



República de Moçambique

Ministério das Finanças

Direcção Nacional de Análises Fiscais e Financeiras

Nota Técnica

Previsão de Receitas de GNL a Médio Prazo

Preparação para as “Receitas Projectadas 2026” conforme exigido pela lei
FSM

2025

Conteúdo

Resumo Executivo	1
1. Introdução	2
2. Quadro Jurídico e Processo Orçamental	5
2.1 Lei, Regulamentos e Processo de Certificação	5
2.2 Receitas projectadas e planificação do Orçamento do Estado	7
3. Projectos de GNL em desenvolvimento [Art.5.2a, Decreto n.º 13/2024]	10
3.1 Área 4 Coral Sul	10
3.2 Outros projectos de GNL	10
4. Termos Fiscais [Art.5.2b, Decreto n.º 13/2024]	11
4.1 Imposto sobre a Produção de Petróleo (IPP)	11
4.2 Bónus de produção	12
4.3 Quota-parte do Estado no Petróleo Lucro	13
4.4 Imposto sobre o Rendimento das Pessoas Colectivas (IRPC)	14
5. Volumes de produção [Art.5.2c, Decreto n.º 13/2024]	16
6. Previsão do Preço do Petróleo [Art.5.2d e 5.2e, Decreto n.13/2024]	17
6.1 Preços do Petróleo	17
6.2 Preços efectivos dos produtos	18
7. Receitas Projectadas e Afectação	19
ANEXO	22

Resumo Executivo

Esta nota técnica documenta a metodologia e os pressupostos utilizados pelo Ministério das Finanças (MF) para projectar as receitas de GNL para 2026, conforme exigido pela Lei do Fundo Soberano de Moçambique (FSM) Lei No. 01/2024 e seu regulamento (Decreto No. 13/2024) e apresentado no Cenário Fiscal de Médio Prazo (CFMP) 2026–2028. Esta nota fornece a base analítica para o valor das “Receitas Projectadas de GNL para 2026”, que determina o quanto das receitas de GNL recebidas nesse ano deve ser transferido para o Orçamento do Estado (CUT-OE) e o restante para o FSM (CUF).

A previsão consiste nas receitas do projecto Coral Sul FLNG da Área 4, que é o único projecto de GNL em produção e, portanto, o único relevante para as projecções de receitas no orçamento de 2026. Os desenvolvimentos futuros nas Áreas 1 e 4 estão descritos, mas não contabilizados nas projecções de 2026. A previsão incorpora o regime fiscal e os termos contratuais para a Área 4, bem como estimativas de produção (fornecidas pelo Instituto Nacional do Petróleo – INP) e estimativas de preços.

As projecções de receitas são derivadas em três etapas principais (com base no Decreto No. 13/2024).

1 – Os volumes de produção esperados de GNL e condensado são calculados assumindo 90% da produção esperada.

2 – Os preços de referência são determinados aplicando uma fórmula de média móvel a 7 anos ao preço do petróleo bruto Brent (quatro anos históricos, o ano corrente e dois anos futuros) e, em seguida, convertendo esse preço médio em preços FOB de GNL e condensado, utilizando as condições de venda aplicáveis.

3 – As receitas brutas do projecto são calculadas pelo regime fiscal da Área 4:

- i) Impostos sobre Produção de Petróleo (IPP) a 2% (gás) e 3% (condensado),
- ii) Bónus de produção de acordo com limiares do EPCC,
- iii) Quota-parte do Petróleo-Lucro com base num limite anual de recuperação de custos de 75% e num factor R inferior a 1, o que implica uma participação do Estado de 15% no Petróleo Lucro em 2026, e
- iv) Imposto sobre o Rendimento de Pessoas Colectivas (IRPC) é considerado zero nos primeiros anos, refletindo grandes prejuízos fiscais reportados a compensar.

As receitas do GNL anuais do Estado resultantes para 2026 são depois utilizadas para calcular as “receitas projectadas” exigidas pelo artigo 8º da Lei do FSM. Estas receitas projectadas destinam-se a suavizar a volatilidade na alocação de fundos para financiar as despesas públicas, em vez de fornecer uma previsão precisa. A Lei define a afetação de 60% das receitas projectadas do GNL à conta do Orçamento do Estado (CUT-OE) (a “quota orçamental”) e o restante à conta do FSM (CUF).

Com base nos pressupostos acima descritos, as receitas projectadas do GNL para 2026 são obtidas a partir de duas etapas. Primeiro, as receitas brutas do projecto para a Área 4

foram estimadas em **USD 1.336 milhões**. Em Segundo lugar, utilizando os termos fiscais aplicáveis, obtém-se uma receita projectada do Estado de **USD 76,8 milhões**. Conforme o Quadro legal do FSM, 60% deste montante – **USD 46,1 milhões** – deverá ser transferido para o Orçamento do Estado (CUT-OE), sendo o restante alocado à conta do FSM.

Receitas Brutas Projectadas da Área 4 – Ano Fiscal 2026

	Unidade	2026
Receita Bruta Area 4	<i>milhões USD</i>	1.336,0
<i>Receita do GNL</i>	<i>milhões USD</i>	1.236,9
<i>Receita de condensado</i>	<i>milhões USD</i>	99,1

Receitas Projectadas do Estado – Ano Fiscal 2026

	Unidade	2026
Total Receitas do Estado	<i>milhões USD</i>	76,8
<i>Bónus de Produção</i>	<i>milhões USD</i>	-
<i>Imposto de Produção do Petróleo (IPP)</i>	<i>milhões USD</i>	27,7
<i>Petróleo Lucro</i>	<i>milhões USD</i>	49,1

Afectação das Receitas Projectadas de GNL do Estado

	Unidade	2026
Total Receitas do Estado	<i>milhões USD</i>	76,8
<i>60% ao Orçamento do Estado (CUT-OE)</i>	<i>milhões USD</i>	46,1

1. Introdução

As descobertas de gás natural de classe mundial na Bacia do Rovuma, ao largo da costa de Cabo Delgado, têm o potencial de transformar a economia de Moçambique. Espera-se que os projectos de GNL venham gerar grandes receitas para o governo nas próximas décadas.

A fim de

"assegurar que as receitas da exploração de petróleo e gás estimulem o desenvolvimento social e económico do País, através da maximização dos ganhos para a economia nacional, bem como garantir que as mesmas constituam fonte de estabilização do Orçamento do Estado e contribuam para a geração de poupança e riqueza no futuro,¹ "

¹ Epígrafe da Lei do FSM n.01/2024

Moçambique definiu um novo processo de planificação orçamental, incluindo a criação e implementação do Fundo Soberano de Moçambique (FSM), estabelecido pela Lei n.º 01/2024 e regulamentado pelo Decreto n.º 13/2024.

Os objectivos do FSM são (Art. 3, Lei do FSM):

- (i) apoiar o desenvolvimento económico e social do País;
- (ii) acumular poupanças para as futuras gerações, e
- (iii) estabilizar o Orçamento do Estado.

Por conseguinte, o FSM será fundamental para equilibrar o Orçamento do Estado através do recebimento de receitas provenientes da produção dos projectos de GNL (Áreas 1 e 4, *offshore* da Bacia do Rovuma e projectos futuros) e gestão dos seus retornos de investimento (Art. 5, Lei do FSM). Neste contexto, as fontes de receitas de GNL são as seguintes (Art. 5, Lei do FSM):

Tabela 1 - Fontes de receitas de GNL do Estado

Fontes de receitas	Descrição
Imposto sobre Produção do Petróleo (IPP)	• Imposto sobre o valor dos produtos vendidos • Importante fonte de receitas durante a década de 2020
Bónus de Produção	• Pagamento com base nos limiares de produção definidos nos contratos EPCC das respectivas áreas de produção • Pagamentos modestos no início da produção e nos principais limiares de produção.
Petróleo-Lucro do Estado	• Participação do Estado na produção após a recuperação dos custos pela Concessionária • Importante fonte de receitas ao longo da vida dos projectos
Imposto sobre o Rendimento de Pessoas Colectivas (IRPC)	• Pagamento com base no rendimento tributável das Concessionárias • Inclui o imposto sobre as mais-valias • Não há pagamentos de IRPC nos primeiros anos até os projectos se tornarem rentáveis • Prevê-se que venha a ser uma importante fonte de receitas do Estado nas décadas de 2030 e 2040.

Vale destacar que outras fontes de receita são recebidas pelo Estado, mas não estão incluídas no FSM, como impostos sobre valor agregado, impostos retidos na fonte sobre subcontratados, juros ou dividendos, dividendos da ENH.

Para apoiar o objectivo de poupar para as gerações futuras e estabilizar o orçamento do Estado, a lei FSM estipula que uma certa parcela das receitas projectadas do GNL deve ser transferida para o orçamento do Estado e o restante para o FSM. Para evitar que as receitas voláteis do GNL gerem despesas orçamentais altamente voláteis, o montante das receitas de GNL transferido para o Orçamento do Estado está ligado a uma projecção suavizada das receitas de GNL.

O Ministério que superintende a área das Finanças, em coordenação com o Ministério que superintende a área dos Recursos Minerais, é responsável pela projecção destas

receitas e os resultados devem ser certificados por um perito externo (Art. 8, Lei do FSM).

A lei também estipula que as receitas do Estado provenientes dos projectos de GNL são depositadas em moeda estrangeira numa conta transitória designada (Art. 6, Lei do FSM) e depois transferidas para a conta do Orçamento do Estado ou para a conta do FSM no Banco de Moçambique, de acordo com uma divisão específica (Art. 8, Lei do FSM).

Algumas considerações de fundamentais são dignas de nota:

- *O CFMP 2026-28 prepara a base do orçamento para o ano fiscal de 2026*

A previsão de médio prazo de receitas de GNL define o montante a ser transferido para o Orçamento do Estado no próximo ano fiscal. Esta previsão para 2026 é publicada no Cenário Fiscal de Médio Prazo (CFMP 2026-28) e reproduzida no orçamento de 2026 finalizado em outubro de 2025.

- *A certificação independente das receitas projectadas serve como salvaguarda contra a manipulação de receitas*

Tal como definido no artigo 8.3 da Lei FSM, a metodologia utilizada para estabelecer as 'receitas projectadas' será certificada todos os anos por um perito independente designado pelo Ministério das Finanças (MF). A contratação de peritos independentes para auditar os processos orçamentais é amplamente reconhecida como uma prática de governação prudente. O objectivo da certificação é garantir que o governo está a preparar a previsão de receitas projectadas de acordo com a lei e os regulamentos. Ela garante a conformidade e vai contra as medidas *ad hoc* para modificar a projecção para aumentar as receitas que fluem para o orçamento.

- *As receitas projectadas destinam-se a suavizar e não a prever com exactidão*

O processo de suavização das receitas previsto na Lei do FSM não tem por objectivo fornecer a projecção mais precisa das receitas do GNL para o próximo ano fiscal, mas sim proporcionar um financiamento previsível para o Orçamento do Estado, a fim de permitir uma boa planificação e execução das despesas orçamentais. Por conseguinte, esta "metodologia das receitas projectadas" baseia-se num cálculo de suavização dos preços que será diferente das melhores estimativas dos preços futuros. O método de cálculo da média dos preços históricos, actuais e futuros destina-se a ser transparente, simples, estável, coerente com a dinâmica mundial do petróleo e não depender da opinião de indivíduos. Portanto, em vez de tentar prever os preços de mercado, fornece um método com estabilidade de previsão de preços, ou seja, menos propenso a absorver distorções da volatilidade dos preços de curto prazo.

Esta Nota Técnica apresenta a fundamentação e as especificações, juntamente com uma descrição dos dados, cálculos e resultados, para a Previsão de Receitas de GNL a Médio Prazo e a afectação das Receitas do Estado de acordo com a Lei do FSM .

Após esta Introdução, a Secção 2 descreve o quadro legal e o processo de planificação orçamental. A Secção 3 centra-se nos projectos de GNL e em suas características técnicas

e comerciais. Em seguida, a Secção 4 apresenta informações sobre os Termos Fiscais previstos no contrato EPCC. A Secção 5 descreve os pressupostos de produção para o ano fiscal projectado. A Secção 6 apresenta a metodologia de suavização de preços e as condições comerciais que resultam em preços efectivos aplicados às vendas projectadas de GNL e condensado. Finalmente, a Secção 7 resume como os cálculos de previsão de receita são realizados e os resultados da projecção para o ano fiscal de 2026, conforme proposto no CFMP 2026-2028².

2. Quadro Jurídico e Processo Orçamental

2.1 Lei, Regulamentos e Processo de Certificação

A Lei do FSM n.º 01/2024 e os seus regulamentos estabelecidos pelo Decreto n.º 13/2024 constituem os pilares do novo processo orçamental relacionado com as receitas de GNL transferidas para o governo de Moçambique.

O Artigo 5 da lei do FSM descreve as fontes de receitas que devem ser tidas em conta neste novo quadro orçamental e de fundo:

Lei do FSM n. 01/2024

Artigo 5

(Receitas do FSM)

1. *São receitas do FSM as provenientes:*
 - a) *da produção de gás natural liquefeito das Áreas 1 e 4, Offshore da Bacia do Rovuma e futuros projectos de desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural, nos termos do artigo 8 da presente Lei;*
 - b) *do retorno dos investimentos das receitas do FSM.*
2. *A base de incidência para o apuramento das receitas do FSM é:*
 - a) *A receita tributária bruta proveniente da exploração dos recursos petrolíferos, nomeadamente:*
 - i. *imposto sobre a Produção do Petróleo;*
 - ii. *imposto sobre o Rendimento das Pessoas Colectivas, incluindo o resultante da tributação de mais-valias.*
 - b) *os Bónus de Produção; e*
 - c) *a partilha da produção a partir do Petróleo-Lucro.*

Por sua vez, o Artigo 8 estabelece as orientações gerais para o processo de planificação orçamental que utiliza um mecanismo de suavização de preços (média móvel). Define os cálculos de projecção de receitas e determina que as receitas resultantes devem ser certificadas por um auditor independente e externo, proporcionando um elevado nível de objectividade técnica e coerência ao processo. Por último, o Artigo 8 estabelece igualmente

² <https://www.mef.gov.mz/index.php/publicacoes/politicas/cenario-fiscal-de-medio-prazo-cfmp/2395-cenario-fiscal-de-medio-prazo-2026-2028>

a forma como deve ser efectuada a afectação orçamental entre a denominada Conta Única do Tesouro (CUT-OE) e a Conta do Fundo Soberano de Moçambique (CUF):

Lei do FSM n. 01/2024

Artigo 8

(Projecções e depósitos das receitas na CUT-OE e CUF)

1. O Ministério que superintende a área de Finanças, em coordenação com o Ministério que superintende a área dos Recursos Minerais, projecta as receitas descritas na alínea a), do número 2, do artigo 5 da presente Lei.
2. A metodologia de cálculo de projecção das receitas referida no número 1 do presente artigo utiliza uma média móvel dos preços petrolíferos passados e futuros para proteger as transferências anuais para o Orçamento do Estado da volatilidade das receitas de petróleo e gás e é detalhada.
3. O cálculo de projecção das receitas é certificado por um perito independente de renome, pessoa singular ou colectiva, designado pelo Ministério da Economia e Finanças.
4. As receitas projectadas referidas no número 2 do presente artigo, são repartidas nos seguintes termos:
 - a) nos primeiros 15 anos de operacionalização do FSM, 40% para a CUF e 60% para a CUT-OE; e
 - b) a partir do décimo sexto ano de operacionalização do FSM, 50% para a CUF e 50% para a CUT-OE.
5. As receitas recebidas na CUT durante um ano fiscal são distribuídas primeiro à CUT-OE até ao montante calculado no número 4 do presente artigo sendo o restante transferido para a CUF em divisas.
6. Se as receitas recebidas durante um ano fiscal excederem as receitas projectadas para serem atribuídas ao Orçamento do Estado para o mesmo ano fiscal, o montante em excesso é transferido para o FSM, em divisas.
7. São excluídos da repartição estabelecida no número 4 do presente artigo os rendimentos de investimento do FSM.
8. As transferências para a CUT-OE e para a CUF referidas no número 5 do presente artigo são efectuadas trimestralmente.
9. As transferências são efectuadas com o objectivo de manter o saldo da CUT o mais baixo possível durante o exercício fiscal.

O Artigo 5 do Decreto determina que até 31 de Março de cada ano, deve ser apresentada a projecção da receita para integrar o processo de planificação orçamental do exercício fiscal subsequente (item 1).

Define também os pressupostos das projecções (item 2), prescrevendo a forma como o cálculo deve ser feito em termos de preços (item 3) e volumes de produção (item 6). Indica as fontes de documentação em que as projecções se devem basear (itens 4 a 6) e exige a validação dos pressupostos e cálculos por um perito independente (item 7).

Decreto n.º 13/2024

Artigo 5

(Projecções das receitas)

1. O Ministério que superintende a área de Finanças, em coordenação com o Ministério que superintende a área dos Recursos Minerais, deve, até 31 de Março de cada ano, apresentar as projecções das receitas denominadas em dólares norte americanos para o ano fiscal subsequente.

2. As receitas são projectadas com base nos seguintes pressupostos:

- a) natureza da globalidade dos projectos de petróleo e gás em fase de desenvolvimento;
- b) termos dos contratos de concessão de exploração e produção associados;
- c) estimativas dos volumes de produção e custos recuperáveis;
- d) termos dos contratos de venda; e
- e) média móvel dos preços petrolíferos actuais, históricos e projectados.

3. A média móvel referida na alínea e) do número anterior é baseada nos preços históricos dos quatro anos imediatamente anteriores ao exercício em que a projecção é realizada, no preço actual e nas estimativas de preços para os dois anos subsequentes, conforme a fórmula abaixo:

$$MMS_n = \frac{x_{n-4} + x_{n-3} + x_{n-2} + x_{n-1} + x_n + x_{n+1} + x_{n+2}}{7}$$

Onde:

- MMS - Médias Móveis Simples;
- X - Preço petrolífero; e
- n - Ano fiscal em causa.

4. Os preços históricos e actuais de petróleo e gás são extraídos de publicações de instituições internacionais especializadas.

5. Os preços projectados são extraídos de publicações de bolsas internacionais de mercados de futuros.

6. A produção esperada é calculada com base em 90% da projecção da produção, de acordo com informação fornecida pelo Instituto Nacional de Petróleo.

7. As receitas projectadas com base na metodologia referida no n.º 2 do presente artigo são certificadas por um perito independente, que deve validar os pressupostos e os cálculos efectuados.

2.2 Receitas projectadas e planificação do Orçamento do Estado

As receitas projectadas de GNL são geradas para os fluxos de receitas especificados na Lei do FSM (Art. 5, Lei do FSM):

- a) Imposto sobre a Produção de Petróleo (IPP),
- b) Imposto sobre o rendimento das pessoas colectivas (IRPC), incluindo o imposto sobre as mais-valias,
- c) Bónus de produção, e
- d) a participação do Estado no Petróleo-Lucro.

Uma vez que o único projecto de GNL em operação (Coral Sul) se encontra em fase inicial de produção e os seus custos ainda não foram recuperados, a actual Previsão a Médio

Prazo assume que os custos dos projectos ainda devem ser recuperados, portanto, assume-se uma participação fixa de 15% no Petróleo-Lucro (quando o factor R é inferior a 1) e que não há IRPC devido (ver mais detalhes na Secção 4).

Por conseguinte, para cada ano fiscal, as receitas projectadas devem ser calculadas com base na seguinte metodologia (Decreto Art.5):

- i. Especificidades dos projectos de GNL (existentes e em desenvolvimento)
- ii. Termos dos contratos EPCC assinados
- iii. Estimativas dos volumes de produção e dos custos recuperáveis
- iv. Termos dos contratos de venda de gás
- v. Média móvel dos preços petrolíferos (actuais, passados e futuros)

O diagrama seguinte ilustra a forma como as receitas projectadas são calculadas com base em diferentes fontes e, em seguida, transferidas para a Conta Transitória e, finalmente, afectadas ao Orçamento do Estado e ao Fundo Soberano.

Figura 1 - Processos de cálculo e afectação das receitas projectadas de GNL do Estado



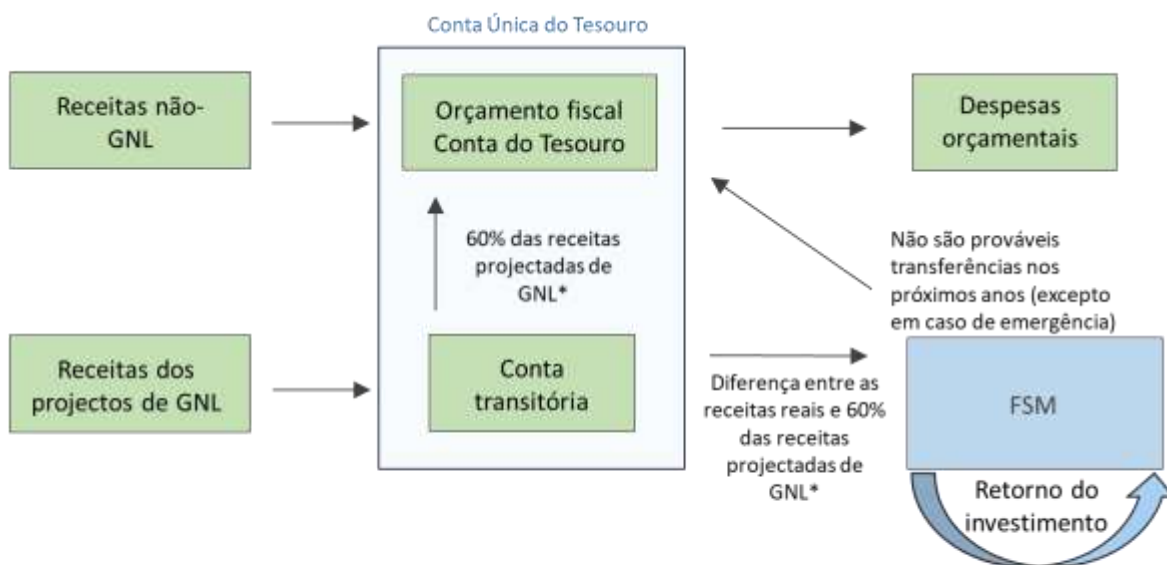
Inicialmente, as estimativas de produção (GNL e condensado) são recebidas das Concessionárias e analisadas com base nas especificidades dos projectos de GNL (ver Secções 3 e 5 desta Nota Técnica). Os preços do petróleo são previstos com base numa metodologia de média móvel e traduzidos em preços efectivos dos produtos, considerando as condições dos contratos de venda (ver Secção 6). As receitas totais do projecto são então calculadas e as receitas do Estado derivam dos termos estabelecidos nos contratos EPCC (ver Secção 4). As receitas do Estado são então transferidas para a Conta Transitória (denominadas em dólares americanos) e afectadas ao Orçamento do Estado e ao FSM (ver Secção 7).

No âmbito deste processo, a Lei do FSM e os seus regulamentos exigem que as "receitas projectadas" sejam certificadas, o que significa que os pressupostos e os cálculos devem ser submetidos a uma análise por perito. Na prática, a projecção certificada (e, em última análise, o orçamento aprovado) determina o montante transferido da Conta Transitória para o Orçamento do Estado num determinado exercício orçamental.

A dotação da Conta Transitória para o Orçamento de Estado deve ser uma parcela fixa de 60% das "receitas projectadas" para aquele ano até 2038 (após esta data decresce para 50%). As receitas de GNL efectivamente recebidas serão certamente diferentes das projecções, mas as transferências para a conta do Orçamento do Estado (CUT-OE) devem ser o valor nominal que foi aprovado no orçamento do ano em questão, enquanto o restante das receitas reais é transferido para a conta do FSM (CUF).

As transferências das receitas efectivas da Conta Transitória devem ser feitas exclusivamente para a Conta Única do Tesouro (CUT-OE) e para a Conta do Fundo Soberano (CUF) e executadas trimestralmente (Art. 8, Decreto n.º 13/2024). Após o Orçamento do Estado ter recebido o financiamento estipulado, todas as receitas de GNL restantes recebidas nesse ano são transferidas para o FSM³. Os retornos financeiros dos investimentos do FSM são reinvestidos no fundo. A Figura 2 ilustra os fluxos financeiros do Estado provenientes dos projectos de GNL e a relação entre o FSM e o Orçamento do Estado.

Figura 2 - Planificação do Orçamento de Receitas e o papel do FSM



*) Projecção das receitas de GNL utilizando uma suavização de preços a 7 anos, publicada no Cenário Fiscal no 2º trimestre.
60% substituídos por 50% a partir de 2039

³ Os artigos 9 e 10 do Decreto n.º 13/2024 especificam a forma como as transferências devem ser efectuadas e os procedimentos excepcionais quando as transferências são feitas do fundo para o Orçamento do Estado durante a fase de exploração dos recursos.

3. Projectos de GNL em desenvolvimento [Art.5.2a, Decreto n.º 13/2024]

No total, existem quatro projectos na Área 1 e na Área 4 que devem ser considerados ao avaliar as potenciais receitas futuras de GNL para Moçambique. No entanto, para efeito de planificação orçamental a médio prazo, apenas um foi avaliado (Coral Sul). Os outros três (Coral Norte, Mamba e Golfinho/Atum) apresentaram os seus planos de desenvolvimento (PoD) mas estão em contextos variados, como se detalha a seguir.

3.1 Área 4 Coral Sul

Coral Sul foi o primeiro projecto a alcançar a decisão final de investimento (FID) em junho de 2017. A Mozambique Rovuma Venture (MRV) é a concessionária, sendo a ENI a empresa líder que opera a instalação. O projecto consiste numa instalação flutuante de gás natural liquefeito (FLNG) offshore que explora o campo de gás Coral Sul.

De acordo com o seu plano de desenvolvimento de 2016, a instalação tem uma capacidade de 3,37 milhões de toneladas de GNL por ano (MTPA) e 1.282 mil barris de condensado por ano. A produção é inteiramente exportada para mercados internacionais (ou seja, não se aplicam obrigações domésticas). O projecto iniciou a produção no final de 2022.

Coral Sul é o único projecto que já gera receitas de GNL para Moçambique.

3.2 Outros projectos de GNL

Área 4 Coral Norte

A ENI irá implantar um segundo navio flutuante (Coral Norte FLNG) e anunciou sua decisão final de investimento (FID) em Outubro 2025⁴. A instalação FLNG destina-se a replicar o projecto Coral Sul.

De acordo com a companhia, o projecto tem uma capacidade nominal de 3,6 milhões de toneladas de GNL por ano (MTPA). Espera-se que Coral Norte comece a produção em 2028.

Exxon / Mamba / Área 4 / Rovuma LNG

Em 2019, foi aprovado o plano de desenvolvimento para um projecto onshore de dois trens de GNL onshore com uma capacidade de 15,2 MTPA⁵ e aproximadamente 10.000 barris por dia. As instalações de GNL serão desenvolvidas dentro do perímetro do contrato EPCC (o mesmo de Coral). A Área 4 Mamba, liderada pela Exxon, foi adiada para revisão do conceito. Em Março de 2023, a Exxon lançou um processo de concurso para redesenhar as

⁴<https://www.eni.com/en-IT/media/press-release/2025/10/pr-eni-announces-final-investment-decision-mozambique-coral-north-project.html>

⁵ <https://www.nsenergybusiness.com/projects/rovuma-lng-project-mozambique/>

instalações de GNL em terra (com capacidade de produção até 18mtpa)⁶ e agora busca uma FID em 2026⁷, o que significa, uma data de início de produção não antes de 2030.

Total / Golfinho-Atum / Área 1 / Mozambique LNG

Por sua vez, a Área 1 Golfinho/Atum, liderada pela Total, atingiu a FID em 2019. Em 26 de Abril de 2021, na sequência de distúrbios em Cabo Delgado, a Total declarou força maior. A Total sinalizou interesse em retomar o projecto, porém ainda não havia anunciado o levantamento da força maior na ocasião da elaboração das projecções do Cenário Fiscal 2026-2028. O projecto consiste na instalação onshore de dois trens com uma capacidade nominal de 13 MTPA⁸ para produzir os campos de gás Golfinho e Atum.

4. Termos Fiscais [Art.5.2b, Decreto n.º 13/2024]

De acordo com o Artigo 5 da Lei do FSM, as receitas a considerar são as provenientes da produção de GNL nas Áreas 1 e 4, ao largo da Bacia do Rovuma, e de futuros projectos de desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural. As fontes de receitas são:

- i. Imposto sobre a Produção do Petróleo (IPP);
- ii. Imposto sobre o Rendimento das Pessoas Colectivas (IRPC), incluindo imposto sobre as mais-valias;
- iii. Bónus de produção
- iv. Quota-parte do Estado no Petróleo Lucro

Nos primeiros anos de produção de GNL numa área contratual, a previsão das receitas do Estado é comparativamente simples e centra-se essencialmente em dois elementos: o Imposto sobre a Produção de Petróleo (IPP) e a quota-parte do Estado no Petróleo Lucro. Os bónus de produção são pagos em limites mensais predefinidos e, portanto, não irão gerar receitas do Estado adicionais quando o projecto de GNL estiver a funcionar perto da capacidade máxima. O Imposto sobre o Rendimento das Pessoas Coletivas (IRPC) será pago sobre o resultado líquido apenas após terem sido compensadas as perdas fiscais iniciais muito elevadas.

Cada um dos quatro fluxos de receitas do FSM é descrito em detalhe abaixo.

4.1 Imposto sobre a Produção de Petróleo (IPP)

Nos termos da Lei dos Petróleos e do Decreto n.º 19/2004, ao produzir, a Concessionária deve pagar mensalmente (em espécie ou em dinheiro) o Imposto sobre a Produção do Petróleo (IPP). As alíquotas do imposto são diferenciadas por produto (Petróleo Bruto ou Gás Natural), produção onshore ou offshore e, para este último, também por profundidade

⁶ Exxon Public announcement for expressions of interest

⁷<https://www.reuters.com/business/energy/exxon-expects-final-investment-decision-mozambique-lng-project-2026-2024-11-06/>

⁸ <https://www.reuters.com/sustainability/climate-energy/totalenergies-partners-lift-force-majeure-20-billion-mozambique-lng-project-2025-10-25/>

da água. As alíquotas do IPP são determinadas no momento da aprovação do Plano de Desenvolvimento do projecto.

Nos termos do Artigo 13 do Regulamento do Imposto sobre a Produção do Petróleo anexo ao Decreto n.º 19/2024 ou legislação posterior aplicável, a Concessionária apresentará ao serviço competente do Ministério das Finanças e do MIREM, até ao dia 20 de cada mês civil, uma declaração relativa ao mês anterior, incluindo as quantidades mensais produzidas, vendidas, armazenadas, perdas de produção (incluindo injeção de gás) e quaisquer outras informações relevantes para o cálculo.

A alíquota do IPP do EPCC de 2006 baseia-se na profundidade da água. O artigo 11.5.iv do EPCC estabelece que para águas com uma profundidade superior a 500 metros, a alíquota é de 2% para o gás natural e de 3% para o condensado (ver Anexo 2).

Tabela 2 apresenta as alíquotas do IPP assumidas no modelo para a Área 4 conforme o seu EPCC.

Tabela 2 - Imposto sobre a Produção de Petróleo

Termos fiscais	Área 4
Imposto sobre a produção - GNL	2,0%
Imposto sobre a produção - Condensado	3,0%

Fonte: Área 4 EPCC Secção 11.5(a)(iv)

Além disso, é de salientar que, de acordo com o Decreto-Lei (2014), os termos do contrato serão reabertos para renegociação ao fim de 10 anos, e novamente ao fim de 20 anos, após o início da produção. Caso as partes não concordem com novos termos, o Decreto-Lei (2014) especifica que a alíquota do IPP para o gás aumentará para 4% a partir do 10º aniversário das primeiras exportações e para 6% após o 20º aniversário (artigo 26.10).

O IPP no modelo é calculado anualmente e aplicado separadamente às receitas de condensado e GNL⁹.

4.2 Bónus de produção

Os bónus de produção devem ser pagos no início da produção e na passagem de dois limiares de produção negociáveis e não são recuperáveis. Os limiares de produção são medidos em barris de petróleo equivalente por dia¹⁰.

⁹ Para detalhes do cálculo, ver Anexo 9.

¹⁰ De acordo com o Artigo 12 (ii) do EPCC, a conversão para "boe" de gás natural em petróleo bruto é efectuada na base de 1 barril por cada 6.000 pés cúbicos padrão de gás natural.

Tabela 3 - Bónus de produção

Limiares	Área 4
No começo da Produção Comercial Inicial	1 milhão de dólares
Quando atingir, pela primeira vez, uma média diária de 25.000 boe	1 milhão de dólares
Quando atingir, pela primeira vez, uma tranche adicional média de 75.000 boe adicionais por dia	5 milhões de dólares

boe = barris de petróleo equivalente
Fonte: Área 4 EPCC Art.12 (ver Anexo 3)

Em Março de 2023, Moçambique recebeu 2 milhões de dólares em bónus relacionados com a produção de Coral Sul que começou no final de 2022 e atingiu pela primeira vez uma média diária de 25 mil boe.

Um novo limiar de produção foi atingido por volta do terceiro trimestre de 2023. Em agosto de 2024, Moçambique recebeu US\$ 5 milhões por atingir a marca de 75 mil boe/dia. Não são esperados mais pagamentos de bónus durante a duração do projecto Coral Sul.

4.3 Quota-parte do Estado no Petróleo Lucro

O núcleo do regime fiscal é um sistema de partilha da produção baseado numa afectação da produção em duas etapas.

- Em primeiro lugar, as Concessionárias recuperam os seus custos através de uma afectação da produção denominada "Petróleo Custo". Num determinado ano, esta afectação não pode exceder uma percentagem contractualmente especificada da produção total (ou seja, um limite de recuperação de custos) após o IPP, tal como estabelecido nos EPCC. Quaisquer montantes não recuperados num ano podem ser transportados para serem recuperados em anos subsequentes.
- Em segundo lugar, o volume de produção remanescente após a recuperação dos custos e as deduções do IPP, denominado "Petróleo Lucro", é dividido entre o Estado e as Concessionárias. É utilizada uma escala móvel para atribuir o Petróleo Lucro com base numa medida dos fluxos de caixa acumulados do projecto em relação aos custos de capital acumulados: um rácio conhecido como Factor R.

O movimento entre limiares é determinado pelo rácio (Factor R) das entradas de caixa acumuladas divididas pelos custos de capital acumulados e pelos juros capitalizados (EPCC Artigo 9.10 de 2006). As entradas de caixa são líquidas dos impostos sobre o rendimento de pessoas colectivas pagos e dos custos operacionais (incluindo custos de desmobilização e de juros, conforme descrito no Anexo C do EPCC).

Em termos de recuperação de custos, de acordo com a Secção 9.5 do EPCC da Área 4, o limite anual de recuperação de custos é fixado em 75% (ver Anexo 4).

Dado o peso relevante dos custos não recuperados em comparação com as entradas de caixa acumuladas do projecto, prevê-se que o Factor R se mantenha inferior a 1 durante mais tempo. Em 2024, o consórcio de Coral Sul reportou custos recuperáveis de cerca de USD 16 mil milhões¹¹, enquanto a receita bruta anual projectada é de aproximadamente USD 1,3 mil milhões.

Tabela 4 apresenta as percentagens da escala móvel do Factor R para a Área 4 que determinam a quota-parte do Estado no Petróleo Lucro.

Tabela 4 - Quota do Estado do Petróleo Lucro

Factor R	Quota do Estado do Petróleo Lucro
Menos de 1	15%
Entre 1 e 2	25%
Entre 2 e 3	35%
Entre 3 e 4	45%
Superior a 4	55%

Fonte: Área 4 EPCC Secção 9.10 (ver Anexo 5)

Assim sendo, para o ano fiscal de 2026, a previsão assume uma recuperação de custos de 75%, um Factor R inferior a 1 resultando numa quota-parte do Estado no Petróleo Lucro de 15%¹².

4.4 Imposto sobre o Rendimento das Pessoas Colectivas (IRPC)

O Imposto sobre o Rendimento de Pessoas Colectivas (IRPC) aplica-se ao rendimento tributável da Concessionária. O rendimento tributável é a combinação da afectação petrolífera de custo e da afectação do Petróleo Lucro menos as deduções para amortização de capital mais os custos operacionais, despesas de portagem, custos de juros e custos de desmobilização. De acordo com a Secção 11.4 do EPCC 2016 da Área 4, o Imposto sobre o Rendimento das Pessoas Colectivas é calculado separadamente para as empresas que irão deter e operar as instalações de GNL.

Uma redução de 25% da taxa de IRPC sobre o rendimento líquido é aplicada durante um período de 8 anos, com início no primeiro ano de produção (Secção 11.4 (i)). Depois disso, o IRPC será avaliado a uma taxa de 32% (ou à taxa em vigor nos termos da legislação aplicável, consoante a que for mais baixa).

Na determinação do resultado líquido da Concessionária, as amortizações serão efectuadas nos seguintes termos (Secção 11.4 (ii)):

¹¹<https://cartamz.com/carta-do-fim-do-mundo/47192/tribunal-administrativo-exige-rigorosidade-na-analise-dos-custos-recuperaveis-da-totalenergies/>

¹² Para detalhes do cálculo, ver Anexo 9.

- 100% para despesas em Operações de Pesquisa (incluindo perfuração e avaliação de poços)
- Taxa anual de 25% para despesas em Operações de Desenvolvimento e Produção (método linear)
- 100% no que respeita às despesas operacionais

A Concessionária tem alguma flexibilidade para a utilização de diferimentos e taxas de amortização (Secção 11.4 (bb) e (iii)) e também pode deduzir até 10% do rendimento tributável das despesas com a formação profissional de trabalhadores moçambicanos (Secção 11.4 (iv)).

Dadas estas disposições, o saldo actual de custos não recuperados, um teto anual de recuperação de custos de 75%, juntamente com as regras de depreciação e deduções, a Concessionária continuará a apresentar prejuízos fiscais em 2026. Na prática, o IRPC só se tornará uma fonte relevante de receitas do Estado quando a maior parte dos custos de capital tiver sido recuperada e os prejuízos fiscais existentes esgotados, o que poderá ocorrer em meados da década de 2030. Como descrito anteriormente, os custos recuperáveis em 2024 ainda se situam na ordem dos USD 16 mil milhões, enquanto a receita bruta anual projetada é de cerca de USD 1,3 mil milhões.

Assim sendo, presume-se que o IRPC será zero em 2026, dado que se espera que a Coral Sul, sob premissas realistas, continue a apresentar prejuízos fiscais durante vários anos, conforme descrito na Secção 4.3.

Pagamentos de Imposto sobre as Mais-Valias

Em 22 de maio de 2024, a Galp anunciou que tinha acordado vender a sua participação de 10% na Área 4 à ADNOC (empresa petrolífera nacional dos Emirados Árabes Unidos). Nessa altura, a Galp declarou que: *“Após a conclusão, a Galp receberá cerca de c.\$650 milhões pelas suas ações e empréstimos de acionistas, já líquidos de impostos sobre as mais-valias. Na data de referência da transação (31 de dezembro de 2023), os passivos de leasing eram de \$525 milhões. Pagamentos contingentes adicionais de \$100 milhões e \$400 milhões serão pagos com a decisão final de investimento de Coral Norte e Rovuma LNG, respetivamente.”*¹³

Em agosto de 2024, a Autoridade Reguladora da Concorrência de Moçambique (ARC) declarou que não se oporia à alienação da participação da Galp na Área 4, abrindo caminho para a conclusão da transação. Em março de 2025, a venda da participação de 10% da Galp na Área 4 à ADNOC foi concluída, e a Galp reportou um pagamento inicial de cerca de USD 0,9 mil milhões, com pagamentos contingentes adicionais de USD 100 milhões e USD 400

¹³https://www.galp.com/corp/Portals/0/Recursos/Investidores/SharedResources/Comunicados/EN/2024/2024_05_22_MozambiqueArea4.pdf

milhões ligados às decisões finais de investimento para a Coral Norte e a Rovuma LNG, respetivamente.¹⁴

Dada a natureza incerta deste fluxo de receitas, a previsão de receitas não incorpora valores específicos para o imposto sobre mais-valias.

5. Volumes de produção [Art.5.2c, Decreto n.º 13/2024]

Tal como explicado na Secção 3, para o ano fiscal 2026, apenas os volumes projectados de Coral Sul são considerados.

O cálculo das receitas projectadas do Estado começa com estimativas do volume de petróleo que será produzido e vendido.

É importante salientar alguns aspectos básicos para efeitos de cálculo:

- **Medidas:** A produção de GNL é medida em milhões de toneladas por ano (MTPA), enquanto as vendas de GNL são medidas e precificado em milhões de unidades térmicas britânicas (MMBTU). Algum petróleo líquido (condensado) produzido durante o processamento do gás natural é vendido separadamente e é medido e precificado em barris.
- **Calendário:** o ano de início do projecto deve ser definido com base nas melhores informações disponíveis.
- **Utilização da capacidade:** os pressupostos sobre a utilização da capacidade são relevantes. Deve esperar-se um aumento no primeiro ano e a manutenção programada também deve ser considerada ao atribuir o nível de utilização.

Conforme previsto no Artigo 5 do Decreto n.º 13/2024,

"6. A produção esperada é calculada com base em 90% da projecção da produção, de acordo com a informação fornecida pelo Instituto Nacional de Petróleo".

Esta disposição está relacionada com o facto de a utilização das instalações dever ter em conta as paragens para manutenção ou o tempo de inatividade operacional. De acordo com a International Gas Union¹⁵, a taxa de utilização da capacidade de GNL varia. Em 2021, a média comunicada da capacidade global em funcionamento foi de 80,4% da capacidade nominal, sendo que um terço atingiu taxas superiores a 90%.

Por conseguinte, a previsão considera 90% da produção anual bruta projectada dos projectos quando em máxima produção.

¹⁴ Atualização: Ainda em 2025, após um desacordo não resolvido com a Autoridade Tributária de Moçambique sobre o imposto sobre as mais-valias devido nesta transação, a Galp notificou formalmente o Estado de Moçambique da existência de um litígio ao abrigo dos acordos internacionais de proteção de investimento e indicou que iria procurar arbitragem internacional para contestar a avaliação fiscal. <https://www.galp.com/corp/pt/media/comunicados-de-imprensa/comunicado/id/1634/atualizacao-sobre-a-venda-da-participacao-na-area-4-em-mocambique>

¹⁵ IGU (2022, pág. 39)

De acordo com o Decreto FSM Art 5(6), o INP forneceu a produção esperada (GNL e condensado), conforme abaixo (Tabela 5).

Tabela 5 – Previsão de produção Coral Sul FLNG 2026

Produção	Unidade	2026
GNL	MMBtu/ano	171.289.170,00
Condensado	Barris/ano	1.532.100,00

Fonte: INP

A Tabela 6 apresenta o resultado dos volumes projectados de Coral Sul para o ano fiscal 2026, onde aplica-se o factor de 90%.

Tabela 6 - Pressuposto de produção Coral Sul – Ano Fiscal 2026

Produção	Unidade	2026
GNL	Mmbtu/ano	154.160.253
Condensado	Barris/ano	1.378.890

Nota: A produção da Coral Sul é assumida a 90% da produção esperada.

Fonte: Baseado na projecção do INP

6. Previsão do Preço do Petróleo [Art.5.2d e 5.2e, Decreto n.13/2024]

Para evitar que as receitas voláteis do GNL resultem em despesas orçamentais altamente voláteis, o montante das receitas do GNL transferidas para o orçamento do Estado baseia-se numa projecção que depende de um mecanismo de suavização dos preços.

6.1 Preços do Petróleo

A lei do FSM estipula que o Ministério das Finanças (MF) gerará no *Cenário Fiscal de Médio Prazo* (CFMP) uma previsão do preço do petróleo com base numa média móvel. O Artigo 5 do Decreto n.13/2024 descreve o método da média móvel da seguinte forma:

"3. A média móvel referida na alínea e) do número anterior é baseada nos preços históricos dos quatro anos imediatamente anteriores ao exercício em que a projecção é realizada, no preço actual e nas estimativas de preços para os dois anos subsequentes, conforme a fórmula abaixo:

$$MMS_n = \frac{x_{n-4} + x_{n-3} + x_{n-2} + x_{n-1} + x_n + x_{n+1} + x_{n+2}}{7}$$

Onde:

- MMS - Médias Móveis Simples;
- X - Preço petrolífero; e

- n - Ano fiscal em causa.

4. Os preços históricos e actuais de petróleo e gás são extraídos de publicações de instituições internacionais especializadas.

5. Os preços projectados são extraídos de publicações de bolsas internacionais de mercados futuros."

O método da média móvel de 4/1/2 considerado tem como fontes de dados as seguintes:

- **Preços históricos:** preços históricos de quatro (4) anos (2021-2024), com base nos preços médios mensais do Brent com prazo de validade determinado, tal como comunicados pela Energy Information Administration dos EUA (US EIA)¹⁶.
- **Preços actuais e futuros:** um (1) ano fiscal corrente e dois (2) anos de mercado de futuros com base nos preços mensais das cotações futuras do petróleo bruto Brent da CME¹⁷.

Uma vez que a preparação para o CFMP 2026-2028 ocorre no início do ano fiscal, os preços para o ano fiscal actual (2025) e para os anos futuros consideraram as cotações futuras de Brent a partir de 10 de fevereiro de 2025. Note-se que é importante registar claramente a data em que as cotações de preços foram obtidas, uma vez que os mercados futuros podem ser voláteis e que estas cotações são normalmente consideradas a melhor informação de mercado disponível nesse momento.

A Tabela 7 apresenta os resultados do cálculo da média móvel para o ano fiscal 2026.

Tabela 7 - Média móvel do preço do Brent (4/1/2) – Ano Fiscal 2026

Período	Unidade	2026
Preços médios móveis (4 anos passados, actuais e 2 futuros)	\$/bbl	\$ 78,11

Fonte: Calculado com base na US EIA e na CME (para mais pormenores, ver Anexo 6)

Uma vez calculados os preços previstos do Brent, são utilizados dois conjuntos diferentes de preços correspondentes aos produtos: GNL e condensado.

6.2 Preços efectivos dos produtos

Uma vez que os acordos de venda de gás para o GNL estão majoritariamente indexados ao petróleo, tanto o preço de venda de GNL como o preço do condensado são calculados com base na previsão dos preços do petróleo (petróleo Brent) e calculados como FOB.

Os preços do GNL em \$/mmbtu estão ligados ao preço do petróleo em \$/barril através de uma percentagem (também conhecida como "inclinação"). A previsão utiliza as percentagens fornecidas pelo INP para os projectos da Área 4, que consistem em 10,272%

¹⁶ Ver Anexo 7.

¹⁷ Dados CME obtidos em 10 de fevereiro de 2025, ver Anexo 8.

do preço do Brent Crude. Por sua vez, os preços do condensado são frequentemente vendidos a \$/barril, considerando um prêmio ou desconto em relação aos preços do Brent, dependendo das condições comerciais dos produtos. Diferentemente das condições comerciais do GNL, o MF não possui informações sobre contratos de venda de condensado e por enquanto depende de estimativas de desconto a partir de dados históricos.

Com base na reconciliação dos dados de vendas da MRV, Coral Sul em 2023 apresentou um desconto médio de preço para o condensado de cerca de 13% em comparação com os preços do Brent. Este desconto diminuiu gradualmente ao longo de 2024, resultando em uma média de 7,5% naquele ano. Tendo em conta esta tendência, a previsão assume um desconto médio de 8% para o preço de venda do condensado.

A Tabela 8 apresenta o resultado da previsão dos preços dos projectos de GNL para o ano fiscal 2026.

Tabela 8 - Pressupostos de preços dos produtos – Ano Fiscal 2026

Previsão de preços	Unidade	2026
Média móvel dos preços (4 anos passados, actuais e 2 futuros)	\$/bbl	\$ 78,11
GNL (preço FOB)	\$/mmbtu	\$ 8,02
Condensado (preço FOB)	\$/bbl	\$ 71,86

Fonte: Calculado com base na US EIA, CME, contratos de venda de gás e relatórios mensais da MRV

7. Receitas Projectadas e Afecção

Com base nas informações e nos cálculos descritos para Coral Sul, as receitas do Estado são calculadas para o CFMP 2026-2028 e para a proposta de orçamento do exercício fiscal de 2026, que exigirá a certificação de um perito independente. Figura 3 ilustra o processo de cálculo das receitas projectadas e a afecção das receitas ao orçamento e fundo do Estado.

Figura 3 - Processos de cálculo e afectação das receitas estatais projectadas de GNL



Uma vez estimados os volumes de GNL e de condensado e os respectivos preços de venda efectivos, são calculadas as receitas brutas. A Tabela 9 apresenta os resultados da projecção de receitas brutas dos produtos de Coral Sul para o ano fiscal 2026.

Tabela 9 - Receitas Brutas Projectadas da Area 4 – Ano Fiscal 2026

	Unidade	2026
Receita Bruta Area 4	<i>milhões USD</i>	1.336,0
<i>Receita do GNL</i>	<i>milhões USD</i>	1.236,9
<i>Receita de condensado</i>	<i>milhões USD</i>	99,1

Considerando o regime fiscal da Área 4, a Tabela 10 apresenta a proposta de receitas projectadas do Estado num total de **USD 76,8 milhões** para o ano fiscal de 2026 a ser aprovado.

Tabela 10 - Receitas Projectadas do Estado – Ano Fiscal 2026

	Unidade	2026
Total Receitas do Estado	<i>milhões USD</i>	76,8
<i>Bónus de Produção</i>	<i>milhões USD</i>	-
<i>Imposto de Produção do Petróleo (IPP)</i>	<i>milhões USD</i>	27,7
<i>Petróleo Lucro</i>	<i>milhões USD</i>	49,1

Por sua vez, a Tabela 11 apresenta as receitas de **USD 46,1 milhões** que serão afectadas ao Orçamento do Estado (CUT-OE) para os ano fiscal de 2026. As receitas restantes, sejam maiores ou menores que 40% das receitas projectadas, devem ser transferidas para a FSM (CUF).

Tabela 11 - Afectação das Receitas Projectadas de GNL do Estado

	Unidade	2026
Total Receitas do Estado	<i>milhões USD</i>	76,8
<i>60% ao Orçamento do Estado (CUT-OE)</i>	<i>milhões USD</i>	46,1

ANEXO

Anexo 1 – Previsão de Receitas do GNL no CFMP 2026-2028

Tabela 12 - Previsão da alocação das Receitas do GNL no âmbito da Lei do FSM

Tabela. Afecção das Receitas do Estado LNG Segundo a Lei do	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Fundo Soberano	Real	Real	Real	Lei	<<Projeção CFMP>>		
Afectação de Receitas do Estado (USD milhões)	6,3	75,4	91,8	79,2	76,8	77,8	75,7
60% ao Orçamento do Estado (CUT-OE)	3,8	45,2	55,1	47,5	46,1	46,7	27,3
40% ao FSM (estimada) (CUF)	2,5	30,2	36,7	31,7	30,7	31,1	48,4
Afectação de Receitas do Estado (milhões MZN)	405,4	4 768,6	5 866,3	5 058,1	4 905,7	4 969,7	4 837,2
60% ao Orçamento do Estado (CUT-OE)	243,2	2 861,1	3 519,8	3 034,8	2 943,4	2 981,8	1 744,5
40% ao FSM (estimada) (CUF)	162,2	1 907,4	2 346,5	2 023,2	1 962,3	1 987,9	3 092,8
<i>Em % da Receita Total do ESTADO</i>							
Afectação de Receitas do Estado	0,14%	1,45%	1,67%	1,31%	1,15%	1,08%	0,94%
60% ao Orçamento do Estado (CUT-OE)	0,09%	0,87%	1,00%	0,79%	0,69%	0,65%	0,34%
40% ao FSM (estimada) (CUF)	0,06%	0,58%	0,67%	0,52%	0,46%	0,43%	0,60%
<i>Em % do PIB</i>							
Afectação de Receitas do Estado	0,03%	0,34%	0,40%	0,33%	0,30%	0,28%	0,25%
60% ao Orçamento do Estado (CUT-OE)	0,02%	0,22%	0,24%	0,20%	0,18%	0,17%	0,09%
40% ao FSM (estimada) (CUF)	0,01%	0,14%	0,16%	0,13%	0,12%	0,11%	0,16%

Fonte: MPD, IMF, FMO-WBG

Taxa de câmbio: 62,9 MZN/USD (programação)

Fonte: MPD-MF, QM e Mapa Fiscal projecções 2026-2028

Anexo 2 - Provisões do EPCC da Área 4 para a alíquotas do IPP por profundidade de água

11.5a)	Nos termos da Lei dos Petróleos e do Decreto n.º 19/04, de 2 de Junho, a Concessionária deverá entregar ao Governo, em espécie, a título de imposto sobre a Produção do Petróleo:
i)	uma quantidade correspondente a 5% (cinco por cento) relativamente ao Gás Natural produzido a partir de depósitos localizados na Área do Contrato situada em terra; uma quantidade correspondente a 8% (oito por cento) relativamente ao Petróleo Bruto produzido a partir de depósitos localizados na Área do Contrato situada em terra;
ii)	uma quantidade correspondente a 4% (quatro por cento) relativamente ao Gás Natural produzido a partir de depósitos localizados na Área do Contrato em águas de profundidade inferior a 100 (cem) metros, e uma quantidade correspondente a 7% (sete por cento) relativamente ao Petróleo Bruto produzido a partir de depósitos localizados na Área do Contrato em águas de profundidade inferior a 100 (cem) metros;
iii)	uma quantidade correspondente a 3% (três por cento) relativamente ao Gás Natural produzido a partir de depósitos localizados na Área do Contrato em águas de profundidade igual ou superior a 100 (cem) metros e inferior a 500 (quinhentos) metros, e uma quantidade correspondente a 5% (cinco por cento) relativamente ao Petróleo Bruto produzido a partir de depósitos localizados na Área do Contrato em águas de profundidade igual ou superior a 100 (cem) metros e inferior a 500 (quinhentos) metros;
iv)	uma quantidade correspondente a 2% (dois por cento) relativamente ao Gás Natural produzido a partir de depósitos localizados na Área do Contrato em águas de profundidade igual ou superior a 500 (quinhentos) metros, e uma quantidade correspondente a 3% (três por cento) relativamente ao Petróleo Bruto produzido a partir de depósitos localizados na Área do Contrato em águas de profundidade igual ou superior a 500 (quinhentos) metros;

Fonte: A4 2006 EPCC Art. 11, pág 46

Anexo 3 - Limiares e montantes do Bónus de Produção

	Bónus de Produção a pagar em Dólares dos Estados Unidos da América
No começo da Produção Comercial Inicial	\$ 1,000,000.00
Quando a produção da Área do Contrato atingir, pela primeira vez, no período de um mês, uma média diária de 25,000 BOE	\$ 1,000,000.00
Quando a produção da Área do Contrato atingir, pela primeira vez, no período de um mês, uma tranche adicional média de 75,000 BOE por dia	\$ 5,000,000.00

Fonte: A4 2006 EPCC Art.12, página 50.

Anexo 4 – Provisões do EPCC da Área 4 para o Limite de Recuperação de Custos

9.5 Em cada ano civil, o Petróleo de Custo limitar-se-á a setenta e cinco por cento (75%) do Petróleo Disponível.

Fonte: A4 2006 EPCC, pág 31

Anexo 5 - Factor R e quota-parte do Petróleo Lucro do Estado e da Concessionária

Factor R	Quota-parte do Governo	Quota-parte da Concessionária
Inferior a um	15%	85%
Igual ou superior a um e inferior a dois	25%	75%
Igual ou superior a dois e inferior a três	35%	65%
Igual ou superior a três e inferior a quatro	45%	55%
Igual ou superior a quatro	55%	45%

Fonte: Área 4 EPCC Secção 9.10, página 34

Anexo 6 - Média móvel do preço do petróleo 2026

Período		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Premissas para a previsão		2025 (histórico + CME)											
Média Anual - Preço Histórico do Petróleo (Dated Brent)	Unidade \$/bbl	70,86	100,93	82,49	80,53	-	-	-	-	-	-	-	-
Média Anual - Preço Futuro do Petróleo (Brent Crude - CME)	\$/bbl	-	-	-	80,53	74,58	70,75	69,12	68,39	67,95	67,78	67,62	67,54
Média Anual - Série de Preços	\$/bbl	70,86	100,93	82,49	80,53	74,58	70,75	69,12	68,39	67,95	67,78	67,62	67,54
Resultados Previsão de Médio Prazo		2026											
Preços Projectados (4 anos anteriores, ano corrente e 2 futuros)	\$/bbl	78,11											

Fonte: Cálculo do MF

Anexo 7 – Preços históricos do Petróleo Brent

Europe Brent Spot Price FOB (Dollars per Barrel)										
Decade	Year-0	Year-1	Year-2	Year-3	Year-4	Year-5	Year-6	Year-7	Year-8	Year-9
1980's								18.53	14.91	18.23
1990's	23.76	20.04	19.32	17.01	15.86	17.02	20.64	19.11	12.76	17.90
2000's	28.66	24.46	24.99	28.85	38.26	54.57	65.16	72.44	96.94	61.74
2010's	79.61	111.26	111.63	108.56	98.97	52.32	43.64	54.13	71.34	64.30
2020's	41.96	70.86	100.93	82.49	80.52					

- = No Data Reported; -- = Not Applicable; NA = Not Available; W = Withheld to avoid disclosure of individual company data.

Release Date: 12/3/2025
Next Release Date: 12/10/2025

Fonte: US EIA

Anexo 8 - Cotações futuras do Brent na CME - 10 de fevereiro de 2025

← Crude Oil futures and options

View an Energy Product ▾

Brent Crude Oil

Futures and Options

GLOBEX CODE ⓘ

LAST

CHANGE

VOLUME

BBJ5

-

-

-

📁 WATCHLISTS

Last Updated 11 Feb 2025 07:01:43 AM CT. Market data is delayed by at least 10 minutes

OVERVIEW

QUOTES

SETTLEMENTS

VOLUME & OI

TIME & S

FUTURES

OPTIONS ▾

BRENT CRUDE OIL FUTURES - QUOTES

VENUE: GLOBEX

🔒 ☐ AUTO-REFRESH IS OFF

Last Updated 11 Feb 2025 07:00:43 AM CT. Market data is delayed by at least 10 minutes.

MONTH	OPTIONS	CHART	LAST	CHANGE	PRIOR SETTLE	OPEN	HIGH	LOW	VOLUME	UPDATED
📅 APR 2025 BBJ5	OPT	📊	-	-	75.87	-	-	-	0	17:57:35 CT 10 Feb 2025
📅 MAY 2025 BBK5	OPT	📊	-	-	75.43	-	-	-	0	17:55:43 CT 10 Feb 2025
📅 JUN 2025 BBM5	OPT	📊	-	-	74.96	-	-	-	0	17:57:45 CT 10 Feb 2025
📅 JUL 2025 BBN5	OPT	📊	-	-	74.49	-	-	-	0	17:56:45 CT 10 Feb 2025
📅 AUG 2025 BBQ5	OPT	📊	-	-	74.02	-	-	-	0	17:56:07 CT 10 Feb 2025

MONTH	OPTIONS	CHART	LAST	CHANGE	PRIOR SETTLE	OPEN	HIGH	LOW	VOLUME	UPDATED
 SEP 2025 BBU5	 OPT		-	-	73.56	-	-	-	0	17:55:35 CT 10 Feb 2025
 OCT 2025 BBV5	 OPT		-	-	73.12	-	-	-	0	17:56:58 CT 10 Feb 2025
 NOV 2025 BBX5	 OPT		-	-	72.71	-	-	-	0	17:56:31 CT 10 Feb 2025
 DEC 2025 BBZ5	 OPT		-	-	72.33	-	-	-	0	17:55:59 CT 10 Feb 2025
 JAN 2026 BBF6	 OPT		-	-	71.98	-	-	-	0	17:57:02 CT 10 Feb 2025
 FEB 2026 BBG6	 OPT		-	-	71.67	-	-	-	0	17:56:14 CT 10 Feb 2025
 MAR 2026 BBH6	 OPT		-	-	71.39	-	-	-	0	17:55:45 CT 10 Feb 2025
 APR 2026 BBJ6	 OPT		-	-	71.15	-	-	-	0	17:56:15 CT 10 Feb 2025
 MAY 2026 BBK6	 OPT		-	-	70.95	-	-	-	0	17:57:15 CT 10 Feb 2025
 JUN 2026 BBM6	 OPT		-	-	70.77	-	-	-	0	17:57:52 CT 10 Feb 2025
 JUL 2026 BBN6	 OPT		-	-	70.59	-	-	-	0	17:56:15 CT 10 Feb 2025
 AUG 2026 BBQ6	 OPT		-	-	70.41	-	-	-	0	17:57:51 CT 10 Feb 2025
 SEP 2026 BBU6	 OPT		-	-	70.23	-	-	-	0	17:55:56 CT 10 Feb 2025
 OCT 2026 BBV6	 OPT		-	-	70.08	-	-	-	0	17:55:57 CT 10 Feb 2025
 NOV 2026 BBX6	 OPT		-	-	69.94	-	-	-	0	17:56:59 CT 10 Feb 2025
 DEC 2026 BBZ6	 OPT		-	-	69.80	-	-	-	0	17:57:30 CT 10 Feb 2025

MONTH	OPTIONS	CHART	LAST	CHANGE	PRIOR SETTLE	OPEN	HIGH	LOW	VOLUME	UPDATED
 JAN 2027 BBF7			-	-	69.65	-	-	-	0	17:56:23 CT 10 Feb 2025
 FEB 2027 BBG7			-	-	69.52	-	-	-	0	17:56:53 CT 10 Feb 2025
 MAR 2027 BBH7			-	-	69.41	-	-	-	0	17:56:25 CT 10 Feb 2025
 APR 2027 BBJ7			-	-	69.31	-	-	-	0	17:57:52 CT 10 Feb 2025
 MAY 2027 BBK7			-	-	69.23	-	-	-	0	17:57:11 CT 10 Feb 2025
 JUN 2027 BBM7			-	-	69.15	-	-	-	0	17:57:21 CT 10 Feb 2025
 JUL 2027 BBN7			-	-	69.05	-	-	-	0	17:56:36 CT 10 Feb 2025
 AUG 2027 BBQ7			-	-	68.96	-	-	-	0	17:56:51 CT 10 Feb 2025
 SEP 2027 BBU7			-	-	68.88	-	-	-	0	17:57:40 CT 10 Feb 2025
 OCT 2027 BBV7			-	-	68.81	-	-	-	0	17:55:52 CT 10 Feb 2025
 NOV 2027 BBX7			-	-	68.74	-	-	-	0	17:56:16 CT 10 Feb 2025
 DEC 2027 BBZ7			-	-	68.68	-	-	-	0	17:56:11 CT 10 Feb 2025
 JAN 2028 BBF8			-	-	68.62	-	-	-	0	17:55:35 CT 10 Feb 2025
 FEB 2028 BBG8			-	-	68.59	-	-	-	0	17:55:41 CT 10 Feb 2025
 MAR 2028 BBH8			-	-	68.55	-	-	-	0	17:57:21 CT 10 Feb 2025
 APR 2028 BBJ8			-	-	68.50	-	-	-	0	17:56:48 CT 10 Feb 2025

MONTH	OPTIONS	CHART	LAST	CHANGE	PRIOR SETTLE	OPEN	HIGH	LOW	VOLUME	UPDATED
 MAY 2028 BBK8	 OPT		-	-	68.45	-	-	-	0	17:55:49 CT 10 Feb 2025
 JUN 2028 BBM8	 OPT		-	-	68.41	-	-	-	0	17:55:37 CT 10 Feb 2025
 JUL 2028 BBN8	 OPT		-	-	68.38	-	-	-	0	17:57:23 CT 10 Feb 2025
 AUG 2028 BBQ8	 OPT		-	-	68.34	-	-	-	0	17:57:40 CT 10 Feb 2025
 SEP 2028 BBU8	 OPT		-	-	68.29	-	-	-	0	17:57:14 CT 10 Feb 2025
 OCT 2028 BBV8	 OPT		-	-	68.23	-	-	-	0	17:55:57 CT 10 Feb 2025
 NOV 2028 BBX8	 OPT		-	-	68.17	-	-	-	0	17:56:59 CT 10 Feb 2025
 DEC 2028 BBZ8	 OPT		-	-	68.15	-	-	-	0	17:57:15 CT 10 Feb 2025
 JAN 2029 BBF9	 OPT		-	-	68.09	-	-	-	0	17:57:39 CT 10 Feb 2025
 FEB 2029 BBG9	 OPT		-	-	68.06	-	-	-	0	17:57:19 CT 10 Feb 2025
 MAR 2029 BBH9	 OPT		-	-	68.03	-	-	-	0	17:57:48 CT 10 Feb 2025
 APR 2029 BBJ9	 OPT		-	-	68.00	-	-	-	0	17:57:23 CT 10 Feb 2025
 MAY 2029 BBK9	 OPT		-	-	67.97	-	-	-	0	17:57:02 CT 10 Feb 2025
 JUN 2029 BBM9	 OPT		-	-	67.94	-	-	-	0	17:56:35 CT 10 Feb 2025
 JUL 2029 BBN9	 OPT		-	-	67.93	-	-	-	0	17:56:32 CT 10 Feb 2025
 AUG 2029 BBQ9	 OPT		-	-	67.92	-	-	-	0	17:56:06 CT 10 Feb 2025

MONTH	OPTIONS	CHART	LAST	CHANGE	PRIOR SETTLE	OPEN	HIGH	LOW	VOLUME	UPDATED
 SEP 2029 BBU9			-	-	67.90	-	-	-	0	17:56:37 CT 10 Feb 2025
 OCT 2029 BBV9			-	-	67.88	-	-	-	0	17:57:39 CT 10 Feb 2025
 NOV 2029 BBX9			-	-	67.86	-	-	-	0	17:57:05 CT 10 Feb 2025
 DEC 2029 BBZ9			-	-	67.85	-	-	-	0	17:57:13 CT 10 Feb 2025
 JAN 2030 BBF0			-	-	67.84	-	-	-	0	17:56:10 CT 10 Feb 2025
 FEB 2030 BBG0			-	-	67.83	-	-	-	0	17:56:22 CT 10 Feb 2025
 MAR 2030 BBH0			-	-	67.81	-	-	-	0	17:56:01 CT 10 Feb 2025
 APR 2030 BBJ0			-	-	67.80	-	-	-	0	17:57:00 CT 10 Feb 2025
 MAY 2030 BBK0			-	-	67.79	-	-	-	0	17:56:48 CT 10 Feb 2025
 JUN 2030 BBM0			-	-	67.78	-	-	-	0	17:57:08 CT 10 Feb 2025
 JUL 2030 BBN0			-	-	67.78	-	-	-	0	17:57:36 CT 10 Feb 2025
 AUG 2030 BBQ0			-	-	67.78	-	-	-	0	17:57:48 CT 10 Feb 2025
 SEP 2030 BBU0			-	-	67.77	-	-	-	0	17:56:34 CT 10 Feb 2025
 OCT 2030 BBV0			-	-	67.76	-	-	-	0	17:56:50 CT 10 Feb 2025
 NOV 2030 BBX0			-	-	67.73	-	-	-	0	17:56:06 CT 10 Feb 2025
 DEC 2030 BBZ0			-	-	67.71	-	-	-	0	17:55:56 CT 10 Feb 2025

MONTH	OPTIONS	CHART	LAST	CHANGE	PRIOR SETTLE	OPEN	HIGH	LOW	VOLUME	UPDATED
 JAN 2031 BBF1			-	-	67.69	-	-	-	0	17:56:25 CT 10 Feb 2025
 FEB 2031 BBG1			-	-	67.67	-	-	-	0	17:57:12 CT 10 Feb 2025
 MAR 2031 BBH1			-	-	67.65	-	-	-	0	17:57:17 CT 10 Feb 2025
 APR 2031 BBJ1			-	-	67.64	-	-	-	0	17:57:17 CT 10 Feb 2025
 MAY 2031 BBK1			-	-	67.63	-	-	-	0	17:57:17 CT 10 Feb 2025
 JUN 2031 BBM1			-	-	67.62	-	-	-	0	17:56:42 CT 10 Feb 2025
 JUL 2031 BBN1			-	-	67.61	-	-	-	0	17:56:55 CT 10 Feb 2025
 AUG 2031 BBQ1			-	-	67.60	-	-	-	0	17:57:17 CT 10 Feb 2025
 SEP 2031 BBU1			-	-	67.59	-	-	-	0	17:56:25 CT 10 Feb 2025
 OCT 2031 BBV1			-	-	67.58	-	-	-	0	17:57:12 CT 10 Feb 2025
 NOV 2031 BBX1			-	-	67.57	-	-	-	0	17:57:17 CT 10 Feb 2025
 DEC 2031 BBZ1			-	-	67.57	-	-	-	0	17:57:17 CT 10 Feb 2025
 JAN 2032 BBF2			-	-	67.56	-	-	-	0	17:57:00 CT 10 Feb 2025
 FEB 2032 BBG2			-	-	67.55	-	-	-	0	17:57:00 CT 10 Feb 2025
 MAR 2032 BBH2			-	-	67.54	-	-	-	0	17:56:51 CT 10 Feb 2025
 APR 2032 BBJ2			-	-	67.54	-	-	-	0	17:57:00 CT 10 Feb 2025



MONTH	OPTIONS	CHART	LAST	CHANGE	PRIOR SETTLE	OPEN	HIGH	LOW	VOLUME	UPDATED
 MAY 2032 BBK2			-	-	67.54	-	-	-	0	17:56:29 CT 10 Feb 2025
 JUN 2032 BBM2			-	-	67.54	-	-	-	0	17:56:29 CT 10 Feb 2025
 JUL 2032 BBN2			-	-	67.54	-	-	-	0	17:56:56 CT 10 Feb 2025
 AUG 2032 BBQ2			-	-	67.54	-	-	-	0	17:56:56 CT 10 Feb 2025
 SEP 2032 BBU2			-	-	67.54	-	-	-	0	17:56:51 CT 10 Feb 2025
 OCT 2032 BBV2			-	-	67.54	-	-	-	0	17:56:29 CT 10 Feb 2025
 NOV 2032 BBX2			-	-	67.54	-	-	-	0	17:56:32 CT 10 Feb 2025
 DEC 2032 BBZ2			-	-	67.54	-	-	-	0	17:56:56 CT 10 Feb 2025

[About this Report](#)

[Return to top](#)

All market data contained within the CME Group website should be considered as a reference only and should not be used as validation against, nor as a complement to, real-time market data feeds. Settlement prices on instruments without open interest or volume are provided for web users only and are not published on Market Data Platform (MDP). These prices are not based on market activity.

OPEC Watch



Stay up to date with the probabilities of certain outcomes of the next OPEC meeting using NYMEX WTI Crude Oil option prices.

Interactive Expiration Calendar



Use this calendar to find relevant product dates and CME Group holiday hours.

Option Settlement Tools



Analyze settlement values for all CME Group options products, including both settlement prices and implied volatilities.

Open Interest Profile Tool



Analyze open interest and open interest change patterns for each expiration within the selected product.

Fonte: CME

Anexo 9 – Cálculo de Receitas do GNL ao Ano Fiscal 2026 – Projecção Area 4

ÁREA 4 - CORAL SUL

1.	Premissas de entrada para Receita Bruta	Unidades	Fontes de dados de entrada	Período: 2026	
Coral Sul					
(1.a)	% assumida de utilização da capacidade do FLNG Coral Sul	% da capacidade anual do FLNG		90%	
(1.b)	Capacidade total para venda do GNL	mmbtu por ano	INP	176.764.160	
(1.c)	Volume de vendas do GNL na capacidade % de entrada	mmbtu por ano	Aplicado % de produção esperada anual	159.087.744	(1.a)*(1.b)
(1.d)	Volume de vendas de condensado na capacidade total	barris por ano	INP	1.591.591	
(1.e)	Volume de vendas de condensado na % de capacidade de entrada	barris por ano	Aplicado % de produção esperada anual	1.432.432	(1.a)*(1.d)
Volumes Totais					
(1.1)	Volume total de vendas do GNL			159.087.744	(1.b)
(1.2)	Volume total de vendas de condensado			1.432.432	(1.e)
(1.3)	Previsão de preço do Brent	\$/barril	Método Média Móvel 7 anos	78,11	
(1.4)	Diferencial do condensado para o Brent	% de desconto.	Média em histórico de vendas	-8,00%	
(1.5)	Preço de venda FOB condensado	\$/barril	Aplicado desconto do condensado	71,86	(1.3)*(1 + (1.4))
(1.6)	Preço do GNL por mmbtu como % do Brent	% do preço do Brent		10,272%	
(1.7)	Preço de venda FOB do GNL	\$/mmbtu		8,02	(1.3) * (1.6)
2. Cálculos de Receitas Brutas - Área 4					
(2.1)	Receita do GNL	\$ Milhões		1.276,4	(1.1) * (1.7)
(2.2)	Receita de condensado	\$ Milhões		102,9	(1.2) * (1.5)
(2.3)	Total Receita bruta	\$ Milhões		1.379,4	(2.1) * (2.2)

CÁLCULO DE RECEITAS DO ESTADO

3.	Premissas de Entrada de Receitas do Estado - Área 4				
(3.1)	IPP — Gás	% da Receita Bruta de GNL	Area 4 EPCC Sect11.5(a)(iv)	2,0%	
(3.2)	IPP – Condensado	% da Receita Bruta de Condensado	Area 4 EPCC Sect11.5(a)(iv)	3,0%	
(3.3)	Limite de recuperação de custos anual	% da Receita Bruta menos IPP	Area 4 EPCC Sect 9.5	75,0%	
(3.4)	Participação no Petróleo Lucro (Gás) do Estado quando R<1	% do Petróleo Lucro	Area 4 EPCC Sect 9.10	15,0%	
4. Cálculos de Receita do Estado - Área 4					
(4.1)	IPP - Gás (2% da Receita Bruta de gás)	\$ Milhões		25,5	(2.1) * 2%
(4.2)	IPP - Líquidos (3% da Receita Bruta de líquidos)	\$ Milhões		3,1	(2.2) * 3%
(4.3)	Receita líquida após IPP	\$ Milhões		1.350,8	(2.3)-(4.1)- (4.2)
(4.4)	Receita líquida alocada a custos (75%)	\$ Milhões		1.013,1	(4.3) * 75%
(4.5)	Petróleo Lucro disponível após recuperação de custos	\$ Milhões		337,7	(4.3) - (4.4)
(4.6)	Participação do Estado no Petróleo Lucro	%		15%	
(4.7)	Participação do Estado no Petróleo Lucro	\$ Milhões		50,7	(4.5) * (4.6)
(4.8)	Bônus de Produção	\$ Milhões		-	
(4.9)	Imposto sobre a Renda (IRPC)	\$ Milhões		-	
(4.10)	Projecção de Receitas do Estado - Área 4	\$ Milhões		79,3	
(4.11)	% das receitas do Estado no projecto	% da Receita Bruta		5,75%	(4.10) / (2.3)