



# ESTIMATIVA DE PRODUÇÃO DOS CONTRATOS DE PARTILHA E DE ARRECADAÇÃO PARA OS COFRES PÚBLICOS NO PERÍODO 2025-2034

Dezembro 2024

## AVISO

Este estudo é elaborado internamente pela equipe da PPSA (Pré-Sal Petróleo) e é baseado em informações atuais e confiáveis. O estudo, entretanto, apresenta projeções baseadas em dados apurados nos Planos de Desenvolvimento dos projetos, nos Programas Anuais de Produção dos operadores e na perspectiva da PPSA. Esses dados estão sujeitos a incertezas, razão pela qual tais projeções podem diferir substancialmente dos resultados ou eventos futuros reais. A PPSA isenta-se de responsabilidade por decisões ou ações realizadas fundamentadas nas informações deste documento.

## SUMÁRIO

<b>1</b>   Sobre o estudo e o papel da PPSA.....	4	<b>10</b>   Disponibilidade de gás natural em regime de partilha .....	20
<b>2</b>   O regime de partilha .....	5	<b>11</b>   Produção de gás natural da União .....	21
<b>3</b>   Contratos de partilha em vigor .....	8	<b>12</b>   Estimativa de produção de gás natural acumulada .....	24
<b>4</b>   Os acordos de individualização da produção.....	9	<b>13</b>   Investimentos .....	25
<b>5</b>   Comercialização das parcelas de óleo e gás da União .....	10	<b>14</b>   Intensidade média de carbono dos campos em regime de partilha ...	29
<b>6</b>   Metodologia do estudo .....	12	<b>15</b>   Comercialização do petróleo e gás natural da União.....	30
<b>7</b>   Produção de óleo em regime de partilha .....	15	<b>16</b>   Receitas destinadas aos cofres públicos.....	31
<b>8</b>   Produção de óleo da União .....	16	<b>17</b>   Expediente.....	33
<b>9</b>   Estimativa de produção de óleo acumulada .....	19		

# 1. SOBRE O ESTUDO E O PAPEL DA PPSA

A PPSA (Pré-Sal Petróleo) é uma empresa pública federal, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, responsável pela gestão dos contratos em regime de partilha, pela representação da União nos acordos de individualização da produção e pela comercialização das parcelas de petróleo e gás natural da União.

Esta é a sétima edição deste trabalho. Nesta versão, objetiva-se uma projeção do cenário para os próximos 10 anos (2025-2034), estimando a produção de petróleo e gás natural dos contratos de partilha e a parcela de direito da União nestes contratos. Ao estimar a produção da União no decênio, o estudo também considera a participação que o governo detém nos acordos de individualização da produção que contam com áreas não contratadas. Essas projeções funcionam como base para o planejamento, identificação de demandas para o mercado e gestão das atividades da empresa.

Pela primeira vez, ao estimar as produções de óleo da União, a arrecadação com a comercialização das parcelas de óleo e gás da União e as demais receitas governamentais, o estudo passa a contemplar três cenários com o intuito de ampliar a faixa de projeções. São eles: Cenário Mais Provável, Cenário Otimista e Cenário Pessimista.

Como inovação, ao analisar os investimentos futuros, o estudo agora apresenta o volume de poços, segmentado entre poços exploratórios e os em desenvolvimento e produção. Por fim, em linha com o compromisso da PPSA de fomentar a descarbonização nos contratos de partilha, o trabalho apresenta um quadro com a intensidade média de carbono nos projetos que estão operando sob este regime.

Para ampliar a análise, em alguns dos gráficos apresentados também foram incluídos um histórico dos volumes realizados nos últimos cinco anos.

Os dados aqui apresentados também constam do [Painel de Arrecadação](#) no site da PPSA.



## 2. O REGIME DE PARTILHA



*FPSO Pioneiro de Libra*

Apesar de ter sido criado em 2010, pela Lei nº 12.351/2010, o regime de partilha se tornou efetivo em 2013, quando foi realizada a 1ª Rodada de Partilha de Produção, que ofertou o Contrato de Libra, arrematado pelo consórcio composto por Petrobras, Shell, Total, CNPC e CNOOC.

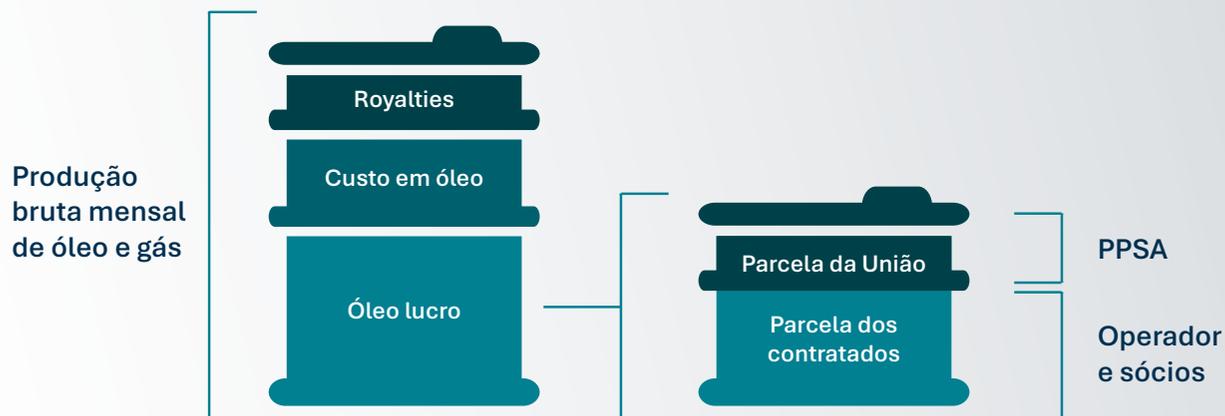
No regime de partilha de produção, os blocos para oferta de áreas são leiloados pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) com bônus de assinatura fixo, sendo vencedor o consórcio ou a empresa que ofertar o maior percentual de Excedente em Óleo para a União. Os contratos são assinados, em nome da União, pelo Ministério de Minas e Energia (MME) e são geridos pela PPSA.

A principal diferença deste regime com relação aos regimes de concessão e cessão onerosa é que a União passa a fazer jus a uma parcela de óleo e de gás, tão logo os contratos comecem a produzir e por toda a vida do projeto. A parcela da União varia a cada contrato. Atualmente, a menor alíquota ofertada à União é de 5,8% no contrato de Bumerangue e a maior é de 80% em Entorno de Sapinhoá.

## 2. O REGIME DE PARTILHA

Para calcular a participação em petróleo e gás da União e dos demais parceiros de cada projeto, desconta-se, do total de produção do campo, os royalties devidos e os dispêndios necessários à operação passíveis de serem reconhecidos como “custo em óleo”. Após os descontos, chega-se então ao chamado “excedente em óleo” (total de produção menos os volumes correspondentes ao custo em óleo e aos royalties devidos) que é, então, repartido entre as empresas participantes do consórcio e a União, considerando a percentual base definido no leilão (sabendo-se que esse valor varia em função do preço do petróleo e da vazão média de óleo por poço).

Este estudo estima o volume total a ser produzido no país nos próximos dez anos e, também, a quantidade de óleo prevista para a União com base nas alíquotas de excedente em óleo de cada contrato, além de outras variáveis descritas na metodologia do estudo.



## Histórico do modelo de Partilha



### Saiba Mais:

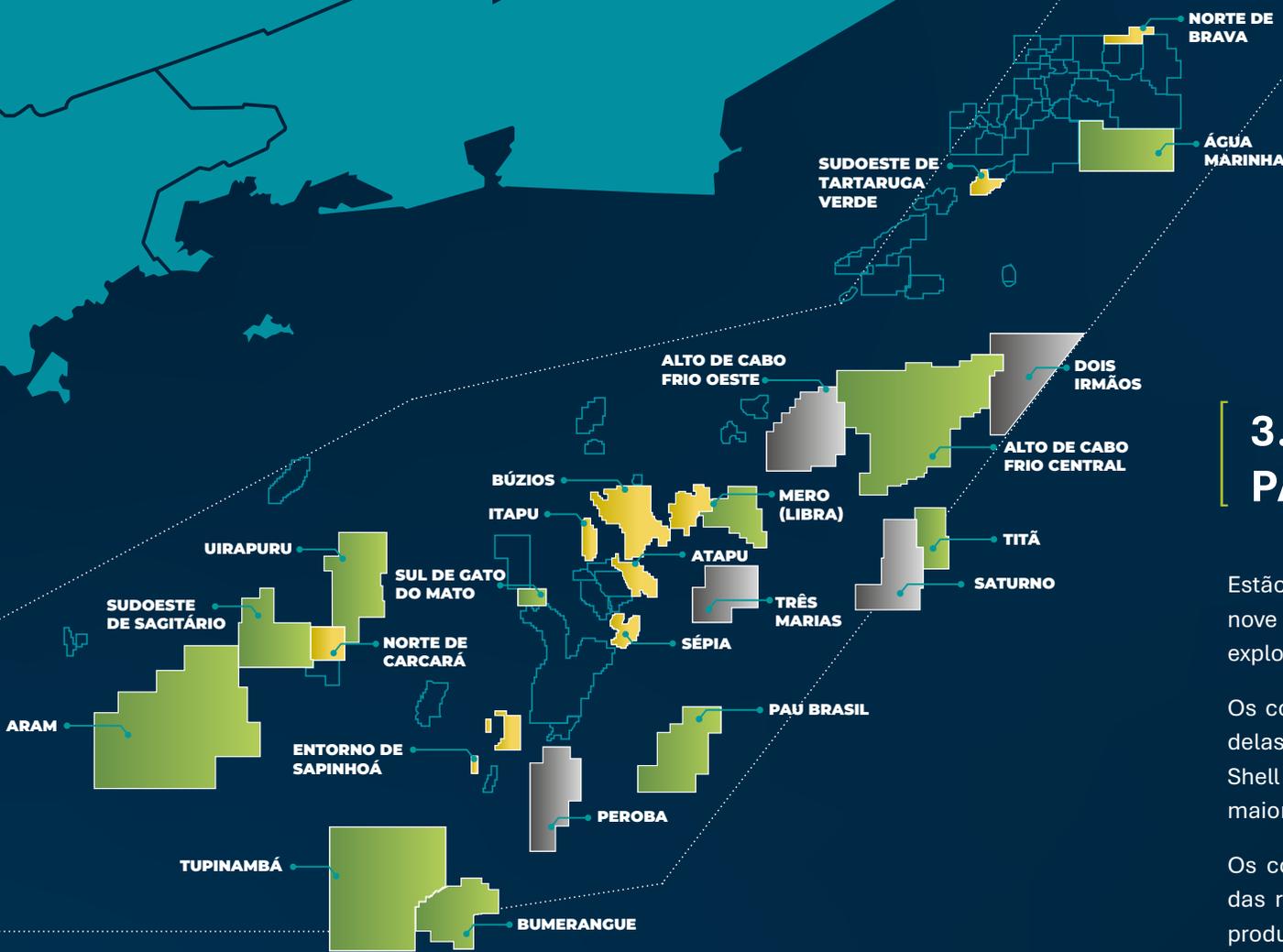
Faça download dos E-Books elaborados por nossos técnicos:



[Entendendo o regime de partilha de produção](#)



[Entendendo o processo de reconhecimento de custos](#)



### 3. CONTRATOS DE PARTILHA EM VIGOR

Estão em vigor no Brasil 24 contratos de partilha, sendo nove contratos comerciais (oito em produção), dez em exploração e cinco em processo de devolução.

Os contratos são explorados por 15 empresas, sendo 5 delas operadoras: Petrobras, Equinor, British Petroleum, Shell Brasil e ExxonMobil. A Petrobras é a empresa com maior participação nos contratos.

Os contratos de partilha respondem por cerca de 45% das reservas do Brasil e por aproximadamente 30% da produção nacional. Juntos, os oito contratos produzem cerca de 1 milhão de barris por dia.

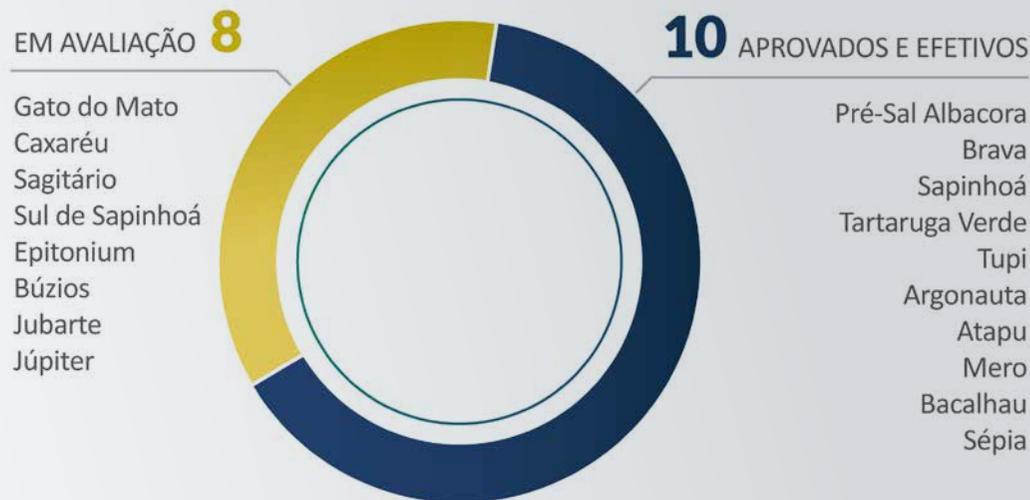
■ Em exploração    
 ■ Em desenvolvimento / produção    
 ■ Em devolução

## 4. OS ACORDOS DE INDIVIDUALIZAÇÃO DA PRODUÇÃO

Um acordo de individualização da produção, também conhecido como unitização, é iniciado quando se verifica a possibilidade de que o limite de uma jazida petrolífera ultrapasse os limites de uma área outorgada (Capítulo IV da Lei nº 12.351/2010). Nessas circunstâncias, quando uma área não contratada no Polígono do Pré-sal ou uma área estratégica está envolvida, é função da PPSA representar a União nesses procedimentos.

A unitização permite que a produção, os custos e o plano de desenvolvimento da jazida sejam compartilhados entre os titulares de direitos sobre as áreas, garantindo a racionalidade da produção e evitando a lavra predatória. Desta forma, quando há um acordo envolvendo área não contratada, a União passa também a contar com parte da produção.

Até o momento, dez AIPs encontram-se assinados e efetivos.



## 5. COMERCIALIZAÇÃO DAS PARCELAS DE ÓLEO E GÁS DA UNIÃO



Cabe à PPSA comercializar as parcelas de petróleo e gás natural a que a União tem direito nos contratos de partilha e nos acordos de individualização da produção. As cargas da União estão sendo comercializadas desde 2018 por meio de venda direta ou leilões.

Todos os recursos oriundos da comercialização são encaminhados diretamente ao Tesouro Nacional e investidos diretamente pelo Governo, prioritariamente em projetos de saúde e educação.

### Saiba Mais:

Acesse o [Painel Interativo](#) e confira a arrecadação já obtida com a comercialização



Veja as [cargas já comercializadas](#) pela PPSA



## APRESENTAÇÃO DO ESTUDO

## 6. METODOLOGIA DO ESTUDO

- O estudo traça estimativas de produção para os próximos dez anos considerando a produção de 19 contratos de partilha e de três acordos de individualização da produção ( Mero, Tupi e Atapu).
- Para os contratos de partilha, algumas estimativas são desmembradas em resultados para contratos com declaração de comercialidade (nove contratos: Mero, Sapinhoá, Tartaruga Verde Sudoeste, Búzios, Sépia, Atapu, Espadim, Itapu e Bacalhau) e sem declaração.
- Para a data do primeiro óleo e curva de produção, foram considerados os Programas Anuais de Produção atualizados e os Planos de Desenvolvimento (PD) existentes. Para os demais projetos sem PD disponível (contratos sem declaração de comercialidade), foram realizadas estimativas pela equipe técnica de exploração e reservatórios da PPSA, com base nas datas previstas para a Declaração de Comercialidade. Para as áreas com declaração de comercialidade, foram considerados os investimentos previstos no Programa Anual de Trabalho e Orçamento e nos Planos de Desenvolvimento.
- Para as áreas sem declaração de comercialidade, considerou-se a utilização de FPSOs típicos do pré sal com capacidade de produção de óleo de até 220 mil barris/dia, a depender da qualidade e volume de hidrocarbonetos de cada ativo exploratório. Os investimentos nos FPSOs foram aportados nos três anos anteriores ao primeiro óleo e no ano do primeiro óleo, em parcelas iguais de 25%.
- Para as áreas sem declaração de comercialidade, a quantidade de poços de cada projeto foi estimada a partir das informações de reservatórios análogos do pé-sal, adotando malhas de drenagem normalmente utilizadas nos projetos do pré sal. Foi considerado um poço exploratório por projeto. Poços e subsea têm seu pico de investimento nos anos de início da produção e no ano seguinte.
- Quando analisadas as produções de óleo da União, a arrecadação estimada com a comercialização das parcelas de óleo e gás da União e as receitas governamentais são apresentados três cenários: Mais Provável, Otimista e Pessimista, com diferentes abordagens para o preço do petróleo e do gás natural, análises de curva de produção e custos de investimento.

## 6. METODOLOGIA DO ESTUDO

- Para cálculo de arrecadação para a União, foi considerada a alíquota de oferta de excedente em óleo da União de cada contrato e o limite de recuperação de custo em óleo.
- As projeções foram elaboradas por meio do Modelo Econômico de Exploração e Produção de Petróleo e Gás desenvolvido na PPSA.

## 6. METODOLOGIA DO ESTUDO

Premissas consideradas para os três cenários para análises das produções de óleo da União, a arrecadação com a comercialização das parcelas de óleo e gás da União e as receitas governamentais:

Cenário	Preço Óleo (USD/bbl)	Preço Gás (USD/MMBtu)	Produção	CAPEX	OPEX	Taxa Câmbio (R\$/US\$)
Pessimista	50	2	Atraso 6 meses entre 2025-2029, Cenário PAP/PAT vigente	Cenário PATO/PD vigente	Atraso 6 meses	2025: 5,43 2026 em diante: 5,30
Mais provável	70	3	Cenário PAP/PAT com ajustes	Cenário PATO/PD vigente	Cenário PATO/PD vigente	2025: 5,43 2026 em diante: 5,30
Otimista	90	4	Cenário PAP/PAT com ajustes	Cenário PATO/PD vigente	Cenário PATO/PD vigente	2025: 5,43 2026 em diante: 5,30

*Observação: o cenário pessimista considera a possibilidade de ocorrerem atrasos na entrada de algumas plataformas em produção de seis meses.*

## 7. PRODUÇÃO DE ÓLEO EM REGIME DE PARTILHA

A produção de óleo em regime de partilha teve início em 2017 na então Área de Desenvolvimento de Mero, com uma média de 7 mil barris por dia (bpd). Gradativamente os demais contratos iniciaram a produção, ultrapassando a barreira de 500 mil bpd em 2022 e alcançando um milhão de bpd em 2024.

A curva de produção de óleo em regime de partilha terá crescimento contínuo até 2030, quando atingirá o pico com cerca de 2,2 milhões de bpd. A partir daí terá início um período de declínio, mesmo considerando, entre 2029 e 2034, a entrada em produção de recursos ainda não descobertos.

Importante ressaltar que aproximadamente 96% da produção no regime de partilha no próximo decênio virá de projetos com reservas já descobertas.

PRODUÇÃO TOTAL DE ÓLEO DE PARTILHA (MIL BARRIS POR DIA)

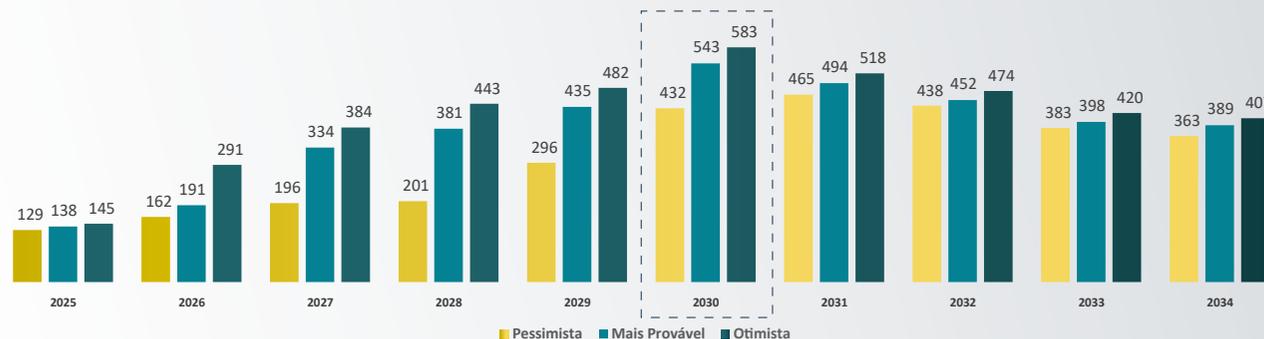


## 8. PRODUÇÃO DE ÓLEO DA UNIÃO

A produção estimada para a parcela de petróleo da União, calculada a partir da alíquota de oferta de excedente em óleo da União de cada contrato e do limite de recuperação de custo em óleo de cada área, é apresentada no gráfico com base nos cenários Mais Provável, Otimista e Pessimista e considera apenas os nove contratos comerciais e três acordos de individualização da produção com área não contratada.

Em todos os cenários a produção apresenta crescimento contínuo por pelo menos mais seis anos. No cenário mais otimista, que considera o barril de petróleo a US\$ 90, o pico é alcançado em 2030 com 583 mil bpd, mais de seis vezes o volume de produção de setembro de 2024 (último dado disponível). No cenário pessimista, o pico é adiado para 2031, com 465 mil bpd, o que ainda representa cinco vezes a produção atual. Este cenário estima o barril em US\$ 50 e considera atrasos de até seis meses nas datas programadas de entrada em operação de algumas plataformas no pré-sal.

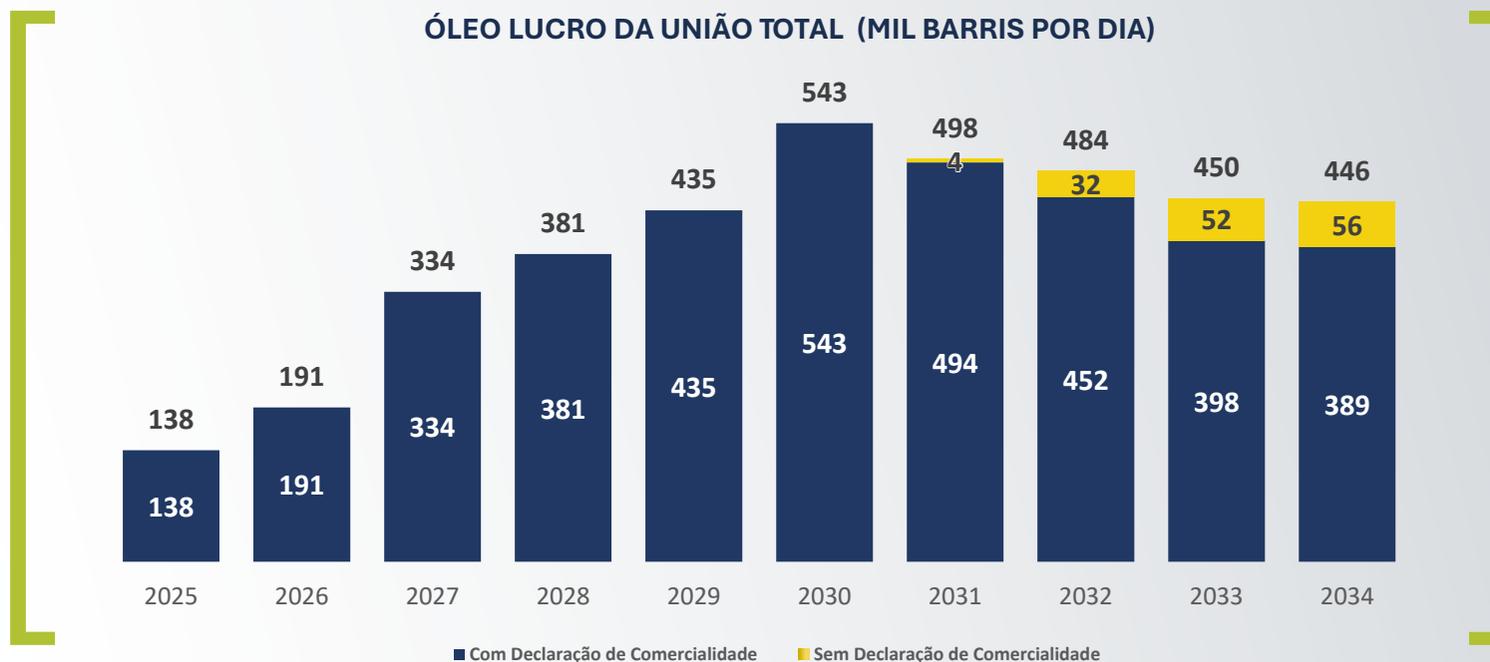
ESTIMATIVA DE ÓLEO LUCRO DA UNIÃO (MIL BARRIS POR DIA) – 9 CONTRATOS COMERCIAIS E AIPs



PESSIMISTA: USD 50/BBL  
MAIS PROVÁVEL: USD 70/BBL  
OTIMISTA: USD 90/BBL

## 8. PRODUÇÃO DE ÓLEO DA UNIÃO

Em uma análise mais detalhada para o cenário Mais Provável, que estima a produção em 543 mil bpd em 2030, percebe-se que, ao considerar áreas ainda em exploração, a maior parte da produção virá dos projetos com declaração de comercialidade.

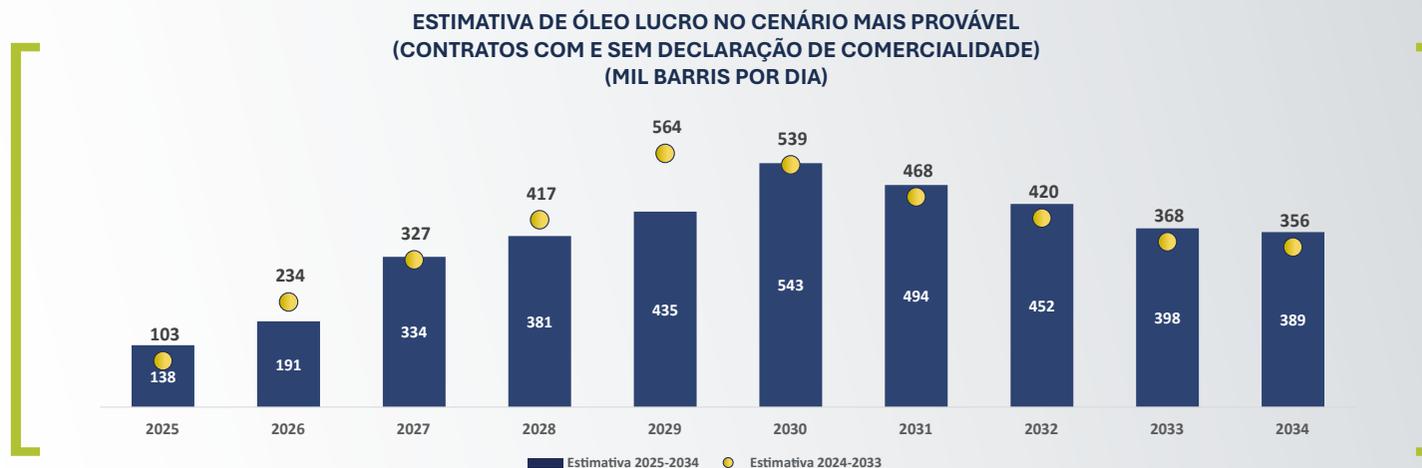


## 8. PRODUÇÃO DE ÓLEO DA UNIÃO

### Redução das estimativas para a União

A curva da produção de óleo da União 2025-2034 apresenta um resultado inferior ao que havia sido projetado, em novembro de 2023, para o período 2024-2033. Conforme previsão da época, o pico de produção da União seria alcançado em 2029, com 564 mil barris por dia, mas este patamar será atingido apenas em 2030. Isto se explica pelo atraso no início de produção de plataformas nos campos de Búzios, Mero, Sépia e Atapu e pelo aumento de custos de alguns projetos, que impactam na recuperação de custo em óleo, reduzindo, conseqüentemente, a produção disponível no campo para a União. Também foram registrados adiamento de perfuração de poços programados para 2024.

Entre os aumentos de custos observados, destacam-se reajustes contratuais na construção e montagem dos FPSOs, elevação das taxas diárias das sondas e aumento geral de custos de investimento nos contratos de subsea.



## 9. ESTIMATIVA DE PRODUÇÃO DE ÓLEO ACUMULADA

Considerando o cenário Mais Provável, estima-se que de 2025 até 2034, os contratos terão uma produção acumulada de 6,6 bilhões de barris de petróleo. Desse total, a parcela acumulada da União será de 1,4 bilhão de barris.



## 10. DISPONIBILIDADE DE GÁS NATURAL EM REGIME DE PARTILHA

A produção de gás natural disponível para exportação em regime de partilha teve início em 2018 com os contratos de Sapinhoá e Tartaruga Verde Sudoeste, com cerca de 500 mil metros cúbicos por dia (m<sup>3</sup>/dia). Em 2021, teve início a produção de gás de Búzios em partilha e em 2023, os campos de Espadim e Sépia também iniciaram a produção. Em 2024, a produção média diária de gás natural está estimada em 3,4 milhões de m<sup>3</sup>/dia.

A curva de disponibilidade de gás natural em regime de partilha dará um salto nos próximos anos. Já em 2025, a produção dobra, atingindo 7,3 milhões de m<sup>3</sup>/dia e mais que duplica novamente em 2030, quando chega ao pico, com 16,8 milhões de m<sup>3</sup>/dia.

Importante considerar que conforme apresentado no gráfico, aproximadamente 99% da produção de gás no regime de partilha no próximo decênio virá de projetos com reservas já descobertas.

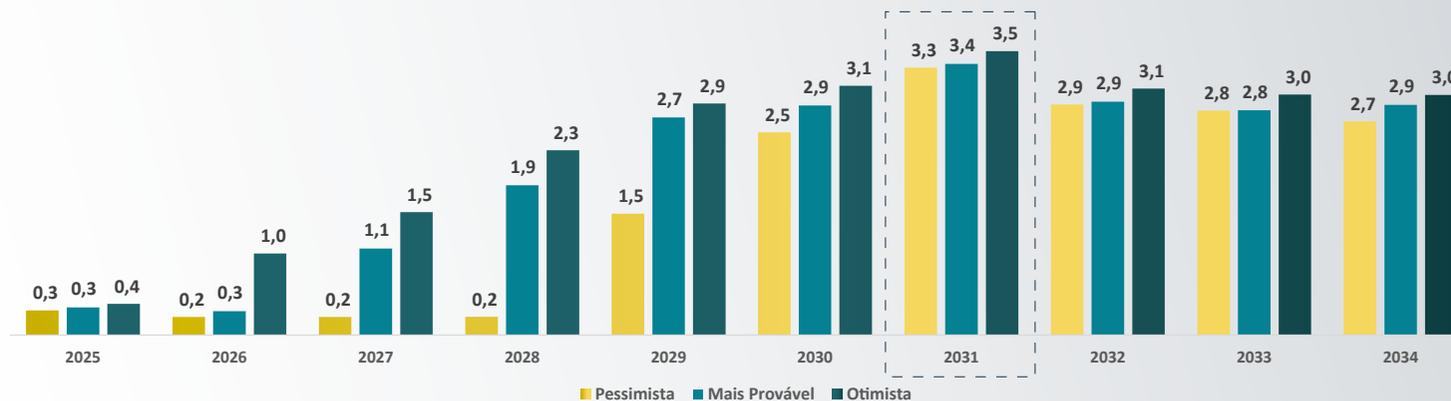
TOTAL DE GÁS NATURAL DISPONÍVEL NOS CONTRATOS DE PARTILHA (MILHÕES M<sup>3</sup>/DIA)



## 11. PRODUÇÃO DE GÁS NATURAL DA UNIÃO

A produção de gás natural da União disponível para exportação nos contratos de partilha e nos acordos de individualização aumenta cerca de dez vezes o volume atual no próximo decênio, mesmo considerando as estimativas do cenário Pessimista. No cenário otimista, a produção aumenta de uma média diária de 390 mil m<sup>3</sup>/dia em 2025 para 3,5 milhões de m<sup>3</sup>/dia em 2031, mantendo-se acima de 3 milhões de m<sup>3</sup>/dia por cinco anos consecutivos. Vale mencionar que essas estimativas não consideram o fator de rendimento das UPGNs, o que significa que parcela desse gás será transformada em GLP e líquidos.

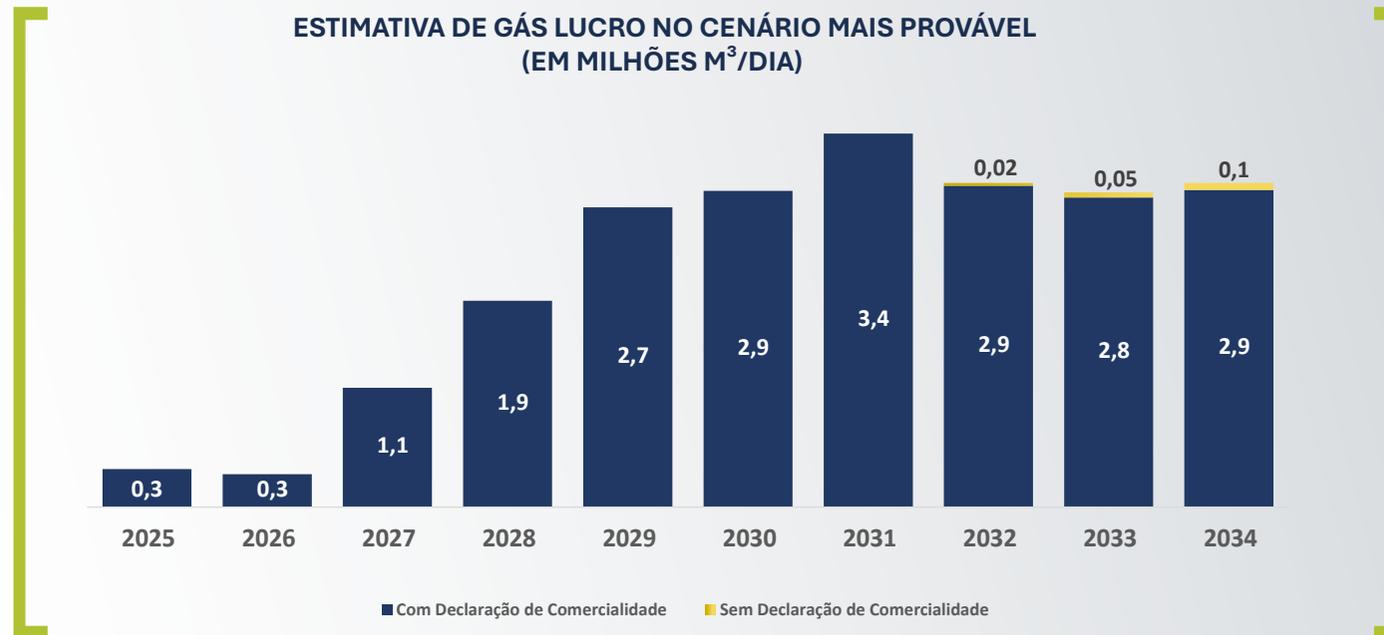
ESTIMATIVA DE GÁS LUCRO DA UNIÃO (MILHÕES M<sup>3</sup>/DIA) – CONTRATOS COMERCIAIS E AIPs



PESSIMISTA: USD 50/BBL  
MAIS PROVÁVEL: USD 70/BBL  
OTIMISTA: USD 90/BBL

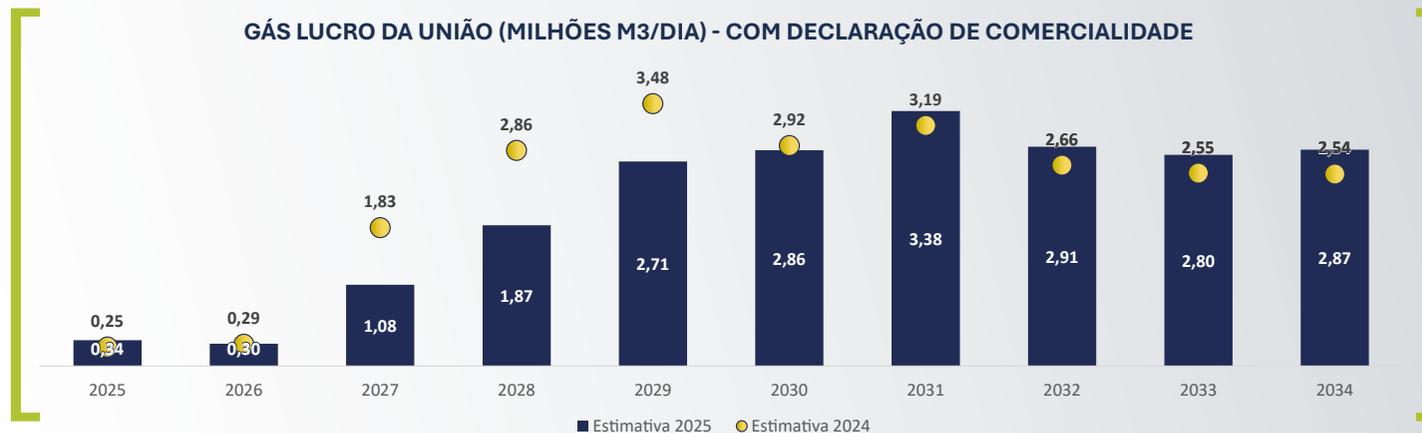
## 11. PRODUÇÃO DE GÁS NATURAL DA UNIÃO

Em uma análise mais detalhada para o cenário de Mais Provável, que também estima o pico em 2031, com uma produção de 3,4 milhões de m<sup>3</sup>/dia (muito próxima a do cenário otimista), percebe-se que os projetos com declaração de comercialidade responderão por 99% da produção.



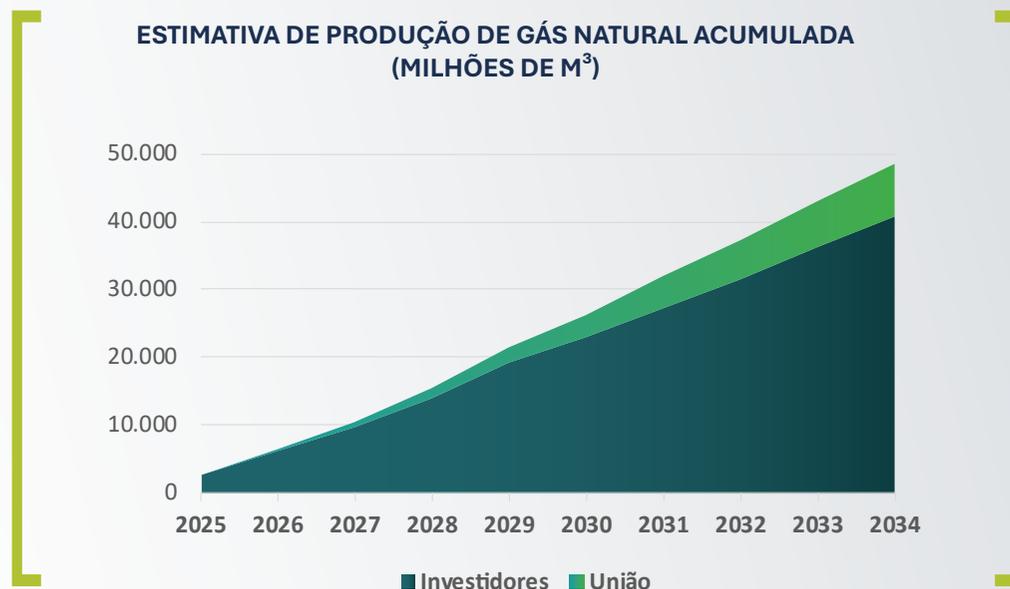
## 11. PRODUÇÃO DE GÁS NATURAL DA UNIÃO

Da mesma forma que no óleo, até 2030, o volume de gás natural estimado para a União neste estudo está abaixo das projeções realizadas no ano passado. Isto aconteceu em função do atraso de plataformas e aumento de custos.



## 12. ESTIMATIVA DE PRODUÇÃO DE GÁS NATURAL ACUMULADA

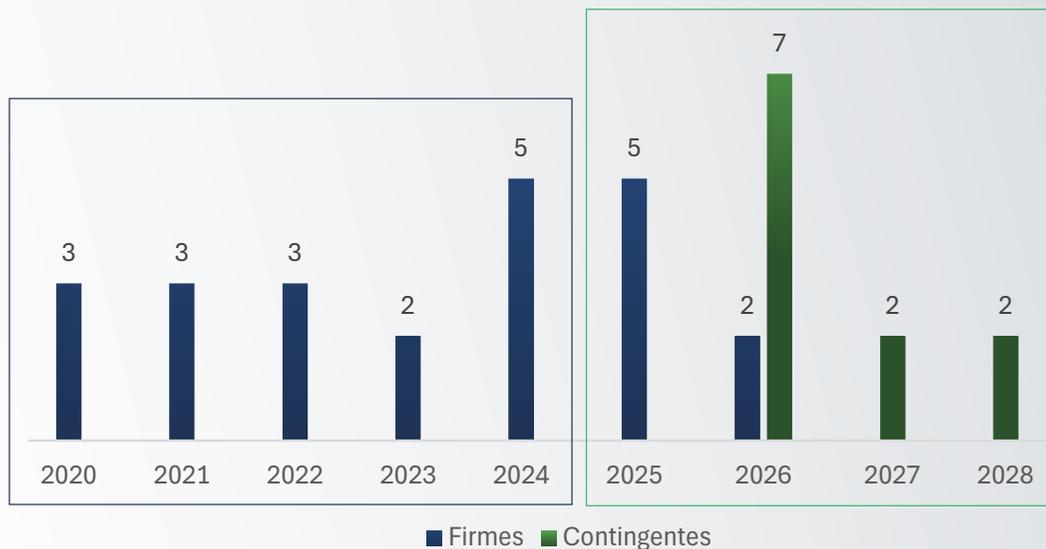
Considerando o cenário Mais Provável, estima-se que de 2025 até 2034, os contratos terão uma produção acumulada de 48,5 bilhões de m<sup>3</sup> de gás natural . Desse total, a parcela acumulada da União será de 7,7 bilhões de m<sup>3</sup>.



## 13. INVESTIMENTOS

A estimativa é de que sejam perfurados 18 poços exploratórios até 2028.

### PREVISÃO DE PERFURAÇÃO DE POÇOS (EXPLORATÓRIOS)

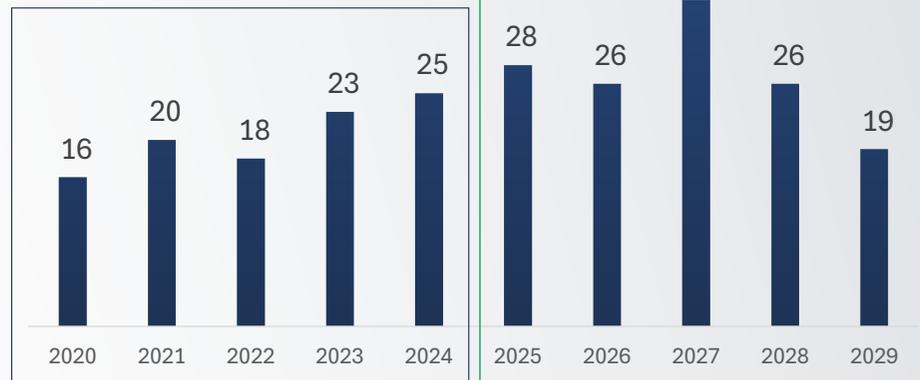


## 13. INVESTIMENTOS

A estimativa é de que sejam perfurados 134 poços de desenvolvimento e produção até 2029.

### PREVISÃO DE PERFURAÇÃO DE POÇOS (DESENVOLVIMENTO & PRODUÇÃO)

**134 POÇOS**

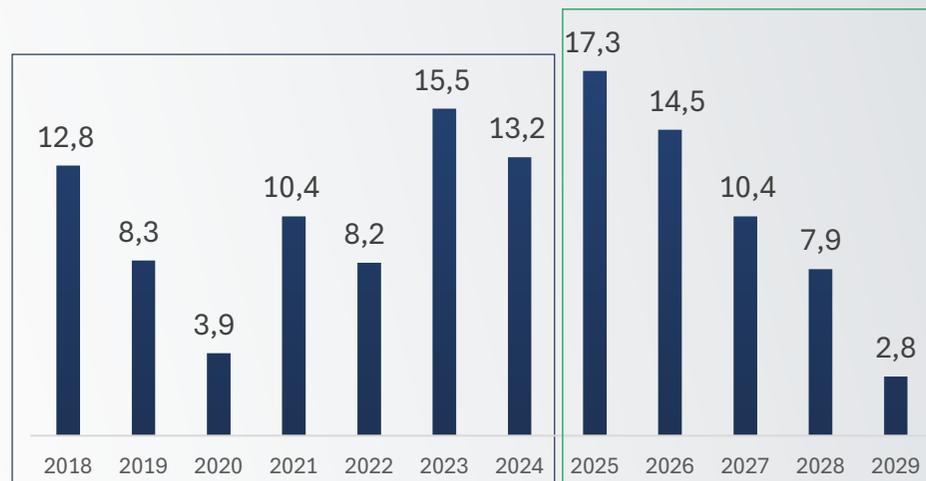


## 13. INVESTIMENTOS

Para o desenvolvimento dos contratos deverão ser investidos US\$ 53 bilhões até 2029.

### INVESTIMENTOS EM CAMPOS COM CPPs

**US\$ 53 BILHÕES**

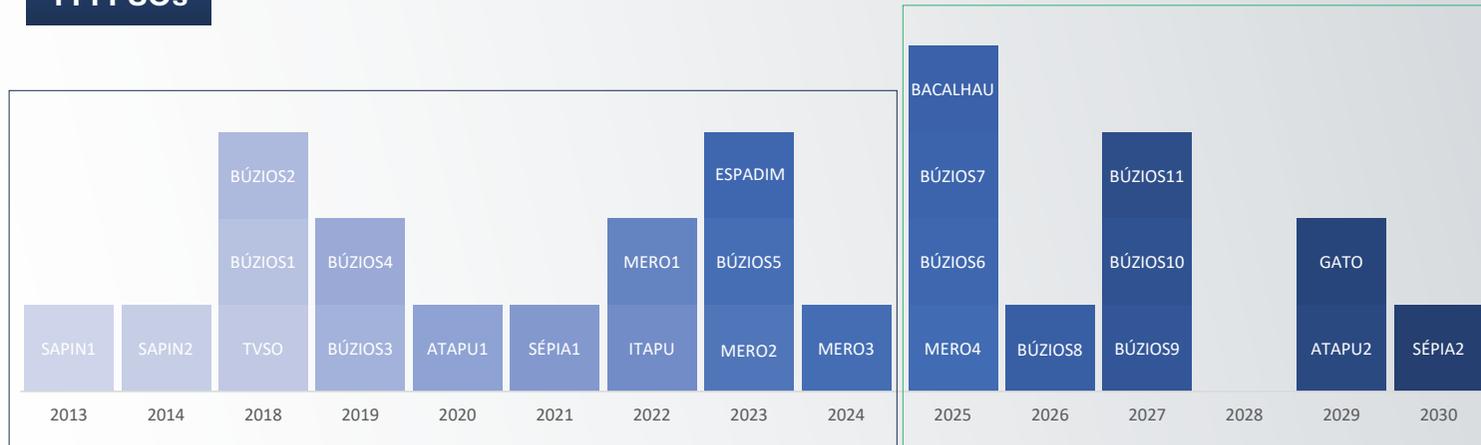


## 13. INVESTIMENTOS

Para o desenvolvimento dos campos, o estudo estima a contratação de 11 FPSOs (navios plataformas)

### FPSOs POR CAMPO

**11 FPSOs**

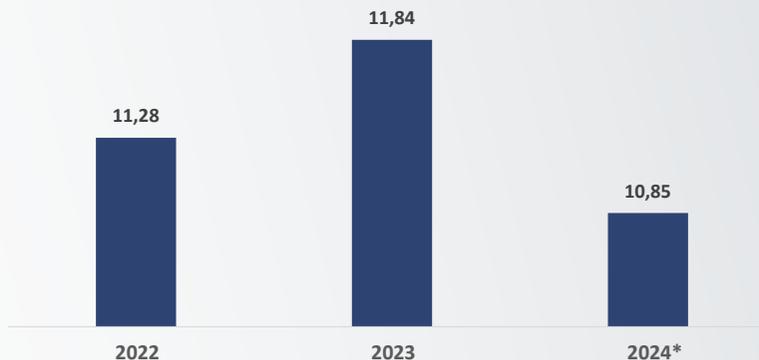


## 14. INTENSIDADE MÉDIA DE CARBONO DOS CAMPOS EM REGIME DE PARTILHA

Como gestora dos contratos de partilha de produção, a PPSA fomenta o desenvolvimento de tecnologias de soluções de baixo carbono na indústria. A partir deste ano, a empresa passou a monitorar a intensidade de emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE) dos contratos e do acordos de individualização (AIP) de Tupi. Hoje, a produção brasileira já se destaca no mercado internacional. Na comparação com outros óleos, o petróleo do pré-sal tem menor quantidade de enxofre em sua composição, é mais leve e com baixa densidade, o que significa que contém menos carbono por unidade de volume.

Em 2024, a intensidade média de carbono do petróleo dos contratos em regime de partilha no pré-sal e no AIP de Tupi foi de 10,85 kgCO<sub>2</sub>e/boe, enquanto a média mundial está em torno de 22kgCO<sub>2</sub>e/boe.

INTENSIDADE MÉDIA DE GEE NOS CONTRATOS DE PARTILHA E NO AIP DE TUPI



\*DADOS DE JANEIRO A AGOSTO DE 2024

## 15. COMERCIALIZAÇÃO DO PETRÓLEO E GÁS NATURAL DA UNIÃO

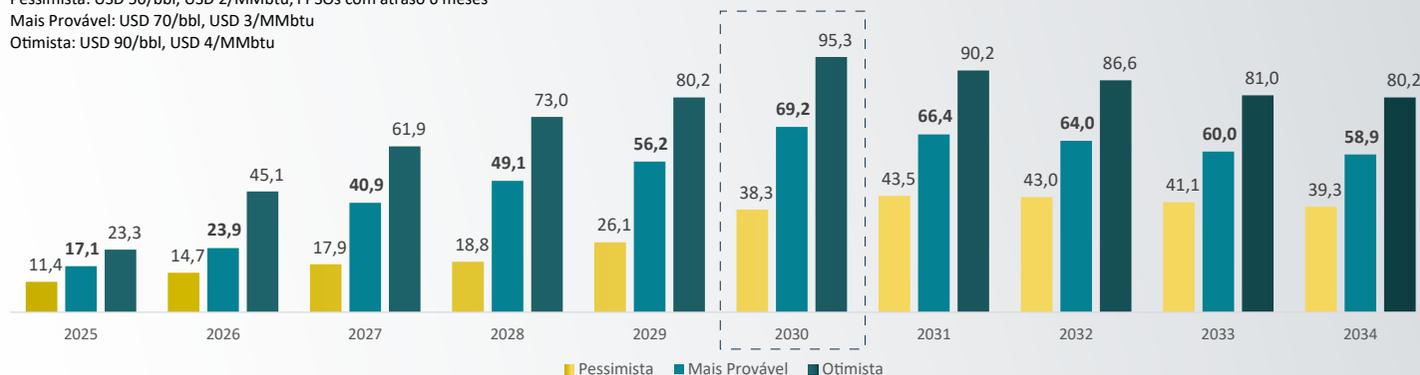
Considerando a produção acumulada de 1,4 bilhão de barris de petróleo e de 7,7 bilhões de metros cúbicos de gás pertencentes à União até 2035, o potencial de arrecadação na comercialização de óleo e gás pode variar entre R\$ 280,1 bilhões e R\$ 683,5 bilhões no próximo decênio, considerando os diferentes cenários projetados.

Mesmo no cenário Mais Provável, a arrecadação anual da PPSA chega em 2030 em R\$ 67,8 bilhões, quase sete vezes o valor projetado para 2024.

Todos os recursos arrecadados pela PPSA são destinados ao Tesouro Nacional, compondo o Fundo Social e beneficiando diretamente a sociedade brasileira.

### ÓLEO E GÁS LUCRO DA UNIÃO (R\$ BILHÕES) - COM DECLARAÇÃO DE COMERCIALIDADE

Pessimista: USD 50/bbl, USD 2/MMbtu, FPSOs com atraso 6 meses  
 Mais Provável: USD 70/bbl, USD 3/MMbtu  
 Otimista: USD 90/bbl, USD 4/MMbtu

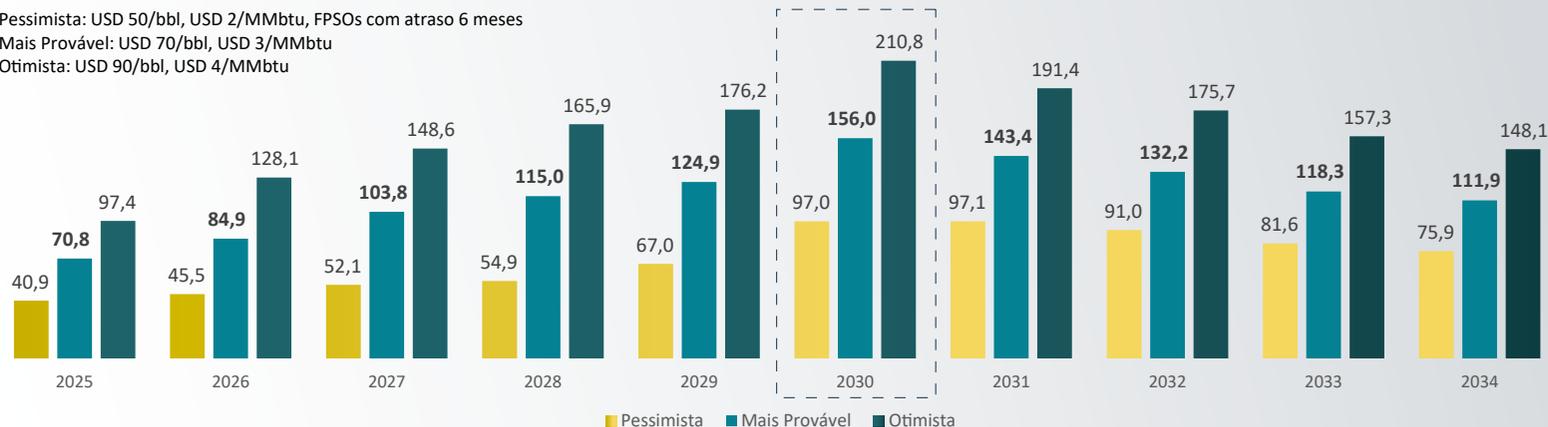


## 16. RECEITAS DESTINADAS AOS COFRES PÚBLICOS

Considerando os montantes estimados com a comercialização do óleo da União sob a gestão da PPSA, os royalties advindos da produção nesses contratos e os tributos recolhidos pelas empresas produtoras, o total de recursos destinados aos cofres públicos poderá variar entre R\$ 702 bilhões e R\$ 1,6 trilhão no período 2025-2034, a depender do cenário.

### GOVERNMENT TAKE (R\$ BILHÕES) - COM DECLARAÇÃO DE COMERCIALIDADE

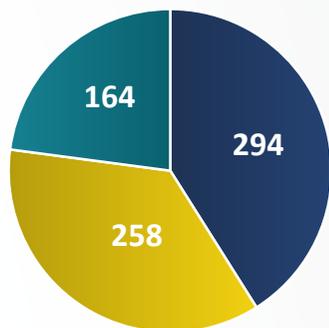
Pessimista: USD 50/bbl, USD 2/MMbtu, FPSOs com atraso 6 meses  
 Mais Provável: USD 70/bbl, USD 3/MMbtu  
 Otimista: USD 90/bbl, USD 4/MMbtu



## 16. RECEITAS DESTINADAS AOS COFRES PÚBLICOS

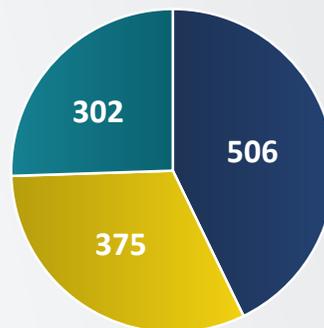
Divisão da receita destinada aos cofres públicos com base nos três cenários:

**CENÁRIO PESSIMISTA**  
RECEITA ACUMULADA (R\$ BI) 2025-2034



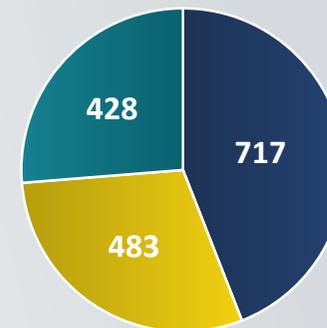
■ Comercialização ■ Royalties ■ Tributos

**CENÁRIO MAIS PROVÁVEL**  
RECEITA ACUMULADA (R\$ BI) 2025-2034



■ Comercialização ■ Royalties ■ Tributos

**CENÁRIO OTIMISTA**  
RECEITA ACUMULADA (R\$ BI) 2024-2033



■ Comercialização ■ Royalties ■ Tributos

## 17. EXPEDIENTE

### ELABORAÇÃO DO ESTUDO:

Coordenadoria de Avaliação Econômica, Coordenadoria de Acompanhamento e Controle da Produção, Assessoria de Planejamento Estratégico e Superintendência de Comercialização.

### EDIÇÃO:

Assessoria de Comunicação e Ouvidoria

### REVISÃO:

Print Comunicação

### DESIGN:

Dom Comunicação Criativa

### LANÇAMENTO:

Dezembro de 2024



**PPSA**  
PRÉ-SAL PETRÓLEO S/A

[www.ppsa.gov.br](http://www.ppsa.gov.br)