



CENTRO DE INTEGRIDADE PÚBLICA  
Anticorrupção - Transparência - Integridade

# INDÚSTRIA EXTRACTIVA

Edição Nº 8 - 23 de Maio de 2023 - Distribuição Gratuita

## O MODELO ADOPTADO PARA A PARTILHA DE PRODUÇÃO DO GÁS DO ROVUMA É DESVANTAJOSO PARA O ESTADO MOÇAMBICANO

Por: Gift Essinalo

### 1. INTRODUÇÃO

As descobertas de elevadas quantidades de hidrocarbonetos na Bacia do Rovuma levaram o Governo a aprovar três grandes projectos de produção de Gás Natural Liquefeito (GNL), a saber: 1) Coral Sul FLNG<sup>1</sup>; 2) Golfinho/Atum e; 3) Rovuma LNG<sup>2</sup>. Espera-se que estes projectos, dentre vários benefícios, contribuam em cerca de 96 biliões de dólares para as receitas do Estado durante a sua vida útil.

Dos projectos acima arrolados, apenas o projecto Coral Sul FLNG, cujo contrato foi assinado em Dezembro de 2006<sup>3</sup>, deu início ao processo de produção e comercialização do gás. No entanto, a contribuição fiscal deste projecto pode estar comprometida devido às negociações desvantajosas, pelo do Governo, dos contratos com a concessionária do projecto, a Eni.

O contrato assinado entre a concessionária Eni e o Governo indica que o país terá desvantagens em relação à partilha de produção. No máximo, o país ficará com cerca de metade do gás dedicado à partilha e isto só poderá ocorrer se o projecto tiver excelente produtividade. Isto é, o país só poderá obter 55% do gás lucro<sup>4</sup> se o factor R<sup>5</sup>, que representa um rácio das receitas acumuladas sobre as despesas acumuladas, for igual ou superior a 4. Entretanto, a Lei nº. 27/2014, de 23 de Setembro, que estabelece o Regime Específico de Tributação e Benefícios Fiscais das Operações Petrolíferas (RETBFOF), prevê a arrecadação de 60% do gás-lucro se o factor R for igual ou superior a 2,5, diferente do que aparece no contrato.

Portanto, o contrato assinado, além de estabelecer uma quota máxima do gás-lucro abaixo do previsto na lei em 5pp, em relação ao RETBFOF, exige um esforço substancial das receitas necessárias para alcançar esse nível, o que torna quase impossível a possibilidade de o Governo obter ganhos significativos na partilha de gás-lucro do projecto Coral Sul FLNG.

1 FLNG significa; *Floating Liquefied Natural Gas* (são plataformas de produção de gás natural liquefeito)

2 LNG significa: *Liquefied Natural Gas* (também é designado GNL - Gás Natural Liquefeito, gás natural em estado líquido)

3 <http://www.inp.gov.mz/pt/Políticas-Regime-Legal/Contratos-de-Pesquisa-Producao-de-Hidrocarbonetos>

4 Gás/petróleo lucro – parte do gás que serve de base para partilha entre o Governo e a concessionária. Resulta do gás total menos o imposto sobre a produção e custos.

5 Factor R – é o rácio das receitas e despesas usado como instrumento de medida para definição da parte do gás/petróleo a ser alocado para o governo e para a concessionária que explora os recursos a abrigo de um contrato de partilha de produção.

\* Em caso de dúvidas, sugestões e questões relacionadas a esta nota, contacte: [gift.essinalo@cipmoz.org](mailto:gift.essinalo@cipmoz.org)

## 2. O MODELO DE PARTILHA DE PRODUÇÃO DE GÁS-LUCRO ESTABELECIDO ENTRE O ESTADO E A CONCESSIONÁRIA É PREJUDICIAL PARA O ESTADO

O padrão internacional que dita o Contrato de Partilha de Produção (PSA, sigla inglesa)<sup>6</sup> é estruturado de forma que uma parcela do petróleo/gás produzido seja utilizada para recuperar os custos do operador e a outra parcela dividida entre o Estado e o operador.

Autores, como Matutinovic (2009), consideram que os países que adoptam o regime de partilha de produção têm maior possibilidade de controlo de produção, por parte do Estado, o que torna a curva de produção mais longa e estável.<sup>7</sup>

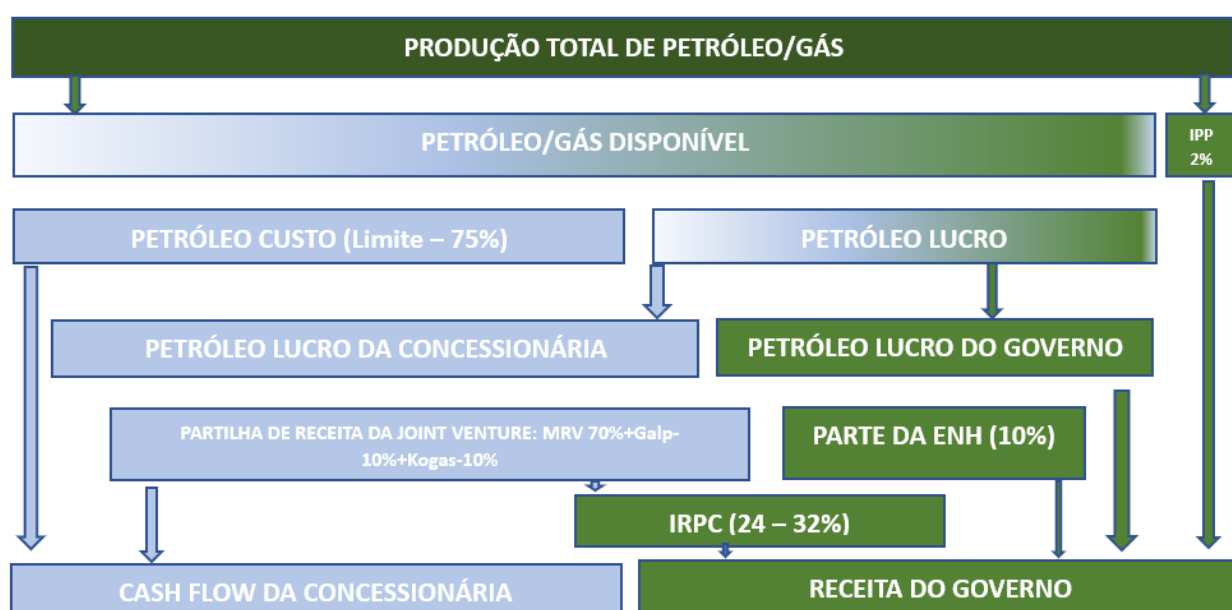
Em Moçambique, o modelo de partilha de produção dos projectos de gás baseia-se na Lei no. 27/2014, de 23 de Setembro, que determina que a concessionária recupere os custos incorridos na execução das operações petrolíferas pela remuneração, através da titularidade sobre certa quantidade de petróleo produzido, devendo tirar uma parte do mesmo para o pagamento do Imposto sobre a Produção de Petróleo (IPP). Após o pagamento do IPP, o remanescente denomina-se petróleo disponível, volume sobre o qual devem ser recuperados todos os custos incorridos. O cálculo do petróleo-custos e do petróleo-lucro devem ser efectuados para cada ano civil, numa base cumulativa.

O regime determina, ainda, que em cada ano civil, a totalidade dos custos recuperáveis, incorridos pela concessionária relativamente às operações petrolíferas na área do contrato, limita-se a 60% do petróleo disponível. Caso os custos recuperáveis excedam o limite acima mencionado, estes deverão ser transmitidos para o ano seguinte até serem totalmente recuperados.

Nestes termos, tanto o Estado como a concessionária têm direitos, em quotas participativas indivisas, independente do número de parceiros no projecto e do petróleo disponível para venda pela concessionária, em um período determinado, salvo se de outro modo o Governo decidir sobre a sua quota-parte.

A figura abaixo ilustra com o funciona a arquitectura do regime de partilha adoptado para alguns projectos de exploração de gás natural no país.

**Figura 1:** Mecanismo de partilha de produção do projecto FLNG Área 4.



Fonte: Elaborado pelo autor com base no contrato de pesquisa e produção de petróleos entre a ENI e o Governo de Moçambique.

A quota parte de cada um dos envolvidos (Estado e concessionária) é determinada através do critério do valor do factor R (calculado no último dia de cada ano civil). O referido critério determina que o petróleo lucro deve ser partilhado

6 PSA (Production Sharing Agreement) – é um contrato firmado entre o Estado ou uma instituição que representa interesses governamentais, e uma empresa, ou consórcio de empresas, de petróleo (contratada) para exploração e produção de petróleo/gás, mediante compensação das partes através de uma partilha da produção de petróleo.

7 MATUTINOVIC, I., 2009, “Oil and the political economy of energy”, Energy Policy, v.37

entre o Estado e a concessionária do projecto de acordo com uma escala variável em função do valor do factor, tendo em conta a fórmula abaixo:

$$\text{Factor } R = \frac{(\text{Entradas em caixa acumuladas})_n}{(\text{Despesas de Investimento acumuladas})_n} \quad (2.1)$$

- Entradas de caixa acumuladas  $_n$  = entradas em caixa acumuladas  $_{n-1}$  + quota parte de petróleo-lucro da concessionária  $_n$  + Petróleo de custo da concessionária  $_n$  – custos operacionais  $_n$
- Despesas de investimento acumuladas  $_n$  = despesas de investimento acumuladas  $_{n-1}$  + custo de pesquisa  $_n$  + despesas de investimento em desenvolvimento e produção  $_n$

Onde:

- $n$  é o ano em que ocorre a produção;
- $_{n-1}$  ano anterior;
- Petróleo de custo de concessionário é o montante de custos recuperáveis, efectivamente recuperados.

### Regra de Decisão

O RETBFOP determina que o petróleo-lucro deve ser partilhado com base na seguinte escala:

**Tabela 1:** Escala de partilha de gás-lucro entre o Governo e a Concessionária, segundo RETBFOP.

Factor R	Quota-parte do Governo	Quota-parte da Concessionária
$R < 1$	15%	85%
$1 \leq R < 1,5$	25%	75%
$1,5 \leq R < 2$	35%	65%
$2 \leq R < 2,5$	50%	50%
$2,5 \leq R$	60%	40%

Fonte: RETBFOP.

Porém, sem justificação publicamente apresentada, o contrato referente ao projecto Coral Sul FLNG apresenta uma escala e percentagens diferentes da proposta no regime de tributação, alargando mais a escala e reduzindo a quota-parte do Governo. Ao invés da escala cujo intervalo varia de ]1; 2,5[, o contrato apresenta uma escala de ]1; 4[, conforme mostra a tabela 2, abaixo.

**Tabela 2:** Escala de partilha de gás-lucro entre o Governo e a Concessionária, segundo o contrato da Área 4.

Factor R	Quota-parte do Governo	Quota-parte da Concessionária
$R < 1$	15%	85%
$1 \leq R < 2$	25%	75%
$2 \leq R < 3$	35%	65%
$3 \leq R < 4$	45%	55%
$4 \leq R$	55%	45%

Fonte: Contrato da Área 4.

A implicação do aumento da escala do factor R é que para que o Governo ganhe metade do petróleo lucro, o R-factor terá de ser igual ou superior a 4, ou seja, as entradas de caixa acumuladas deverão ser 4 vezes iguais ou superiores às despesas acumuladas. Portanto, o modelo de partilha de gás, factor R, proposto para o projecto Coral Sul FLNG constitui uma fragilidade, por parte do Governo, pelo facto do mesmo reduzir a possibilidade do projecto Coral Sul FLNG contribuir de forma significativa para as receitas do Estado e, por conseguinte, para o crescimento e desenvolvimento socioeconómico do país.

### 3. DINÂMICA DE RECUPERAÇÃO DE CUSTOS

O modelo de partilha de gás-lucro assinado entre a concessionária do projecto Coral Sul FLNG e o Governo diminui substancialmente as contribuições do projecto para as receitas fiscais, tornando remota a possibilidade de arrecadar mais de 50% do gás-lucro durante a vida do projecto. Aliado a este facto, a problemática dos custos recuperáveis e dos preços de transferência são dois dos maiores factores que podem agravar a situação.

#### 3.1. Dinâmica dos Custos Recuperáveis

No que concerne aos custos recuperáveis, é da competência do regulador, o Instituto Nacional de Petróleo (INP), assegurar o controlo dos custos incorridos na fase de exploração, de acordo com o n.º 1 do artigo 5 do seu Estatuto Orgânico, segundo o qual o INP, no âmbito das suas competências e atribuições, deve observar e acompanhar a execução das operações petrolíferas e inspeccionar todos os bens, registos e dados na posse do operador. O controlo dos custos e de outra informação contabilística das empresas cabe à Autoridade Tributária.

Conforme mencionado anteriormente, segundo o RETBFOP a concessionária tem o direito de recuperar custos. Para o caso do projecto Coral Sul FLNG é aplicável a Lei n.º 2001/3, de 21 de Fevereiro, lei de petróleos, vigente aquando da celebração dos respectivos contratos, que não apresenta termos para a recuperação de custos.

Consta do contrato que a concessionária suportará e pagará todos os custos na execução das operações, incluindo o montante de quaisquer contribuições feitas pela concessionária para o fundo de desestabilização bem como os custos de implementação do plano de desmobilização aprovado, recuperando até 75% do petróleo disponível.

**Tabela 3:** Taxa de recuperação dos custos.

Tipo de Custos	Taxa de Recuperação
Despesas de Investimento em Desenvolvimento e Produção	25%
Custos de Pesquisa	100%
Custos Operacionais	100%

*Fonte: Adaptado do contrato de partilha de produção sobre a area 4 entre o governo e ENI East Africa.*

Relatórios de auditoria aos custos recuperáveis, elaborados e publicados pelo INP, referentes ao período de 2015 a 2019, apresentam informação relevante sobre a demonstração dos resultados dos custos recuperáveis apresentados pelas empresas. No entanto, a informação contida nos respectivos relatórios bem como a estrutura usada não permite a comparabilidade em todo o período. Por exemplo, os relatórios sobre as conclusões factuais dos custos recuperáveis de auditoria do INP, referente aos anos de 2018 e 2019, não apresentam detalhes dos tipos de custos (exploração e desenvolvimento), como apresentado nos relatórios anteriores (2015 a 2017). Os relatórios apresentam informação sobre os custos recuperáveis sem autorização do Governo, custos com contratos, custos com afiliadas, custos com *overheads* e com financiamento. E, mais ainda, não distinguem se os custos são referentes ao projecto Coral Sul ou ao Rovuma LNG, limitando-se a apresentar informação dos custos da MRM. Este aspecto dificulta a comparabilidade entre as informações contidas nos relatórios e, consequentemente, dificulta a monitoria do sector por parte dos demais interessados.

Sendo assim, como forma de colmatar esta limitação, a presente análise conjuga informações sobre custos recuperáveis de INP e dos Relatórios e Pareceres da Conta Geral do Estado do Tribunal Administrativo (RPCGE do TA).

Com base na informação disponibilizada publicamente pelo INP, bem como pelos RPCGE do TA, verifica-se que até ao presente foram auditados relatórios de auditoria aos custos recuperáveis referentes a 5 anos, 2015 a 2019.

Estes relatórios mostram que uma média anual de 11,3 milhões de dólares, o equivalente a 1,9% dos médios declarados anualmente pela concessionária como custos recuperáveis, não são elegíveis para tal. Ou seja, a concessionária incluiu no período acima citado cerca de 11,3 milhões na categoria de custos de custos recuperáveis quando os mesmos não fazem parte desta categoria.

A tabela 4, abaixo, mostra a percentagem dos custos anuais ineligíveis para recuperação.

**Tabela 4:** Custos recuperáveis auditados em milhões de USD (2015 – 2019).

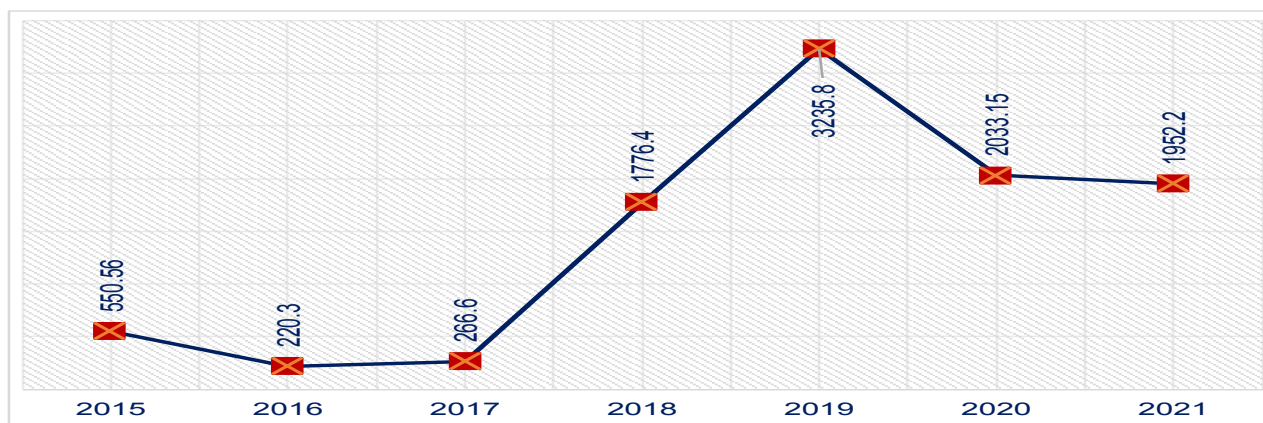
TIPO DE CUSTOS RECUPERÁVEIS	2015			2016			2017			2018			2019	
	Declarado pela empresa	Pós auditoria do INP	% custos ilegíveis	Declarado pela empresa	Pós auditoria do INP	% custos ilegíveis	Declarado pela empresa	Pós auditoria do INP	% custos ilegíveis	Declarado pela empresa	Pós auditoria do INP	% custos ilegíveis	Declarado pela empresa	Pós auditoria do INP
Exploração	115.0	113.6		39.4	29.9		-1.6	-1.3					573.1	
Desenvolvimento e produção	437.4	437.0		190.2	190.4		279.2	267.9		1799.3			2662.7	
Coral Sul FLNG										1130.6			2662.7	
Rovuma LNG										668.7			0.0	
Total de custos recuperáveis	552.4	550.6	0.3%	229.6	220.3	4.2%	277.6	266.6	4.1%	1799.3	1776.4	1.3%	3235.8	0.0

Fonte: Dados do RPCGE do TA e Relatório de Auditoria aos Custos Recuperáveis do INP – Vários anos.

A inflação dos custos recuperáveis constitui um factor de risco para a partilha do gás-lucro pois, quanto maior forem os custos a serem recuperados, menor será o gás-lucro, base sobre a qual incide o mecanismo de partilha de produção entre o Governo e a concessionária.

Para o caso específico da Mozambique Rovuma Venture – MRV, os custos recuperados pela concessionária, no período de 2015 a 2021, situaram-se no valor médio anual de 1.433,6 milhões de dólares, tendo atingido o pico em 2019 com 3.235,8 milhões de dólares.

**Gráfico 1:** Custos recuperáveis auditados da MRV, em milhões de USD (2015-2021).<sup>8</sup>



Fonte: Relatórios de Auditoria de Custos recuperáveis do INP e Relatório e parecer da CGE do TA.

A problemática dos custos recuperáveis está também relacionada com o cumprimento do prazo para as referidas auditorias. O INP tem o dever de auditar as contas dentro do prazo de três (3) anos. Findo o período, se o Governo não proceder a auditoria, poderão ser considerados como efectivos todos os custos recuperáveis apresentados pelas concessionárias.

### 3.2. Riscos de Preços de Transferência

As empresas presentes nos projectos de gás operam, na sua maioria, dentro do mesmo grupo, o que propicia a sobreavaliação das despesas de capital (*capex*) e operacionais (*opex*) e, conseqüentemente, a minimização das receitas a pagar ao Governo: Essa prática é conhecida por Preço de Transferência (PT).

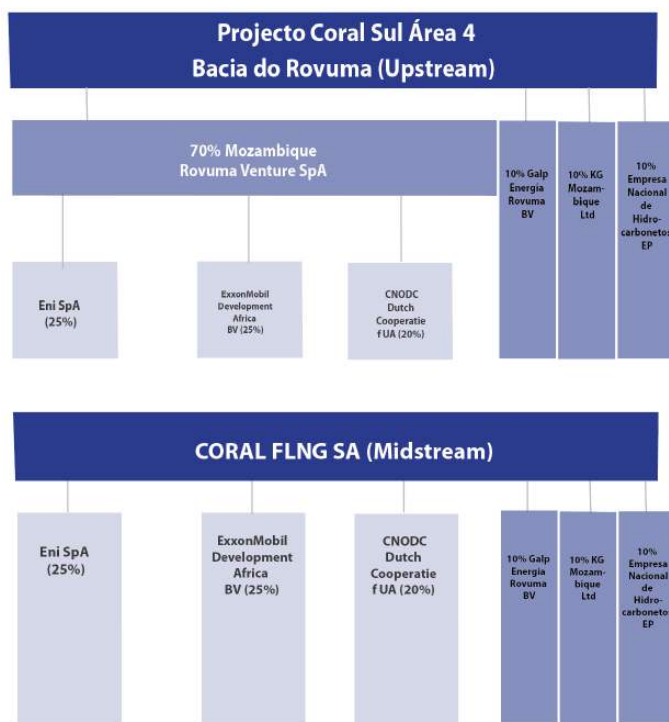
O PT ocorre quando uma entidade vende, compra, bens e serviços, ou partilha recursos com uma entidade com a qual tem uma relação especial, a um preço geralmente diferente do praticado no mercado. A prática de PT possui fortes implicações na matéria colectável. Daí a necessidade de o Governo estar atento a essas práticas.<sup>9</sup>

<sup>8</sup> Note-se que os relatórios dos anos 2020 a 2021 ainda não estão disponíveis.

<sup>9</sup> Em Moçambique, o Regime de PT é regido pelo Decreto70/2017 de 6 de Dezembro.

Estudo realizado pelo CIP (2019)<sup>10</sup>, revela que a estrutura accionista do projecto Coral Sul FLNG é propícia para a prática de PT. Os parceiros do *upstream*, Eni SpA, ExxonMobil Development Africa BV e CNODC Dutch Cooperate fUA, são também detentores da Coral FLNG SA<sup>11</sup> do *midstream*, empresa que detém e opera a plataforma flutuante FLNG *vessel* no processo de liquefação, FLNG, conforme ilustra a figura 2 abaixo.<sup>12</sup>

**Figura 2:** Estrutura accionista do Projecto Coral Sul – Área 4



Fonte: CIP (2019).

A integração de duas fases, *upstream* e *midstream*, por duas empresas pertencentes aos mesmos sócios abre espaço para a inflação dos custos por via de preços de transferência, uma vez que a estrutura prevê o pagamento de uma taxa de pedágio ao *midstream* pela liquefação, embora sejam os mesmos parceiros a operar nas duas fases.

Ademais, para a facilitação do financiamento (US\$4,700 milhões) para o desenvolvimento da embarcação “plataforma flutuante” - o FLNG *vessel* - os parceiros da Área 4 criaram uma terceira empresa separada, a Coral South FLNG DMCC, registada em Dubai, Emirados Árabes Unidos, uma Zona de Comércio Livre (ZCL), país com o qual Moçambique tem assinado um Tratado de Dupla Tributação desde 2004. O registo da Coral South FLNG DMCC em ZCL confere à empresa o direito de isenção de impostos retidos na fonte sobre os juros e dividendos, no âmbito do Tratado de Dupla Tributação.

Apesar de o país ter uma lei que trata sobre o PT, a complexidade da estrutura montada, aliada a limitada capacidade de fiscalização e monitoria por parte do Governo, fragiliza a possibilidade do projecto contribuir de forma significativa nas para as receitas do Estado.

### 3.3. Histórico de Aumento de Custos

Em termos de exploração de hidrocarbonetos, Moçambique possui experiência na exploração do gás natural na bacia de Moçambique. A semelhança de outros projectos de petróleo e gás que inflacionam os custos durante a exploração, o referido projecto de exploração de gás natural, liderado pela Sasol Petroleum Temane, representa um claro exemplo de inflação de custos.

Um estudo realizado pelo CIP em 2017 mostra que a Sasol Petroleum Temane inflacionou em mais de 60% o custo total (custo de capital + custo de gasoduto) face ao projecto inicialmente.

<sup>10</sup> Para mais detalhes consulte <[https://www.cipmoz.org/pt/2019/09/29/precos-de-transferencia-no-sector-extractivo-como-mecanismo-de-saida-ilicita-de-capitais/?fbclid=IwAR3VKfM\\_8nzp-J9Y-F74OYW7YZNaHZL\\_ij-OxjvFTpKTKIaAFfD-1qVCUGM](https://www.cipmoz.org/pt/2019/09/29/precos-de-transferencia-no-sector-extractivo-como-mecanismo-de-saida-ilicita-de-capitais/?fbclid=IwAR3VKfM_8nzp-J9Y-F74OYW7YZNaHZL_ij-OxjvFTpKTKIaAFfD-1qVCUGM)>.

<sup>11</sup> Coral FLNG SA foi um *Special Purpose Vehicle* (SPV), que é um veículo/empresa com propósito especial.

<sup>12</sup> As empresas da indústria petrolífera e do gás estão normalmente divididas em um de três grupos: as do *upstream* centradas na exploração e produção de petróleo e gás natural; as do *midstream* centradas no transporte e armazenamento do petróleo bruto e gás natural antes de serem refinados e transformados em combustíveis e outros derivados e; *downstream* que corresponde a fase final que inclui tudo o que está envolvido na transformação do crude e do gás natural em milhares de produtos acabados como gasolina, gasóleo, querosene, combustíveis de aviação, óleos de aquecimento e asfalto para a construção de estradas.



**Tabela 5:** Custos do Projecto Sasol.

	Custos (milhões USD)		
	Projeção	Custo efectivo	Diferença
Custo de Capital (Upstream)	US\$317	US\$446,5	40%
Custo do Gasoduto	US\$404	US\$753,5	87%
<b>TOTAL</b>	<b>US\$721</b>	<b>US\$1,200</b>	<b>66%</b>

Fonte: SASOL will Continue to Milk Mozambique, CIP, 2017.

Portanto, com tendência de inflação de custos na indústria de petróleo e gás, uma das principais variáveis da determinação da escala de partilha de produção entre o Governo e a concessionária, as despesas de investimento podem ser maiores do que as previstas. Isso poderá fazer com que o Factor R tenha a tendência de aproximar-se de 1, reduzindo assim a quota-parte do Estado pois, quanto menor o Factor R, menor é a parte devida ao Estado.

No que concerne ao IRPC liquidado não há clareza sobre a inclusão desta variável. A variável IRPC liquidado aparece na fórmula apresentada no contrato entre a concessionária e o Governo, mas não é mencionada no RETBFOP. Isto é, sem apresentar qualquer justificação, o Governo e a concessionária incluíram na fórmula uma variável que força o Factor R para o limite inferior, reduzindo, deste modo, a possibilidade de o Estado obter quota-parte significativa pois, quanto menor for o Factor R, menor é a parte para o Estado.

## 4. ANÁLISE COMPARATIVA DOS REGIMES DE PARTILHA DE PRODUÇÃO DE MOÇAMBIQUE COM ANGOLA, AZERBAIJÃO E TUNÍSIA

Para além da análise das particularidades do regime de partilha de produção adoptado em Moçambique para o projecto liderado pela Eni, é necessário analisar comparativamente os termos adoptados no regime de PSA em outros países.

Parte significativa dos PSA no mundo especificam a divisão do petróleo lucro com base em uma escala móvel ou, no que diz respeito a contratos-modelo, afirmam que esta variável é licitável ou negociável até um determinado valor máximo. Por seu turno, em Moçambique, os termos definidos em relação as variáveis mencionadas são fixas, não negociáveis. Isso elimina a possibilidade de correcção ou melhoria dos termos referentes à partilha de produção durante todo o tempo de vida útil do projecto.

Para presente análise, foram escolhidos Angola, Azerbaijão e Tunísia para servir de comparação. A escolha dos referidos países deve-se à sua experiência na adopção de acordos de partilha de produção no sector de hidrocarbonetos e à semelhança dos projectos de gás *offshore* existentes.

### 4.1. Angola

Angola é tido como um país emblemático na utilização do regime de partilha de produção. Muitos contratos são de partilha de produção de projectos *offshore*, cujos reservatórios recentes encontram-se em águas com profundidade de mais de 1200m.<sup>13</sup> Esses contratos não pressupõem pagamentos de *royalties*, mas prevêem uma taxa de imposto sobre o rendimento de 50%.<sup>14</sup>

No que concerne à partilha de produção, inicialmente os contratos previam cláusulas que conferiam ao Estado parte significativa do petróleo-lucro, o que foi reduzindo com o passar dos anos. O PSA de 1979 com a empresa Texaco, por exemplo, permitia uma participação do Governo entre 70% e 95%. No entanto, os acordos mais recentes (anos 90) reduziram a participação do Estado para 40%, no limite inferior, e 90%, no superior.

A determinação da partilha de produção em Angola obedece a uma escala móvel que varia de acordo com a taxa de retorno do projecto. O instrumento usado para definir as partes relativas ao Governo (Sonangol) e a concessionária das áreas é a Taxa Interna de Rentabilidade (TIR), numa escala variável.

Um facto importante a notar é que ambas as bandas da escala (limite inferior e superior) e as ações alocadas são negociáveis.

Por exemplo, para o caso do contrato entre a Sonangol e as concessionárias CIE Angola block 20 Ltd, Sonangol pesquisa e produção, s.a., BP Exploration Angola (kwanza benguela) Limited e China Sonangol International Holding Limited, assinado em 2012, estabelece uma escala que varia de 15% a 40% de TIR anual, atribuindo ao Estado ganhos crescentes em relação à escala, que variam de 30% a 90%, conforme mostra a tabela 6.

<sup>13</sup> <https://www.oilandgasonline.com/>

<sup>14</sup> Oxford Institute for Energy Studies

**Tabela 6:** Escala de Partilha de petróleo-Lucro entre Sonangol e as concessionárias do bloco 20, Angola.

<b>TIR da concessionária (Anual)</b>	<b>Parte da Sonangol (%)</b>	<b>Parte da Concessionária (%)</b>
<b>TIR&lt;15%</b>	30	70
<b>15%&lt;TIR&lt;20%</b>	40	60
<b>20%&lt;TIR&lt;30%</b>	75	25
<b>30%&lt;TIR&lt;40%</b>	85	15
<b>40%&lt;TIR</b>	90	10

Fonte: Contrato PSA entre Sonangol e concessionárias do bloco A, Angola.

A escala de 15% a 40% foi negociada entre as partes tendo em conta que a concessionária recupera custos até 50% do petróleo produzido. Em caso de num determinado ano os custos serem inferiores ao volume de petróleo disponibilizado para recuperação, o remanescente do petróleo deverá ser considerado petróleo-lucro, a ser usado na partilha de produção.

Ao se comparar o caso de Angola com Moçambique pode-se notar que existem algumas semelhanças nas características relevantes dos campos de exploração. É o caso de se tratar de exploração *offshore* e da profundidade dos reservatórios, de mais de 1200m. No entanto, diferentemente de Angola, no caso de Moçambique a Lei prevê escalas fixas não negociáveis para a determinação da partilha de petróleo.

Outro aspecto importante é que a Lei em Moçambique (o RTEBFOP) estipula 65% como limite do petróleo disponível para a recuperação de custos, 15 pontos percentuais acima do estipulado em Angola. Isto significa que apenas menos de metade do petróleo disponível é usado como base para a partilha entre o Estado e as concessionárias, reduzindo assim as vantagens para o país (Moçambique).

O contrato referente ao projecto da área 4 apresenta uma percentagem ainda maior de limite para a recuperação de custos, 75%, o que significa que se for usado o máximo do petróleo disponível para a recuperação de custo, apenas 25% do petróleo disponível total servirá como base para a partilha de produção.

Ora, para além da base reduzida para efeitos de partilha de produção, as percentagens propostas para o Governo são igualmente reduzidas, 15% a 55%. Ou seja, o máximo que o Governo pode obter de petróleo-lucro no projecto da área 4 (tendo em conta a escala definida) é de 55%, cerca de metade. Isso equivale a dizer que, no máximo, o Governo pode obter 12,5% do petróleo disponível e isto ocorre em caso extremos de rentabilidade do projecto (proporção dos ganhos acumulados nas despesas), quando os ganhos excedem 4 vezes os custos incorridos. Ora, a rentabilidade extrema proposta (Factor R => 4) não é comum em projectos de género. Exemplo disso é o caso da Aramco, uma das companhias mais lucrativas do sector, que projecta a taxa de rentabilidade de 16,4%<sup>15</sup> (equivalente a Factor R inferior a 2) para o projecto de exploração de petróleo denominado SHAHEEN C2C, com previsão de início em 2023.

Note-se que para o caso de Moçambique, apesar de existir uma taxa de imposto sobre produção (o que não está previsto nos PSA's de Angola), esta é muito baixa para o projecto em análise, 2%. Adicionalmente, a taxa de imposto sobre o rendimento é mais baixa em 18 pontos percentuais (pp), em comparação com Angola, e o projecto goza da redução de 25% nos primeiros 8 anos, com início no ano de produção, o que reduz ainda mais os ganhos para o Estado.

Portanto, do exposto acima constata-se que Moçambique negociou termos desvantajosos para o Estado no contrato com as concessionárias do projecto de exploração de gás da área 4 da bacia do Rovuma, se comparado com Angola.

## 4.2. Azerbaijão

No caso de Arzebeijão cada contrato tem força de Lei. As concessionárias dos projectos de exploração de hidrocarbonetos, negociam as condições do PSA com o Governo (Socar). Este último, então, passa-o para vários departamentos governamentais, que podem implementar algumas mudanças, e após isso o contrato tem de ser ratificado pelo Parlamento, sendo que o consentimento final tem de vir do Presidente.

Embora este seja um procedimento bastante complicado, não parece ser um impedimento para o potencial investidor. Os PSA's não exigem pagamento de *royalties*, mas as concessionárias devem pagar um imposto sobre os lucros, entre 10% a 35%, dependendo da localização das áreas de exploração. Os lucros reinvestidos estão isentos de tributação.

Para a recuperação de custos, os contratos distinguem custos de operação e de capital. O limite de petróleo disponível para a recuperação de custos operacionais é de 100% enquanto para custos de capital é de 50% a 60% do remanescente do petróleo disponível.

<sup>15</sup> <https://www.energyintel.com/>



O petróleo-lucro é calculado de acordo com uma escala móvel baseada no Factor R. A parte do Governo varia entre 20% e 90% do petróleo-lucro, conforme mostra a tabela 7.

**Tabela 7:** Escala de Partilha de Petróleo lucro de Arzebeijão.

Factor R	Parte do Governo	Parte da Concessionária
$R < 1,5$	50%	50%
$1,5 \leq R < 2$	60%	40%
$2 \leq R < 2,25$	62,5%	38%
$2,25 \leq R < 2,50$	65%	35%
$2,50 \leq R < 2,75$	70%	30%
$2,75 \leq R < 3,0$	75%	25%
$3,0 \leq R < 3,25$	80%	20%
$3,25 \leq R < 3,50$	85%	15%
$R > 3,50$	90%	10%

Fonte: Oxford Institute for Energy Studies, 2001.

O PSA do país apresenta uma escala que varia de ]1,5 a 3,5[ com vários intervalos curtos de 0,25 pontos. Os intervalos curtos permitem ao Estado o aumento de 5pp à medida que a escala varia.

Importa referir que o limite inferior da escala do Factor R permite que o Estado obtenha metade do petróleo lucro, podendo obter até 90% do mesmo em caso de Factor R ser superior a 3,5.

No caso do PSA de Moçambique (área 4), o caso é contrário. O país pode obter pouco mais de metade do petróleo-lucro (55%) no limite superior da escala.

Portanto, pode-se afirmar que os termos da partilha de produção em Moçambique, pelo menos no que concerne a parte do lucro do Estado, tendo em conta o Factor R, dão maior vantagem às concessionárias.

### 4.3. Tunísia

De acordo com o código de hidrocarbonetos da Tunísia, os contratos de partilha de produção apresentam uma escala móvel que varia de acordo com o factor R.

O petróleo-lucro é dividido entre o Governo e a concessionária numa escala que varia de 1 a 2,3, conferindo ao Governo 65% a 82,2% do petróleo-lucro, conforme mostra a tabela 8.

**Tabela 8:** Escala de Partilha de Petróleo lucro da Tunísia.

Factor R	Governo	Concessionárias
$R < 1$	65%	35%
$1 < R \leq 1,8$	70%	30%
$1,8 < R < 2$	75%	25%
$2 < R < 2,3$	80%	20%
$R > 2,3$	82,5	17,5%

Fonte: <https://www.energyintel.com/>

Conforme se pode observar na tabela 7, acima, a parte do petróleo-lucro que deve ser alocada ao Governo

encontra-se num limite que varia de 65% a 8,5%, ou seja, o Governo recebe não menos que a metade do petróleo lucro, no mínimo. Contrariamente à Tunísia, em Moçambique para o mesmo nível de Factor R, a parte do petróleo lucro que deve ser alocada ao Governo está abaixo de 25%.

Outro aspecto importante a ter em conta é que para além da partilha do petróleo-lucro e das receitas provenientes de impostos específicos do sector, as leis de hidrocarbonetos da Tunísia impõem uma taxa crescente do *royalty* (comparado ao imposto de produção em Moçambique) que aumenta à medida que o projecto se torna mais rentável. A taxa varia de 2% a 15% à medida que a rentabilidade da empresa aumenta. No caso de Moçambique o imposto de produção apresenta uma taxa fixa de 2% para o projecto *offshore* Coral Sul.

Um dos factores considerados na determinação tanto das percentagens do petróleo lucro alocado ao Governo quanto da escala para a determinação das mesmas percentagens são os riscos da exploração que as concessionárias correm. Para casos de projectos *offshore*, estes riscos podem ser traduzidos na distância do projecto em relação à costa e na profundidade dos poços.

Importa referir que os projectos *offshore* de exploração de gás na Tunísia estão localizados à distância igual ou superior ao projecto em análise. É o caso do projecto Hasdrubal Oil and Gas Field que se localiza a 100Km da costa da Tunísia no golfo de Gabes (60m de profundidade), duas vezes mais distante que o projecto Coral Sul da área 4, cujo campo localiza-se a 48,2Km da costa de Moçambique, na província de Cabo Delgado (1500m a 2600m de profundidade).

*Sendo assim, pelo exposto acima, a parte do petróleo lucro a ser alocada ao Governo em Moçambique devia ser mais elevada em relação ao proposto no contrato da área 4.*

## 5. CONCLUSÃO E RECOMENDAÇÕES

O modelo de partilha de produção do gás da área 4 da bacia do Rovuma em Moçambique determina que após o pagamento do imposto sobre a produção a concessionária recupere os custos incorridos na execução das operações petrolíferas. O remanescente, denominado gás-lucro, serve de base para a partilha entre a concessionária do projecto Coral Sul FLNG e o Governo, usando como instrumento de definição de partilha o Factor R.

O modelo/regime determina ainda que, em cada ano civil, a totalidade dos custos recuperáveis incorridos pela concessionária relativamente às operações petrolíferas na área do contrato, limita-se a 60% do petróleo disponível.

Da análise feita ao referido modelo de partilha de produção da área 4, concretamente do contrato assinado entre a concessionária do projecto Coral Sul FLNG e o Governo de Moçambique, constata-se que o mesmo minimiza substancialmente as contribuições do projecto nas receitas fiscais, tornando remota a possibilidade de o Estado arrecadar a sua parte do gás durante a vida do projecto.

O contrato assinado entre a concessionária Eni e o Governo indica que o país terá desvantagens em relação à partilha de produção. No máximo, o país ficará com cerca de metade do gás dedicado à partilha e isto só poderá ocorrer se o projecto tiver excelente produtividade. Isto é, o país só poderá obter 55% do gás lucro se o factor R, que representa um rácio das receitas acumuladas sobre as despesas acumuladas, for igual ou superior 4.

Mais ainda, constata-se que Moçambique negociou termos desvantajosos para o Estado no contrato com as concessionárias do projecto de exploração de gás da área 4 da bacia do Rovuma, se comparado com outros países. Isto fica claro quando comparado a escala extensa e não negociável definida para o Factor R, que vai de , com percentagens baixas para o Estado em relação à concessionária, muito extensa se comparado com países como Angola, Tunísia e Arzeibeijão.

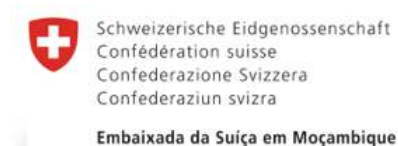
Sendo assim, recomenda-se ao Governo:

- O controlo efectivo dos elementos (custos recuperáveis e petróleo-lucro da concessionária) do mecanismo de partilha de gás por forma a evitar quaisquer perdas de receita;
- O controlo de outros elementos que podem constituir risco de redução da base de partilha de gás, como é o caso de preços de transferência;
- A definição de termos contratuais para futuros projectos de exploração de gás baseados em análise das condições de exploração e análise comparativa em relação a outros países. Estes termos devem ser ajustáveis face a alteração das condições que determinaram a sua definição;

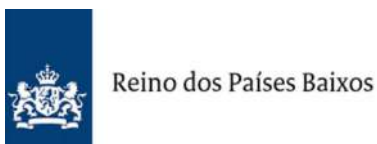


CENTRO DE INTEGRIDADE PÚBLICA  
Anticorrupção - Transparência - Integridade

Parceiros:



Norwegian Embassy



## Informação editorial

**Director:** Edson Cortez

**Autor:** Gift Essinalo

**Revisão de pares:** Estrela Charles, Rui Mate, Edson Cortez

**Revisão linguística:** Samuel Monjane

**Propriedade:** Centro de Integridade Pública

Rua Fernão Melo e Castro,  
Bairro da Sommerschild, nº 124  
Tel: (+258) 21 499916 | Fax: (+258) 21 499917  
Cel: (+258) 82 3016391  
[f](#)@CIP.Mozambique [t](#)@CIPMoz  
[www.cipmoz.org](http://www.cipmoz.org) | Maputo - Moçambique