



FÓRUM ESTADUAL | BAHIA
**DESENVOLVIMENTO
TERRITORIAL**

Petróleo e Gás como Vetor de
Desenvolvimento Socioeconômico Local

REGULAÇÃO DA ANP E ATIVIDADES DE ÓLEO E GÁS NO ESTADO DA BAHIA

Symone Araújo | Diretora da ANP

27/10/2026

Salvador, Bahia



Panorama do Setor de Óleo & Gás

Governança do Setor de O&G



Papel da ANP

ANP subsidia o CNPE e
implementa a política nacional de
petróleo, gás natural e
biocombustíveis



Regular

Implementar **regras** para a indústria, promovendo **livre concorrência**, **garantia do abastecimento nacional** e **proteção dos interesses dos consumidores** quanto a preço, qualidade e oferta de produtos.



Contratar

Outorgar **autorizações** para as atividades das indústrias reguladas, promover licitações e assinar **contratos** em nome da União com os concessionários (E&P).



Fiscalizar

Fazer cumprir as normas nas atividades da indústria regulada, fiscalizando diretamente ou mediante convênios com outros órgãos públicos.

A ANP regula “do poço ao posto” + Transição Energética



84

grupos econômicos no E&P

Cerca de 134 mil

agentes regulados no total

5

transportadores dutoviários de GN

2

transportadores dutoviários de petróleo e derivados

71

operadores de terminais de líquidos

4

operadores de terminais de GNL

49

importadores de GN/GNL

8

operadores de refinarias

2

operadores de UPGN

265

empresas produtoras de etanol

46

empresas produtoras de biodiesel

4

empresas produtoras de biometano

130.260

revendedores e consumidores regulados

258

distribuidores

806

importadores e exportadores

159

produtores de lubrificantes e rerrefinadores

Demanda global por petróleo e gás permanece

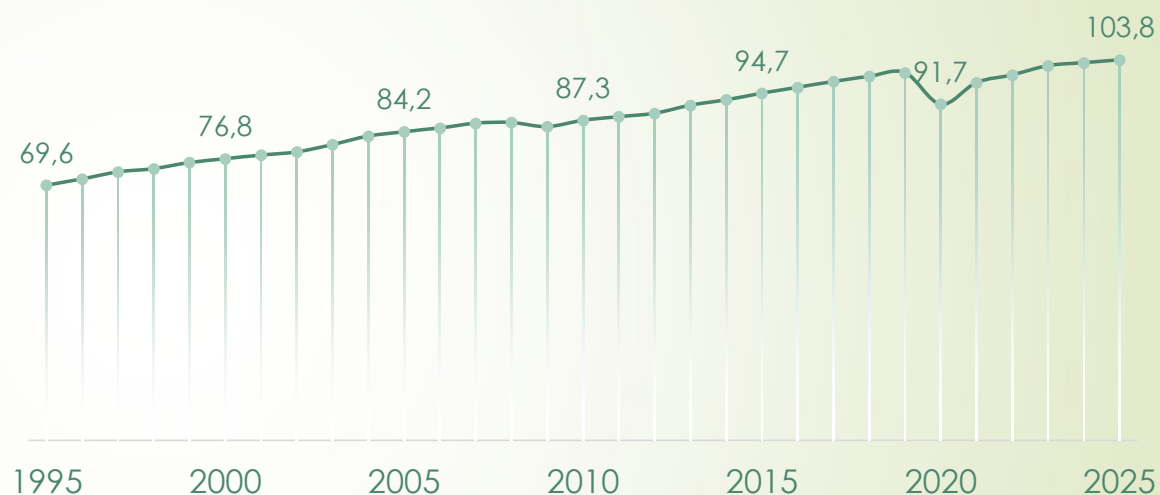


Necessidade de suprimento seguro, diversificado e com menores emissões



É uma janela de oportunidade para o Brasil ingressar em uma nova fase de expansão exploratória

Demanda de petróleo (milhões de barris/dia)



Apesar dos ciclos econômicos, das tensões geopolíticas e da transição energética, **a demanda global por energia continua crescendo**, reforçando a necessidade de investimentos em fontes de energia confiáveis e diversificadas

Brasil: player global de energia



Ainda dependente de importações

Apesar da grande capacidade de refino, o país ainda precisa importar diesel, gasolina, querosene de aviação e GLP.

1ª

maior economia da América Latina

11ª

maior economia do mundo em 2025 (US\$ 2,27 trilhões)

Austin Rating

3º

maior receptor de investimento estrangeiro direto
OCDE

+200 mi

de habitantes: um grande mercado doméstico

9º

maior capacidade de refino de petróleo

Energy Institute, Statistical Review 2025

6º

em vendas de petroquímicos no mundo

Energy Institute, Statistical Review 2023

Posição do Brasil

Maior produtor de petróleo da América Latina e 8º maior do mundo

Petróleo

8º

maior produtor de petróleo e condensado do mundo
Energy Institute, Statistical Review 2025

8º

maior consumidor de derivados de petróleo do mundo
Energy Institute, Statistical Review 2025

9º

maior exportador de petróleo do mundo
World's Top Exports 2025

Energia e biocombustíveis

53%

da oferta interna de energia vem de petróleo e gás
BEN 2024, EPE

2º

maior produtor e consumidor de biocombustíveis do mundo
BP Statistical Review 2022

22,5%

de biocombustíveis na matriz veicular
BEN 2024, EPE

Arrecadação, inovação e clima

+ de R\$ 435 bi

em participações governamentais estimadas para os próximos 4 anos

R\$ 38,8 bi

em obrigações de investimento em PD&I
1998 – 3º tri 2022

198 Mt

de CO₂ evitadas desde o lançamento do RenovaBio
fev/2025

Competitivo e sustentável

Recursos abundantes e diversificados; um dos protagonistas da transição energética



A matriz elétrica brasileira é uma das mais limpas do mundo

~50%

da energia primária vem de fontes renováveis (2024);
média mundial ~15%
Our World in Data

4°

maior participação de renováveis na energia primária, atrás de Islândia, Noruega e Suécia
Our World in Data

87%

da geração elétrica vem de fontes renováveis (2022);
média mundial ~32%
Our World in Data

2°

maior geração hidrelétrica do mundo (2021)
Our World in Data

6°

maior capacidade de geração eólica
GWEC 2021

< 10

kgCO₂e/boe de intensidade de carbono no pré-sal; média offshore no Brasil: 14; média OGCI: 19

Perspectivas de petróleo e gás do Brasil



Atualmente

Produção

4,615 mi

bpd de petróleo
(ago/2026)

220 mi

m³/d de gás natural
(ago/2026)

Reservas provadas

17,5 bi

bbl de petróleo
(dez/2025)

573 bi

m³ de gás natural
(dez/2025)

Exportação

1,7 mi

bpd de petróleo bruto
exportado (2024)

Projeção 2030

> 5 mi

bpd de produção de
petróleo

5°

maior exportador de
petróleo bruto do
mundo (potencial)

*EPE – Plano Decenal de
Expansão de Energia 2034*

The background is a solid light green color. It features several thin, dark green lines that flow and curve across the page, creating a sense of movement and organic shape. These lines are most prominent on the right side and bottom, framing the central text.

Exploração & Produção

Oferta Permanente na Bahia

Exploração no Brasil: panorama em setembro de 2026

US\$ 888 mi

de investimentos
previstos para
2026

19

poços exploratórios
previstos p/ 2026

411

blocos sob
contrato

25

avaliações de
descobertas em
andamento

4

poços
exploratórios
iniciados em 2026

411 blocos: 246 em terra e 165 no mar · 373 ativos e 38 suspensos

 **Margem Leste**

114 blocos

93,3 mil km² contratados · 5,80%
da área das bacias

 **Margem Equatorial**

51 blocos

36,1 mil km² contratados · 4,08%
da área das bacias

 **Bacias maduras**

215 blocos

6,0 mil km² contratados · 10,07%
da área das bacias

 **Fronteira terrestre**

31 blocos

55,0 mil km² contratados · 1,19%
da área das bacias

Em 2026, até 30/09

3 notificações de descoberta: Campos (gás),
Amazonas (gás) e Foz do Amazonas
(petróleo)

8 poços iniciados nos últimos 12 meses

**4 declarações de comercialidade em
2026**

2 na Bahia: Urubu-rei e Urubu-rei Leste, na
Bacia do Recôncavo (Vultur Oil)

Fonte: ANP/SEP – Informe Mensal da Fase de Exploração, setembro de 2026 (posição em 30/09/2026).

Ação regulatória 1.9 – Dinamização da Fase de Exploração

Processo nº 48610.210004/2025-17

Descrição

Avaliar as medidas necessárias para dinamizar a fase de exploração e o programa exploratório mínimo, considerando a otimização do uso do tempo da fase, os avanços tecnológicos do segmento, os aspectos associados à descarbonização da indústria e os desafios para melhorar o desempenho da fase de exploração.

Objetivo

Identificar as medidas necessárias para dinamizar a fase de exploração e o programa exploratório mínimo.

Etapa atual

Elaboração da Análise de Impacto Regulatório (AIR)

Conclusão da AIR

Proposta: maio/2027

Conclusão da ação regulatória

Proposta: dezembro/2027

Cronogramas em revisão pela Diretoria.

Bahia: 88 campos de produção, quase todos em terra

88

campos: 86 em terra e 2 no mar

21

empresas operadoras distintas

616.942 bbl

de petróleo produzidos em set/2026

142.950 mil m³

de gás natural produzidos em set/2026

Situação dos 88 campos

81

- **81** na Fase de Produção
- **6** na Etapa de Desenvolvimento
- **1** na Fase de Reabilitação

Redução de royalties sobre a produção incremental (campos terrestres)

29

pleitos aprovados

22

já vigentes (76% dos aprovados)

Fonte: ANP. Situação atual dos campos; produção referente a setembro de 2026.

Prorrogações contratuais nas bacias da Bahia

Compromissos assumidos nos campos prorrogados do Recôncavo, de Tucano Sul e de Camamu

57

campos
prorrogados

R\$ 10,97 bi

de investimento
previsto

417

poços a perfurar

2.802

recompletações
previstas

139,8

milhões de barris
de óleo adicional
previstos

Bacia	Campos prorrogados	Investimento previsto (R\$ mi)	Poços a perfurar	Recompletações previstas	VOIP (MM bbl)	Fator de recuperação: antes → depois	Óleo adicional (MM bbl)
Recôncavo	51	10.928	417	2.789	5.414	29,1% → 31,7% (+2,6 p.p.)	139,8
Tucano Sul e Camamu	6	45	0	13	14	4,0% → 4,3% (+0,3 p.p.)	0,04
Total Bahia	57	10.973	417	2.802	5.428	–	139,8

O Recôncavo concentra 99,6% do investimento e praticamente todo o óleo adicional previsto nas prorrogações baianas, com ganho de 2,6 p.p. no fator de recuperação.

Fonte: ANP/SDP – Prorrogações e Fator de Recuperação. Compromissos dos planos de desenvolvimento aprovados, a executar até os novos limites contratuais (2029 a 2052); não confundir com o PAT realizado. FR ponderado pelo VOIP de cada campo. Valores em US\$ convertidos a R\$ 5,40/US\$.

Oferta Permanente

A Oferta Permanente consiste na oferta contínua de blocos exploratórios e áreas com acumulações marginais localizados em quaisquer bacias terrestres ou marítimas.

Ampliar as reservas brasileiras e o conhecimento das bacias sedimentares brasileiras



Trazer oportunidades para empresas de distintos perfis e tamanhos

Descentralizar o investimento exploratório no país e aumentar a participação de empresas de pequeno e médio porte

**OFERTA
PERMANENTE**
Brasil
LICITAÇÕES DE PETRÓLEO E GÁS

6º Ciclo da OPC: maior arrecadação da Oferta Permanente

49 + 3

blocos exploratórios e áreas com acumulações marginais arrematados

R\$ 3,007 bi

em bônus de assinatura

R\$ 1,587 bi

em investimentos mínimos previstos (PEM/PTI)

9 de 10

empresas ofertantes saíram vencedoras

Área exploratória sob concessão no país (mil km²)

Antes



165,55

Depois



200,86

+21,33%

de ampliação potencial da área exploratória sob concessão

Fonte: ANP/SPL – resultados do 6º Ciclo da OPC (sessão pública de 07/10/2026).

Bahia no 6º Ciclo: 13 blocos e 2 áreas marginais arrematados

13 blocos

8 na Bacia de Tucano Sul e 5 na Bacia do Recôncavo, mais 2 áreas com acumulações marginais

R\$ 8,08 mi

em bônus de assinatura

R\$ 32,69 mi

em investimentos mínimos: R\$ 29,69 mi em PEM e R\$ 3,00 mi em PTI

5

empresas vencedoras, todas com 100% de participação e como operadoras

Empresa	Blocos e áreas arrematados	Bacia	Bônus (R\$)
Tucano Serviços (estreante como operadora)	TUC-T-156	Tucano Sul	5.140.435
Águila Energia	REC-T-87, 95, 96 e 106 + área Lagoa Branca	Recôncavo e Tucano	1.535.000
Alvopetro	TUC-T-142, 151 e 174 + área Subaúma Mirim	Tucano	645.000
Origem Energia	TUC-T-155, 162, 164 e 173	Tucano	602.000
PetroRecôncavo	REC-T-178	Recôncavo	155.000
Total	13 blocos + 2 áreas marginais		8.077.435

Fonte: ANP/SPL – resultados por setor do 6º Ciclo da OPC (SREC-T1, SREC-T2, SREC-T3 e STUC-S).

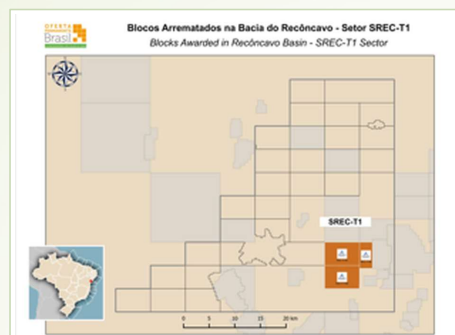
Onde estão os blocos arrematados na Bahia (OPC 6)

Bacia do Recôncavo

5 blocos

3 setores

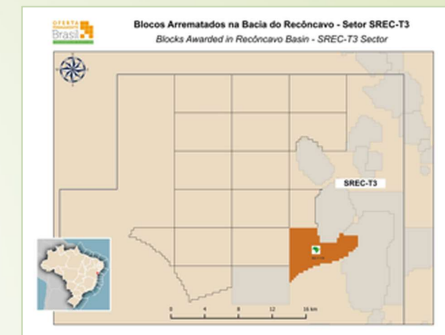
PEM: R\$ 11,4 mi



SREC-T1 · Águila
REC-T-95, 96 e 106



SREC-T2 · Águila
REC-T-87



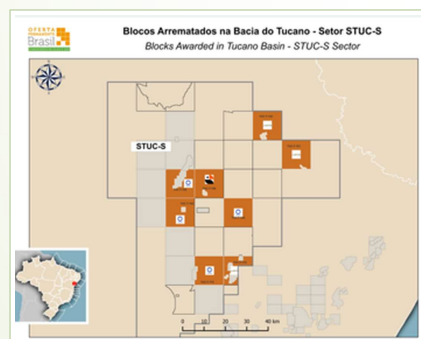
SREC-T3 · PetroRecôncavo
REC-T-178

Bacia de Tucano Sul

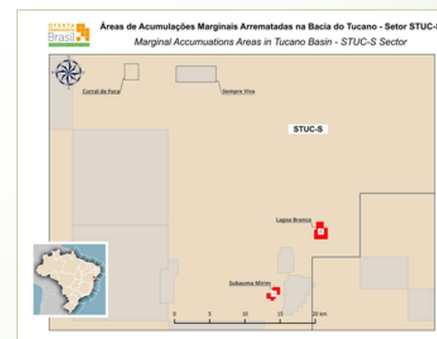
8 blocos + 2 áreas

setor STUC-S

PEM: R\$ 18,3 mi



STUC-S · blocos
Origem, Alvopetro e Tucano Serv.



STUC-S · áreas marginais
Lagoa Branca e Subaúma Mirim

R\$ 5,14 mi

no TUC-T-156: maior
bônus da Bahia e
estreia da Tucano
Serviços como
operadora

Exploração na Bahia: investimento previsto em 2026

R\$ 55,4 mi

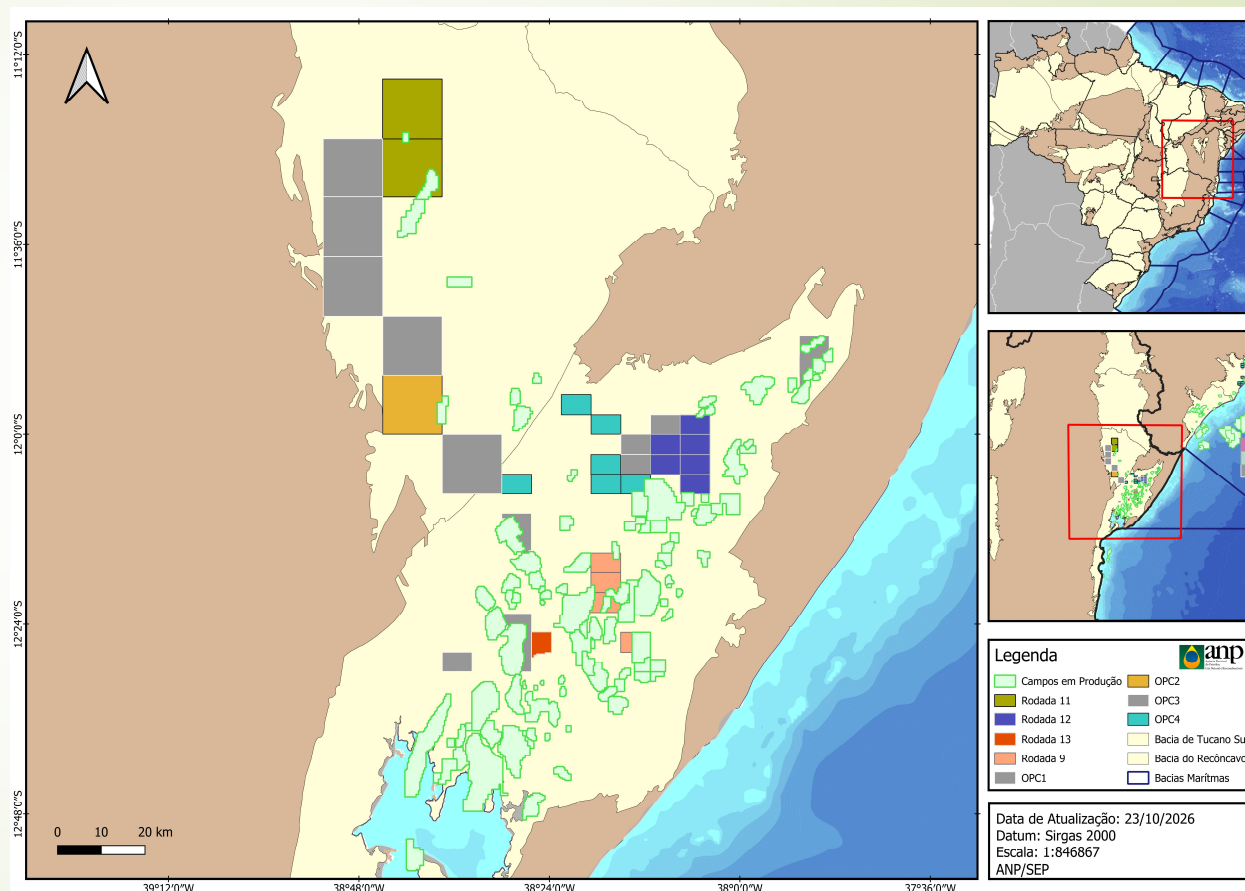
de investimento previsto na fase
de exploração em 2026 (PTE 2026)

R\$ 33,8 mi

na Bacia do Recôncavo

R\$ 21,6 mi

na Bacia de Tucano Sul



Fonte: ANP. Mapa de blocos exploratórios na Bahia por rodada de licitação (atualização em 23/10/2026).

O que o 6º Ciclo representa para a Bahia

1

Ampliação exploratória

Mais de 1,4 mil km² em bacias terrestres passam a receber atividades exploratórias.

2

Atração de investimentos

Compromissos exploratórios (PEM/PTI) que se somam aos investimentos já previstos para o estado em 2026.

3

Cadeia produtiva

Cinco operadoras independentes e regionais, incluindo uma estreante, ampliam a demanda por bens e serviços locais.

Fonte: ANP/SPL – 6º Ciclo da OPC. Área dos blocos baianos (1.480 km²) calculada a partir dos resultados por setor.

Meio ambiente e segurança operacional

A inclusão de áreas em oferta e a viabilidade dos investimentos dependem de requisitos ambientais e operacionais.

Viabilidade ambiental

MME

Ministério de Minas e Energia

MMA

Ministério do Meio Ambiente e
Mudança do Clima

Manifestação Conjunta MME/MMA ou AAAS: avalia a viabilidade ambiental da oferta de áreas e é requisito para incluir blocos na Oferta Permanente (concessão e partilha).

Não é licença ambiental e não autoriza operações: o licenciamento ocorre depois, no órgão ambiental competente.

Segurança operacional

A ANP regula e fiscaliza os sistemas de gestão de segurança operacional. Novas fronteiras exigem:

Logística

portos, hidrovias, bases e apoio operacional

Resposta a emergências

capacidade de prevenção, prontidão e resposta

Evidências técnicas

processos, estudos e demonstrações operacionais

Novas análises de viabilidade ambiental e requisitos de segurança operacional são condicionantes para ampliar o portfólio de áreas e dar previsibilidade ao investimento.

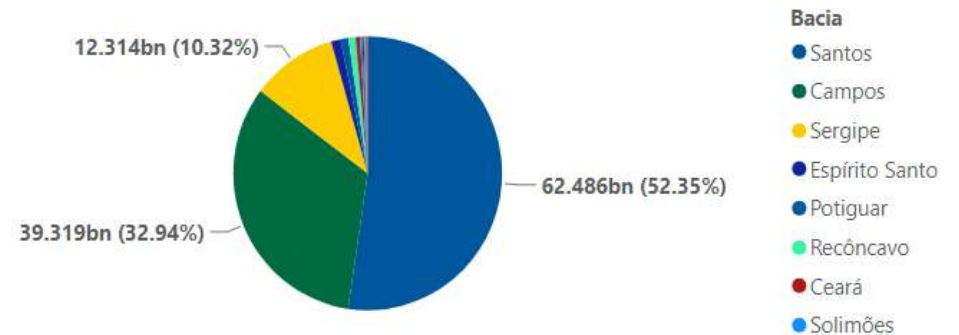
Previsão de Investimentos (Desenvolvimento e Produção)



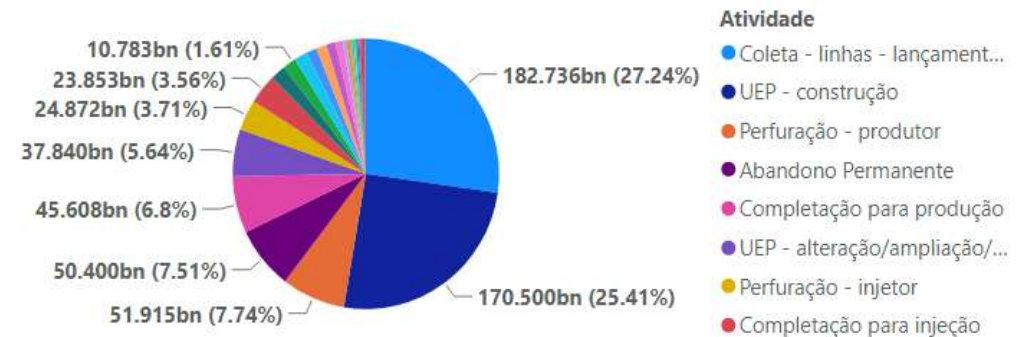
119B

USD previsão
de
investimentos
(2026-2030)

Investimento por Bacia



Investimento por Atividade



The background is a solid light green color. It features several thin, dark green lines that flow and curve across the page, creating a sense of movement and organic form. These lines are most prominent on the right side and bottom, framing the central text.

Participações Governamentais

Regimes contratuais e as participações governamentais

Concessão

Lei 9.478/97

- **Art. 45**
 - Bônus de Assinatura
 - Royalties
 - Participação Especial
 - Pagamento pela Ocupação ou Retenção de Área

Cessão Onerosa

Lei 12.276/10

- **Art. 5º**
 - Royalties

Partilha

Lei 12.351/10

- **Art. 42**
 - Bônus de Assinatura
 - Royalties

Competência da ANP

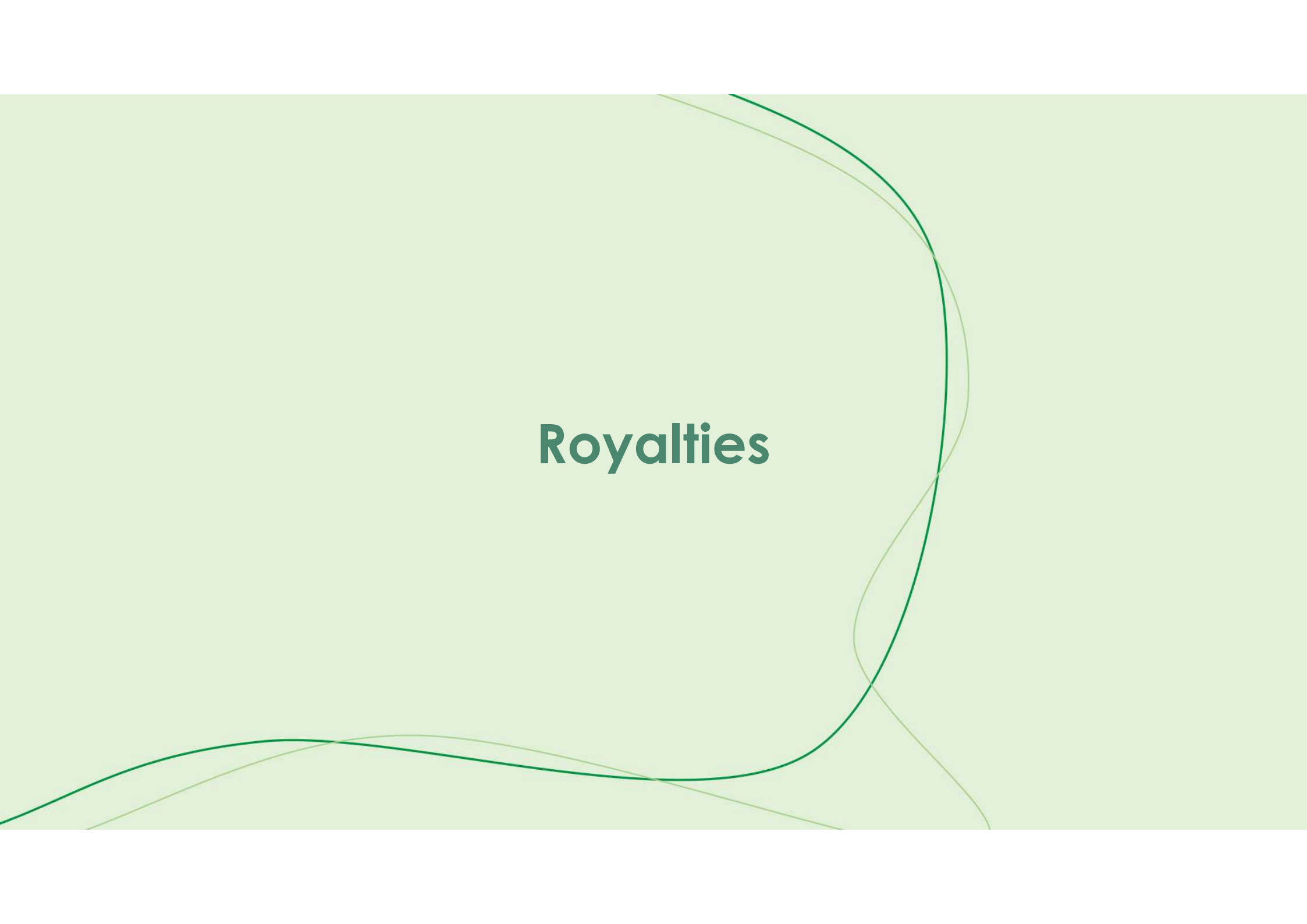
Decreto nº 2.705/1998

Art. 35. Os recursos provenientes dos pagamentos dos royalties e da participação especial serão distribuídos pela ANP, nos termos do disposto na Lei nº 9.478, de 1997, e neste Decreto.

Regimento Interno da ANP

Art. 111. Compete à Superintendência de Participações Governamentais:

II - apurar, distribuir, controlar e divulgar os dados relativos ao pagamento de royalties, de participação especial e pela ocupação ou retenção de área.

The background is a solid light green color. It features several thin, dark green lines that flow and curve across the page, creating a sense of movement and organic shape. These lines are most prominent on the right side and bottom, framing the central text.

Royalties

Leis e decretos

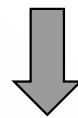
- **Lei nº 7.525/1986 e Decreto nº 93.189/1986:** regime de concessão, 5% (IBGE)
- **Lei nº 7.990/1989 e Decreto nº 01/1991:** regime de concessão, 5%
- **Lei nº 9.478/1997:** regime de concessão, 5% e acima de 5%
- **Decreto nº 2.705/1998:** participações governamentais
- **Lei nº 12.276/2010:** regime de cessão onerosa
- **Lei nº 12.351/2010:** regime de partilha de produção
- **Lei nº 12.734/2012:** nova distribuição das participações governamentais (parcialmente suspensa)
- **Lei nº 12.858/2013:** aplicação dos recursos

Resoluções e portarias da ANP

- **Portaria ANP nº 29/2001:** royalties, parcela acima de 5% (movimentação)
- **Resolução ANP nº 749/2018:** redução de royalties sobre a produção incremental
- **Resolução ANP nº 853/2021:** redução de royalties para empresas de pequeno e médio porte
- **Resolução ANP nº 874/2022:** preço de referência do petróleo
- **Resolução ANP nº 875/2022:** preço de referência do gás natural

Etapas de royalties

1ª Etapa - Apuração



2ª Etapa - Distribuição

Etapa de apuração de royalties

$$\text{Royalties (por campo)} = \frac{\text{Produção} \times \text{Preços de referência}}{\text{Alíquota}} \times$$

Produção

Produção mensal de petróleo e gás natural (Declarada pelo BMP).

Preços

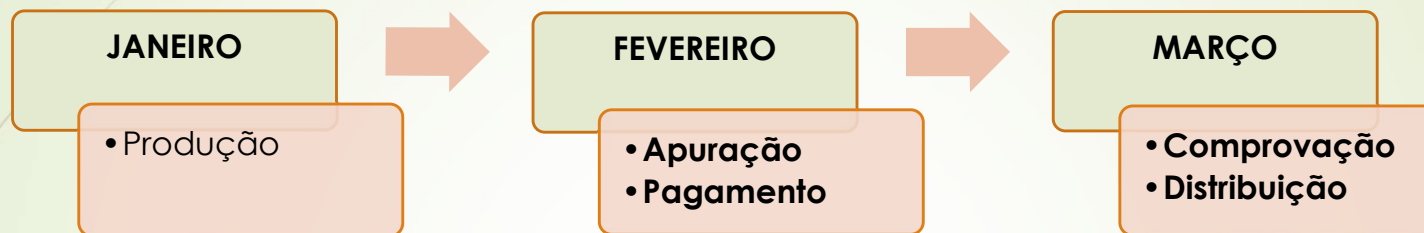
- ▶ Petróleo: Resolução ANP 874/2022 (Brent + Diferencial de Qualidade)
- ▶ Gás Natural: Preço de Venda (D2705/98) ou Resolução ANP 875/2022

Etapa de apuração de royalties

Royalties (por campo) = Produção x Preços de referência x **Alíquota**

Alíquotas	Legislação	Regime
5%	Lei 9.478/97, art. 48 (Lei 7.990/89 e Decreto 1/91)	Concessão e Cessão Onerosa
> 5% a 10%	Lei 9.478/97, art. 49	
15%	Lei 12.351/10, art. 42	Partilha

Etapa de apuração de royalties



Ano	Royalties (R\$ bi)
2023	53,6
2024	58,2
2025	62,1
2026*	57,8

* de jan. a set.

Etapa de distribuição

Produção terrestre			
Beneficiários	Lei 7.990/89 (5%)	Lei 9.478/97 (Acima 5%)	
Estado	70,0%	52,5%	} Onde se localizam os poços.
Municípios	20,0%	15,0%	
Municípios IED	10,0%	7,5%	
União	0,0%	25,0%	} Fundo Social.

A ANP é responsável pela distribuição somente dos estados e municípios

Etapa de distribuição

Produção marítima		
Beneficiários	Lei 7.990/89 (5%)	Lei 9.478/97 (Acima 5%)
União	20,0%	40,0%
Estado	30,0%	22,5%
Municípios	30,0%	22,5%
Municípios IED	10,0%	7,5%
Fundo Especial*	10,0%	7,5%

** a ser distribuído entre unidades federadas e municípios.*

A ANP é responsável pela distribuição somente dos estados e municípios

Etapa de distribuição

Produção marítima			} Conta do Tesouro, não passa pela ANP
Beneficiários	Lei 7.990/89 (5%)	Lei 9.478/97 (Acima 5%)	
União	20,0%	40,0%	

Campos com declaração de comercialidade anterior a 3 de dezembro de 2012, produção realizada pré-sal, são destinados ao **Fundo Social**

Campos marítimos com declarações de comercialidade antes de 3 de dezembro de 2012, exceto pré-sal, são destinados **Comando da Marinha e MCT**

Campos marítimos com declarações de comercialidade após 3 de dezembro de 2012 são destinados para **Educação e Saúde**

Etapa de distribuição

Produção marítima		
Beneficiários	Lei 7.990/89 (5%)	Lei 9.478/97 (Acima 5%)
Estado	30,0%	22,5%

Parcela de 5%:

Confrontação do poço produtor

Parcela acima de 5%:

Confrontação do campo produtor



Figura 02 - Confrontação do Campo de Búzios com o Estado do Rio de Janeiro.

Etapa de distribuição

Produção marítima

Beneficiários

Lei 7.990/89
(5%)

Municípios

30,0%

Rateio
populacional
IBGE

Áreas
geoeconômicas

ZPP
zona de
produção principal

60%

Confrontação com poços pelas
ortogonais ou paralelas

> 3 instalações

ZPS
zona de
produção
secundária

10%

Oleodutos/gasodutos ligados diretamente
ao escoamento da produção até o final do
trecho que serve exclusivamente a
produção marítima.

ZL
zona limítrofe

30%

Municípios contíguos aos da ZPP ou
que sofram consequências sociais ou
econômicas da produção marítima

Etapa de distribuição

Produção marítima

Beneficiários

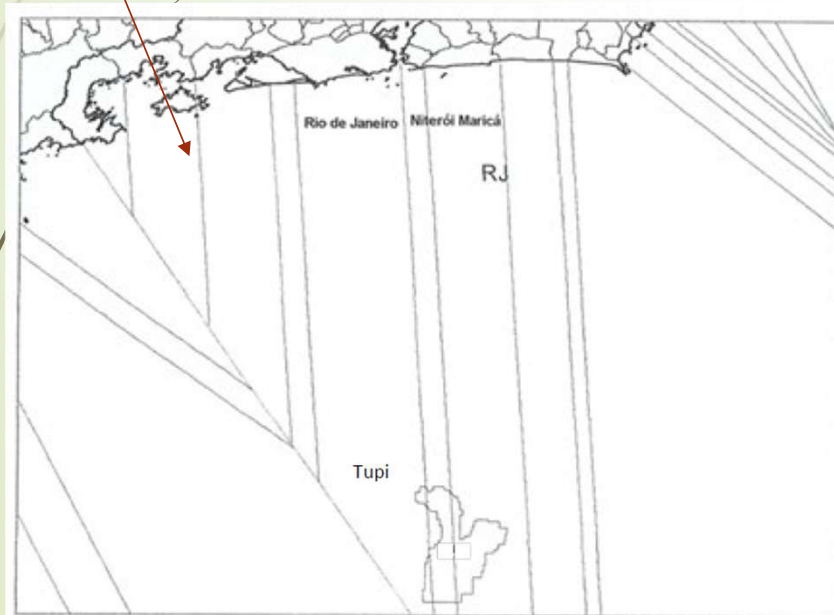
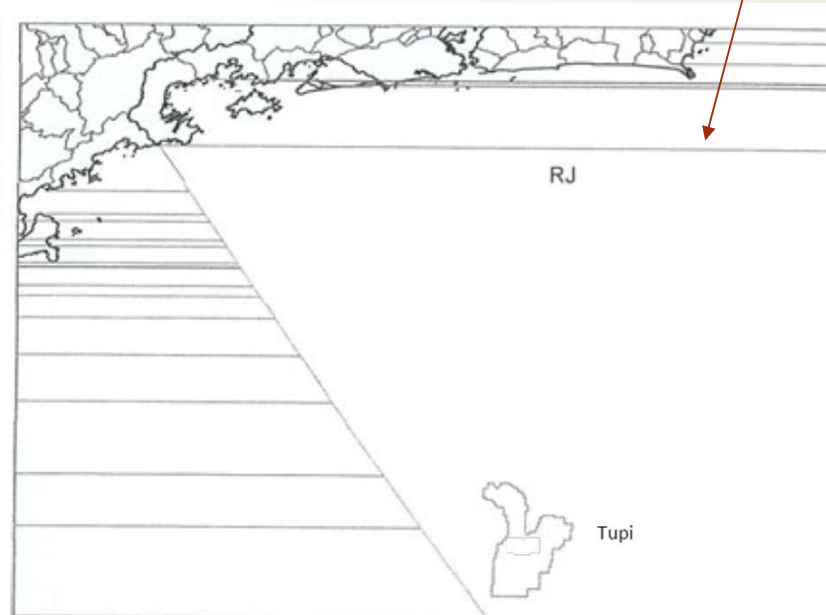
Lei 9.478/97
(Acima 5%)

Municípios

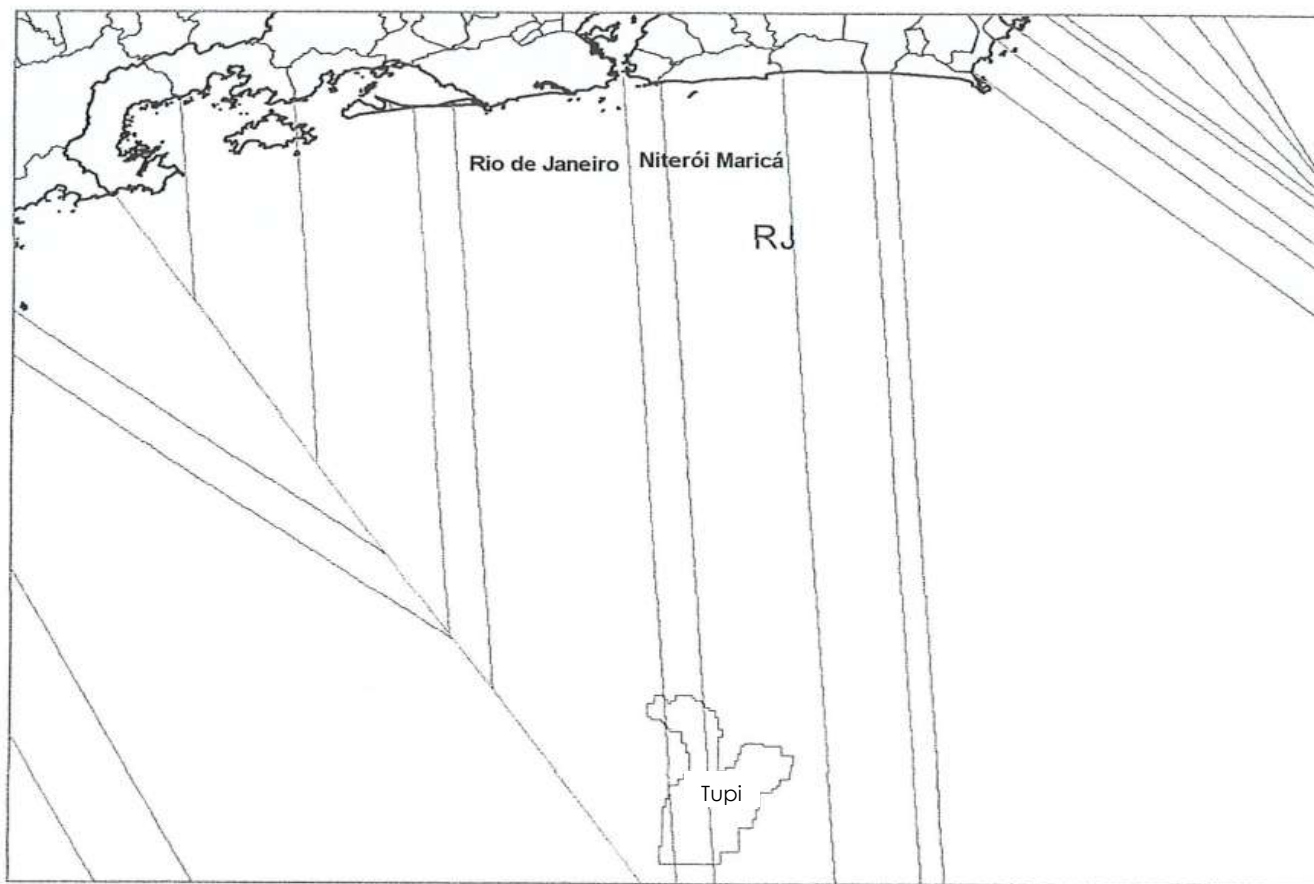
22,5%

Ortogonais

Paralelas



Resultado do
critério de
confrontação



Etapa de distribuição

Produção marítima		
Beneficiários	Lei 7.990/89 (5%)	Lei 9.478/97 (> 5%)
Municípios IED	10,0%	7,5%

IED marítimas

- Monoboias e apoio
- Quadro de boias e apoio
- Píeres de atracação
- Cais acostáveis



IED terrestres

- Estações terrestres coletoras e de transferência
- Pontos de entrega (PE) às concessionárias de GN



Etapa de distribuição

Produção marítima		
Beneficiários	Lei 7.990/89 (5%)	Lei 9.478/97 (Acima 5%)
Municípios IED	10,0%	7,5%



Rateio é feito somando os royalties de toda a produção nacional e dividindo pelo número de municípios que possuem ao menos uma instalação

Somente onde se localiza a instalação



Etapa de distribuição

Produção marítima		
Beneficiários	Lei 7.990/89 (5%)	Lei 9.478/97 (> 5%)
Municípios IED	10,0%	7,5%



Zona de influência de uma IED (parcela >5%)

NO MAR: Municípios litorâneos que apresentarem limites geográficos pela linha de costa ou que situe-se num raio circundante de 10 km da instalação.

LAGOS OU BAÍAS: Municípios localizados às margens de lagos ou de baías onde se localiza a instalação.

RIOS: Municípios atravessados por rios ou localizados às margens de rios onde se localiza a instalação e situados a jusante das referidas instalações.

Instalações terrestres não apresentam zona de influência

Etapa de distribuição

Produção marítima		
Beneficiários	Lei 7.990/89 (5%)	Lei 9.478/97 (Acima 5%)
Fundo Especial*	10,0%	7,5%

** a ser distribuído entre unidades federadas e municípios.*

- Distribuído **a todos os estados e municípios brasileiros** (critérios do FPE e FPM)
- A ANP encaminha os valores totais ao Banco do Brasil.
- Os cálculos e a distribuição desses recursos por beneficiário é realizada pelo BB

Estado da Bahia: royalties recebidos

Estado da Bahia

Ano	R\$ milhões
2023	167,06
2024	195,3
2025	210,39
2026*	164,12
* Jan a set	

Municípios baianos

Ano	R\$ milhões
2023	532,92
2024	519,64
2025	603,43
2026*	710,02
* Jan a set	

Produção: o estado e os municípios recebem pela localização dos poços produtores em terra e um poço em mar.

Terra: total de 73 campos. Dez principais: MIRANGA, ARAÇÁS, TIÊ, ÁGUA GRANDE, BURACICA, CEXIS, CANDEIAS, TAQUIPE, CABURÉ, CARDEAL DO NORDESTE

Mar: MANATI

Instalações de embarque e desembarque (IED): todos os campos do Brasil destinam parcela aos municípios com instalações.

Em 2025, **269 municípios baianos** receberam royalties.

Fonte: ANP. Campos destacados em amarelo devem ser preenchidos com os dados da SPG antes da apresentação.

Participação Especial

The background is a solid light green color. It features several thin, dark green lines that flow and curve across the page, creating a sense of movement and organic shape. These lines are most prominent on the right side and bottom, framing the central text.

Leis, decretos e resoluções

- **Lei nº 9.478/1997:** institui a participação especial
- **Decreto nº 2.705/1998:** participações governamentais
- **Lei nº 12.858/2013:** aplicação dos recursos em educação e saúde
- **Resolução ANP nº 870/2022:** disciplina a apuração e os gastos dedutíveis
- **Resolução ANP nº 874/2022:** preço de referência do petróleo
- **Resolução ANP nº 875/2022:** preço de referência do gás natural

Regra geral

A Participação Especial constitui compensação financeira extraordinária devida pelos concessionários de exploração e produção de petróleo ou gás natural, nos casos de **grande volume de produção ou de grande rentabilidade**.

Apuração

+	receita bruta
-	deduções
=	receita líquida
x	alíquota
=	PE

Deduções

- Participações Governamentais e de Terceiros
- Gastos na Produção
- Investimentos na Fase de Exploração
- Investimentos na Fase de Desenvolvimento
- Provisão de Gastos com Abandono
- Outros Gastos

Distribuição de participação especial

Ano	PE (R\$ bi)
2023	41,9
2024	39,8
2025	36,7



Destinação	%
União	50
Estados	40
Municípios	10

Estados e municípios recebem pela confrontação com o campo produtor marítimo ou pela localização do poço produtor terrestre.

[Estado da Bahia não recebe participação especial atualmente]



Figura 02 - Confrontação do Campo de Búzios com o Estado do Rio de Janeiro.

Ocupação e retenção de área

The background is a solid light green color. It features several thin, dark green lines that flow and curve across the page, creating a sense of movement and organic shape. These lines are most prominent on the right side and bottom, framing the central text.

Ocupação ou retenção de área: leis e decretos

- **Lei nº 9.478/1997:** define o pagamento pela ocupação de área
- **Decreto nº 2.705/1998:** participações governamentais

O pagamento é uma compensação financeira devida pelos concessionários de exploração e produção de petróleo ou gás natural pela **ocupação ou retenção de área**.

Valores em reais por km² de área retida.

Fixados para a Fase de Exploração nos editais de licitação, por setor ou bacia sedimentar.

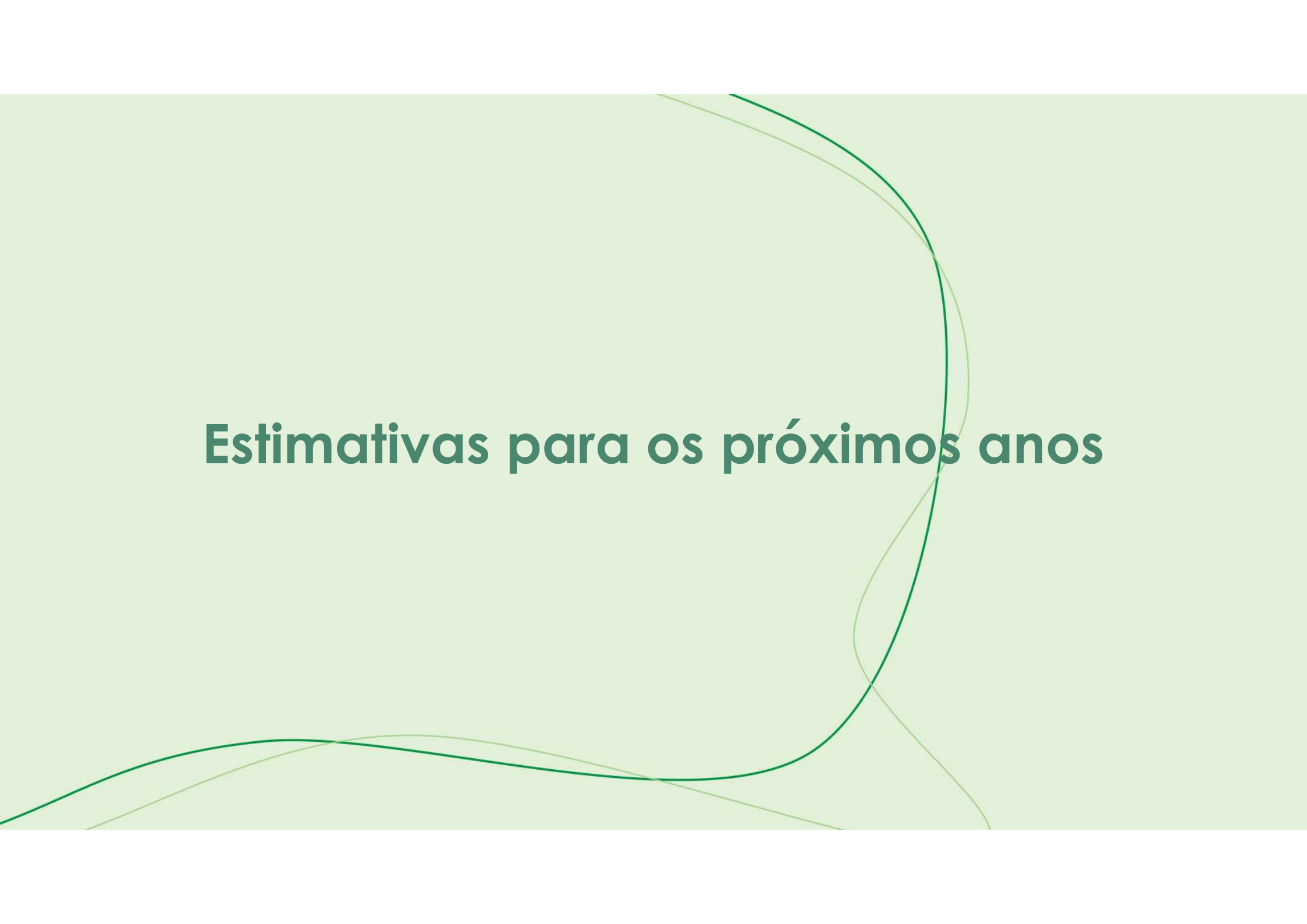
Variam conforme a fase ou etapa do contrato: **acréscimo de 100%** na prorrogação da Fase de Exploração e na Etapa de Desenvolvimento; **acréscimo de 900%** na Fase de Produção.

Ocupação ou retenção de área

Ano	Ocupação (R\$ mi)
2023	486
2024	455
2025	467



Destinação	%
União	100

The background is a solid light green color. It features several thin, dark green lines that flow and curve across the page, creating a sense of movement and organic form. These lines are most prominent on the right side and bottom, framing the central text.

Estimativas para os próximos anos

Estimativas de participações governamentais

Ano	Royalties (R\$ bi)	PE (R\$ bi)	Ocupação (R\$ bi)
2026	86,0	35,8	0,4
2027	64,8	24,6	0,5
2028	71,4	24,4	0,5
2029	71,1	22,0	0,5
2030	69,4	18,6	0,5

Últimas estimativas encaminhadas pela ANP para SOF

Estimativas de participações governamentais

Estado da Bahia

Ano

Royalties (R\$
mi)

2026

400,9

2027

350,7

2028

333,1

2029

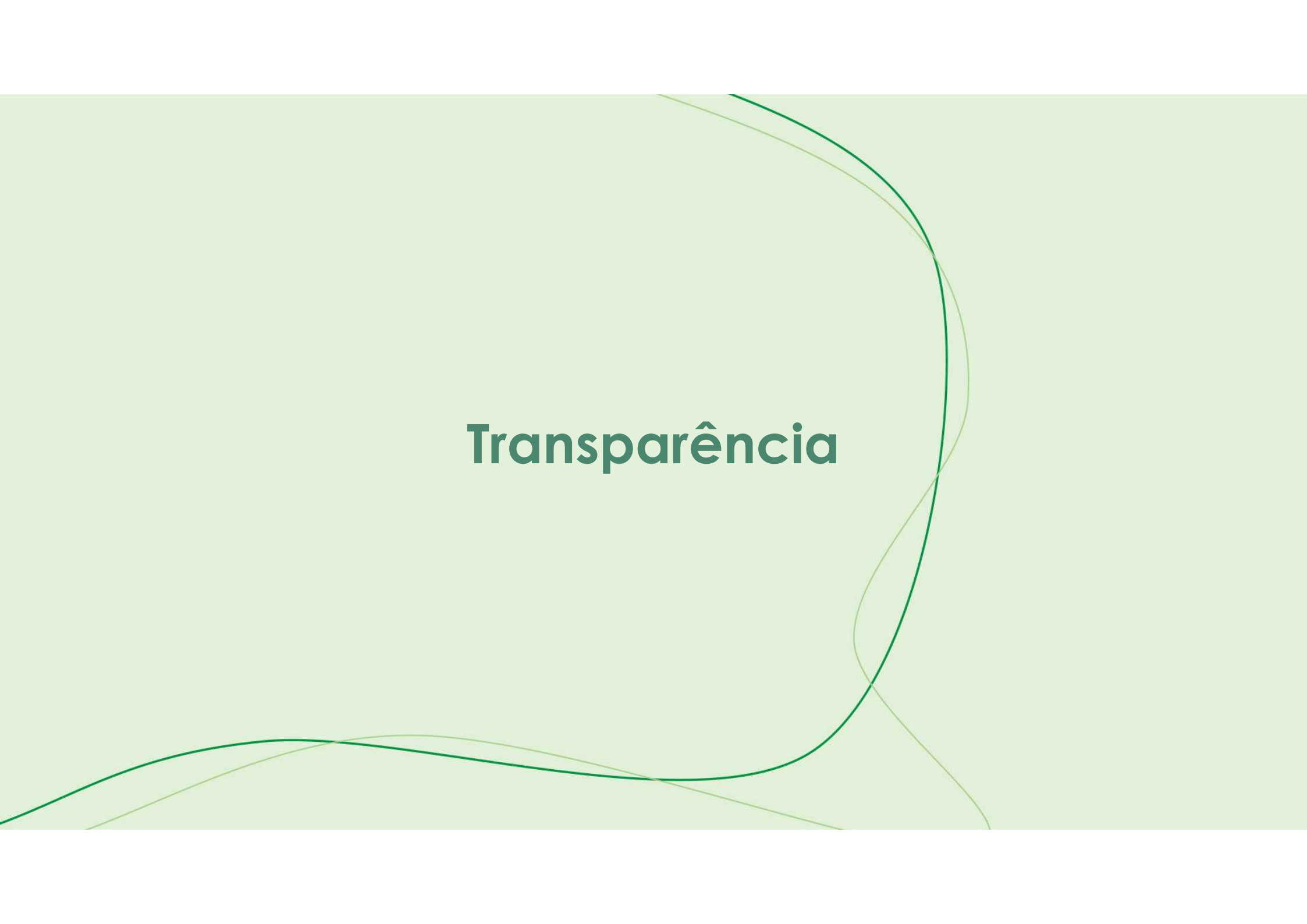
268,8

2030

236,2

1- Estimativas Brent/Câmbio

Parâmetros	2026	2027	2028	2029	2030
Brent (US\$)	95,64	76,25	76,25	76,25	76,25
Câmbio (R\$/US\$)	5,30	5,41	5,44	5,49	5,54

The background is a solid light green color. It features several thin, dark green lines that flow and curve across the frame, creating a sense of movement and organic form. These lines are most prominent on the right side and bottom, framing the central text.

Transparência

Transparência

A ANP divulga na página da ANP na internet diversas informações sobre as participações governamentais



gov.br Ministério de Minas e Energia

Órgãos do Governo Acesso à Informação Legislação Acessibilidade

Entrar com o gov.br

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

O que você procura?

Assuntos > Royalties e outras participações

Royalties	Royalties: cálculo da produção incremental	Royalties: redução de alíquota para empresas de pequeno e médio portes	Estimativa de Royalties e de Participação Especial (PE)
Participação especial	Preço de referência do petróleo	Preço de referência do gás natural	Preço mínimo do petróleo
Proprietários de Terra	Concessionários: prazos e documentos	Participações governamentais consolidadas	

Transparência – Banco do Brasil

SAQUAREMA-RJ

01/06/2026 até 30/06/2026



ANP – ROYALTIES DA ANP		
DATA	PARCELA	VALOR DISTRIBUIDO (R\$)
05.06.2026	DJ CORR. MONET.	3.138.398,57C
	RETENCAO PASEP	31.383,98D
	TOTAL NA DATA	3.107.014,59C
29.06.2026	ANP-LEI 9478/97	45.273.287,25C
	ANP-LEI 7990/89	11.160.521,55C
	ANP-LEI 7990/89-12858/13	8.605.273,41C
	ANP-LEI 9478/97-12858/13	271.722.061,37C
	RETENCAO PASEP	3.367.611,42D
	TOTAL NA DATA	333.393.532,16C

Ações regulatórias

The background is a solid light green color. It features several thin, dark green lines that flow and curve across the page, creating a sense of movement and organic form. These lines are most prominent on the right side and bottom, framing the central text.

Ação Regulatória 1.19 – Alteração da Portaria ANP nº 29/2001

Objetivo: garantir a coerência entre as regras de afetação e evitar a dupla contagem da parcela acima de 5%



O Decreto nº 12.849/2026 alterou a regulamentação da parcela até 5%. Por isso, é necessário alterar também a Portaria ANP nº 29/2001.

DOIS MOTIVOS PRINCIPAIS

1



O Decreto nº 12.849/2026 vedou a dupla contagem entre IED marítima e terminal aquaviário, criando uma regra de movimentação.

2



A Portaria ANP nº 29/2001 utiliza como critério de afetação a localização da IED.



OBJETIVO

Alterar a Portaria ANP nº 29/2001 para assegurar coerência, evitar dupla contagem e garantir que os critérios de afetação estejam alinhados ao Decreto nº 12.849/2026.

Resultado final da ação regulatória

Ação Regulatória 1.19 (Consulta e Audiência Públicas nº 14/2026)



Consulta Pública nº 14/2026 16 a 27/07/2026

Aviso publicado no DOU em 15/07/2026.
Nenhuma contribuição recebida.



Audiência Pública nº 14/2026 30/07/2026 (14h15 às 15h)

Formato híbrido, com 14 participantes.
Sem perguntas, manifestações ou contribuições.



Posicionamento final e aprovação colegiada

Minuta mantida integralmente após a participação social (Relatório Final, SEI 6227292).
DD nº 583/2026, de 26/08/2026 (SEI 6272606): aprovação unânime do relatório final e da minuta de resolução que altera a Portaria nº 29/2001.



Resultado normativo: Resolução ANP nº 1.007/2026 Publicada em 28/08/2026

Alterou a Portaria nº 29/0001 para adequar os critérios de distribuição de royalties ao Decreto nº 12.849/2026.
Regulamentação do enquadramento dos terminais aquaviários interligados às IEDs de origem marítima e da vedação à dupla contagem dos volumes.



Participação social concluída, proposta aprovada e norma publicada.

Fontes: Relatório de Posicionamento Final (SEI 6227292); DC nº 583/2026 (SEI 6272606); Resolução ANP nº 1.007/2026.
Processo nº 48610.203595/2026-49.

Ação Regulatória 1.12

Redução de Alíquota de Royalties em Campos de Petróleo e Gás Natural

DESCRIÇÃO

Regulamentação da redução de royalties para campos de petróleo e gás natural de economicidade marginal enquadrados na Resolução ANP nº 877/2022, considerando os regimes vigentes das Resoluções ANP nº 749/2018 e nº 853/2021, esta combinada com a Resolução ANP nº 32/2014.

ASPECTOS TÉCNICOS

Resoluções CNPE nº 17/2017, nº 4/2020 e nº 5/2022.

OBJETIVOS DA INTERVENÇÃO REGULATÓRIA

1. Dar clareza ao enquadramento de campos e acumulações de economicidade marginal.
2. Ampliar a previsibilidade e a transparência dos critérios e procedimentos.
3. Reduzir inconsistências, lacunas e sobreposições entre os regimes vigentes.
4. Favorecer a continuidade e a retomada da produção em ativos economicamente sensíveis.

PROCESSO

48610.210052/2025-05

ETAPA ATUAL

Elaboração da Análise de Impacto Regulatório (AIR)

Conclusão da AIR: dezembro de 2026

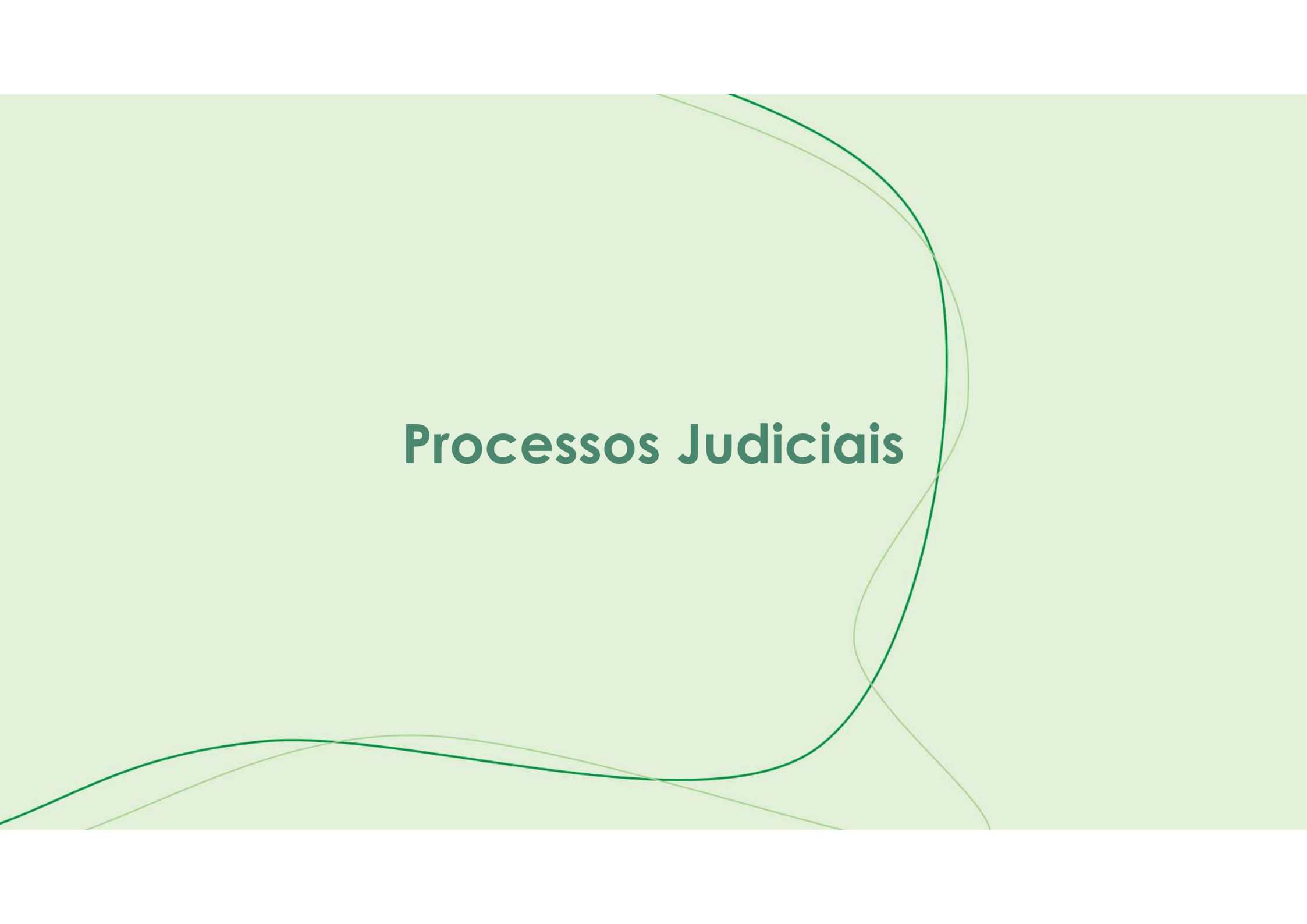
DECISÃO DE DIRETORIA

Circuito Deliberativo nº 430/2026 aprovou a alteração do cronograma.

CONCLUSÃO DA AÇÃO REGULATÓRIA

Julho de 2027

Processos Judiciais

The background is a solid light green color. It features several thin, dark green lines that flow and curve across the page, creating a sense of movement and elegance. These lines are positioned around the central text, with some entering from the top and others from the bottom.

Processos Judiciais

- ✓ Existem cerca de **1700 processos judiciais** relacionados a participações governamentais, envolvendo cerca de 900 entes federativos;
- ✓ Mais de **300 entes federativos recebem valores de royalties em virtude de decisão judicial**;
- ✓ Ano de 2025: 600 respostas da área técnica às demandas judiciais
- ✓ A crescente judicialização das disputas relacionadas aos royalties torna o processo de distribuição realizado pela ANP significativamente **mais complexo do ponto de vista operacional**, além de **acarretar atrasos no repasse** dos recursos devidos aos estados e municípios beneficiários.

Processos Judiciais - Retroativo

Dificuldades no cumprimento das decisões

- Municípios com **decisão judicial para não sofrerem recálculo em seus royalties por outras decisões judiciais**
- Existência de um conjunto de municípios que **não são mais beneficiários dos royalties;**
- Existência de outros processos judiciais de pagamento de royalties retroativos em curso, determinando o repasse de royalties futuros no mesmo conjunto de municípios que são impactados pelo presente cumprimento de decisão, com impossibilidade de redistribuição dos royalties, tendo em vista que seus recebimentos são insuficientes para viabilizá-los.

Obrigada!



www.gov.br/anp/pt-br

Av. Rio Branco 65, 21º andar - Rio de Janeiro – Brasil
Tel: +55 21 2112-8100