuição para fundo para a capacitação institucional
- ▶ • Contribuição para fundos de projectos sociais
- ▶ • Contribuição Institucional

Contrato Area 1

Tipo de contribuição	Valor a pagar
Apoio institucional	2,000,000.00
Contribuição para apoio e treinamento institucional	1,000,000.00
Contribuição para projectos sociais	1,000,000.00

Interesse Participativo

Modelo de Contrato

- ▶ o Estado tem o direito de participar nas operações petrolíferas em que estiver qualquer pessoa jurídica e em qualquer fase das operações petrolíferas, nos termos e condições a serem estabelecidos por contratos, sob proposta das empresas. A quota mínima de participação da ENH é de 10%.

Contratos da Area 1

- ▶ A quota de participação da ENH é de 15%
- ▶ A participação da ENH é paga, sendo que fase de prospecção e pesquisa, ela é carregada ao colo pelas concessionárias e na fase de desenvolvimento ela paga o valor correspondente à sua quota de participação nessa fase e retroactivamente restitui o correspondente à sua participação nos investimentos realizados na fase de prospecção e pesquisa

Estabilidade Fiscal

Lei 2014/2017

- ▶ Garantida a partir da atribuição do direito até os primeiros dez anos da produção,
- ▶ A estabilidade é efectiva mediante o investimento de U\$100 milhões.
- ▶ A estabilidade pode ser estendida até ao termo da concessão inicial mediante o “pagamento adicional de 2% da taxa do imposto sobre a produção a partir do décimo primeiro ano de produção.

Contrato Area 1

- ▶ Estabilidade fiscal não assegurada,
- ▶ Garantido equilíbrio económico para salvaguardar os ganhos previstos para o projecto
- ▶ Consequência, renegociação do contrato de modo a garantir os ganhos dos concessionários em caso de alteração da lei.

Conclusão

- ▶ O quadro legal fiscal aplicado para os contratos da Bacia do Rovuma é opaco, permitindo a negociação entre o Governo e as empresas, de importantes termos. Pagamentos que são impostos de forma inconsistente (Bónus, contribuições institucionais)
- ▶ Acumulação de benefícios e facilidades: isenções fiscais, facilidades na recuperação de custos e incentivos fiscais e direitos de uso de terra sem custos, o que reduz significamente o potencial para arrecadação de receitas. E em 2014 mais facilidades foram concedidas no quadro do decreto lei que concede uma séria de isenções aos projectos exacerbando os riscos de evasão fiscal e reduzindo margens de arrecadação de impostos.
- ▶ O país precisa fazer um assessment sobre o custo-benefício dos benefícios fiscais, identificar os benefícios ociosos e rever o respectivo quadro.

Cont.

- ▶ Considerando os riscos em curso, Moçambique deve fazer avaliação se vale a pena continuar ou não com a exploração de gás natural ou deixar no subsolo. Está visto que não há ganhos fiscais, não há ganhos sociais e sequer salvaguardas ambientais.
- ▶ Aproveitemos este momento para repensar se queremos continuar desta forma, reflectir nas reformas e compromissos que devemos assumir para assegurar que os recursos são explorados de forma sustentável.

**PRECISAMOS DE REFLECTIR SOBRE OS SEGUINTE
ASPECTOS que contribuem para erosão dos ganhos fiscais:**

- (1) Fraca capacidade do Estado para fazer uma supervisão adequada aos projectos;
- (2) Termos de participação do Estado;
- (3) Transferência abusiva de preços
- (4) Inflacção de custos
- (5) Corrupção
- (6) Acordos de clima



Muito obrigada pela atenção

Fátima Mimbire, Especialista em IE
Email: fatimamimbire@Yahoo.com.br
fatima.mimbire.matola@gmail.com
Cel: +258825293957