



Perspectivas para o setor de petróleo e gás: a visão do regulador

Painel: Agenda Regulatória, Planejamento do Setor e ESG

Rodolfo Saboia
Diretor Geral

23 de agosto de 2023

O protagonismo da Indústria de O&G e Biocombustíveis no Brasil

 **9°**

maior produtor de **petróleo e condensado** do mundo
(BP Statistical Review 2022)

 **8°**

Maior **consumidor de derivados de petróleo** do mundo
(BP Statistical Review 2022)

Entre os **10** maiores exportadores de petróleo do mundo

 **2°**

Maior **produtor e consumidor de biocombustíveis** do mundo
(BP Statistical Review 2022)

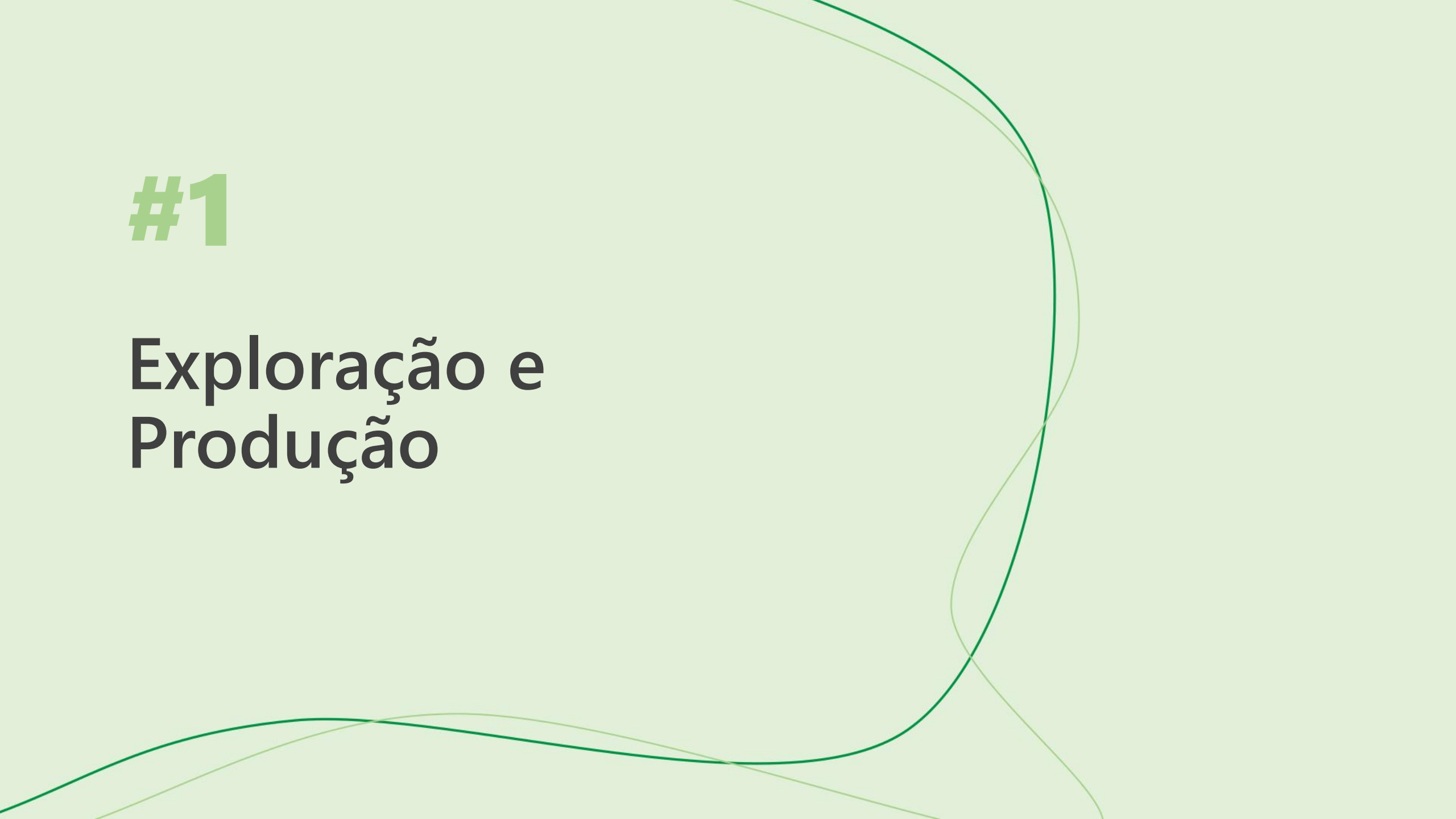
 **28%**

De participação dos **biocombustíveis na matriz veicular**
(2022-1ºS)

 **76**

Milhões de **toneladas de CO₂ que deixaram de ser emitidas** desde o lançamento do **RENOVABIO**
(Nov/2022)





#1

Exploração e Produção

A relevância do setor de E&P no Brasil

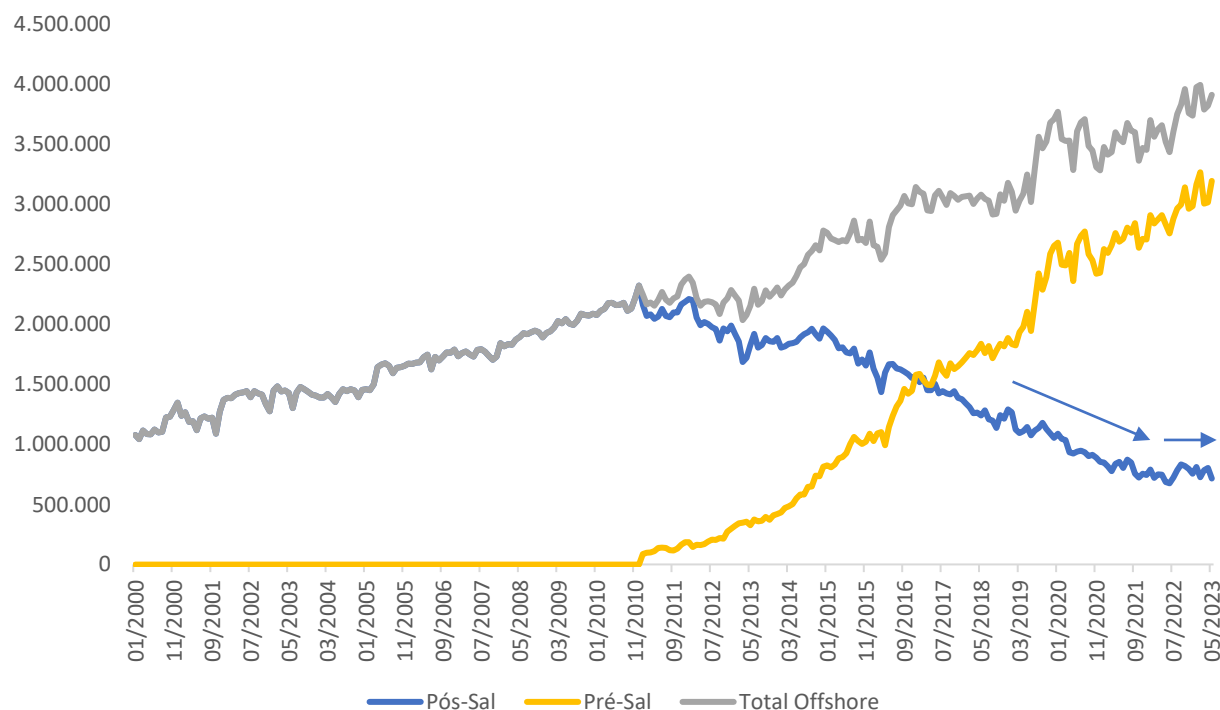


Com pré-sal, produção offshore continuará crescendo no médio prazo

A produção marítima continuará crescendo no médio prazo em função da entrada de novas unidades, principalmente do pré-sal.

Temos visualizado também uma estabilização do declínio da produção no pós-sal em função de novos investimentos, tanto da Petrobras como de operadores independentes

Produção Offshore (boe/d)



**2027
(PAP)**

212 milhões de m³/d de gás

20 novas unidades de produção entrarão em operação entre 2023 e 2027



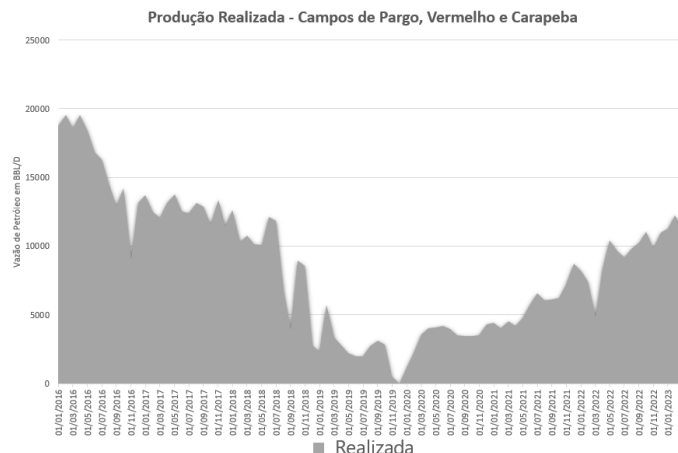
2023	2024	2025	2026	2027
Marlim 1	Búzios 7	Búzios 6	Búzios 9	Albacora
Marlim 2 ✓	Mero 3	Mero 4	Búzios 10	Búzios 11
Mero 2	IPB – Parque das Baleias	Búzios 8		SEAP 1
Búzios 5 ✓	Atlanta FDS			SEAP 2
FSO Pargo	Bacalhau			BM-C-33

Em torno de **US\$ 90 bilhões** em investimentos (2023-2027)

Há também novos investimentos no pós-sal marítimo

Novos investimentos realizados por empresas independentes que participaram do Plano Desinvestimento da Petrobras (exemplos da Perenco e da Karoon)
 Projetos de revitalização de classe-mundial como **Marlim e Albacora**, substituindo plataformas antigas por novas, e contribuindo para o aumento do FR dos ativos maduros
 Relevante desenvolvimento *greenfield* de **Atlanta** a partir de uma independente brasileira

Resultados PERENCO

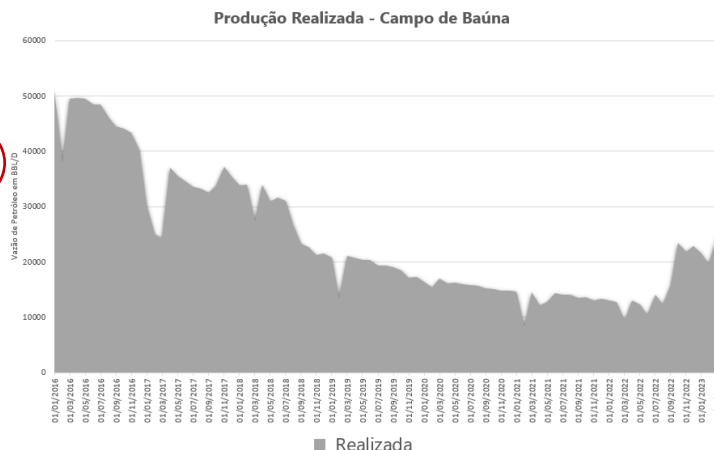


Oportunidades de aumento do FR na Bacia de Campos

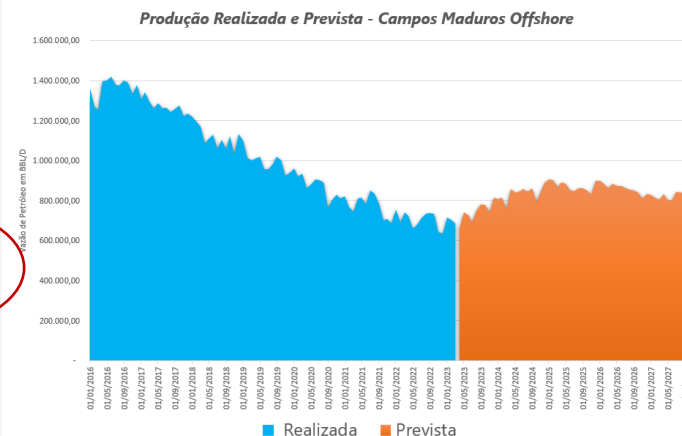


● Fração recuperada atual ● FR previsto reservas 1P ● FR previsto reservas 2P ● FR previsto reservas 3P

Resultados KAROON



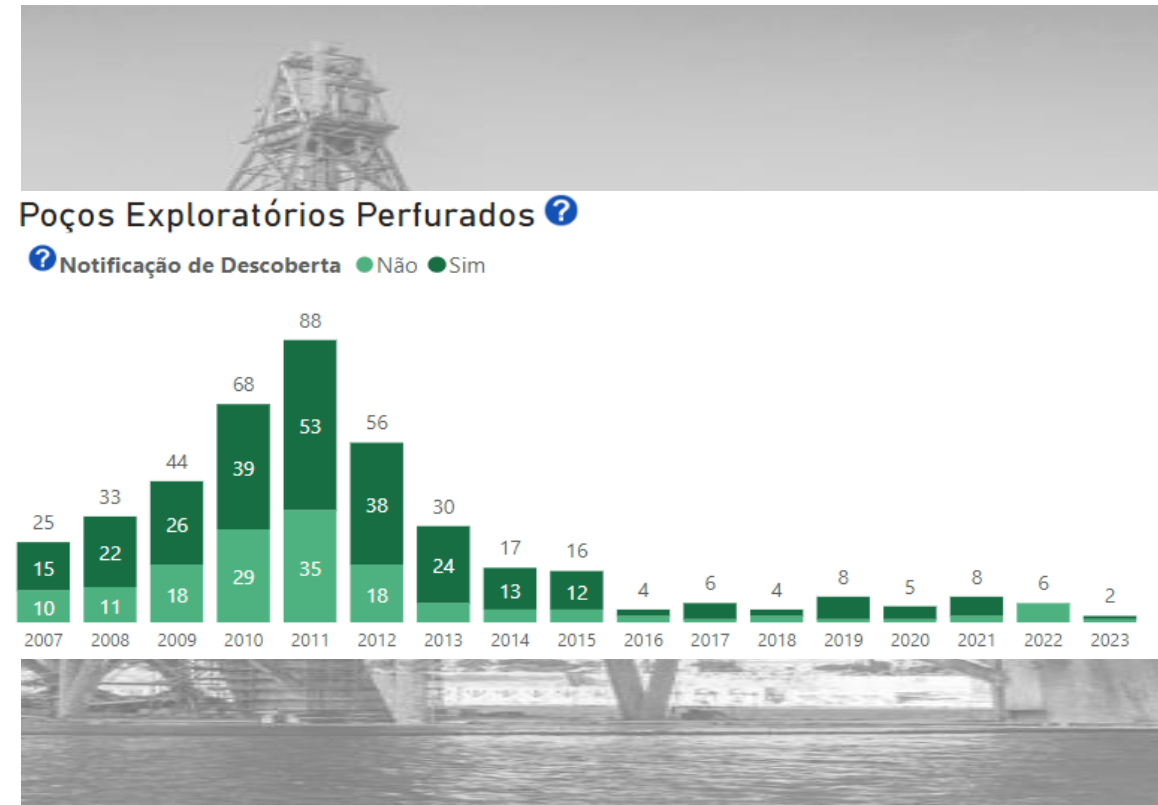
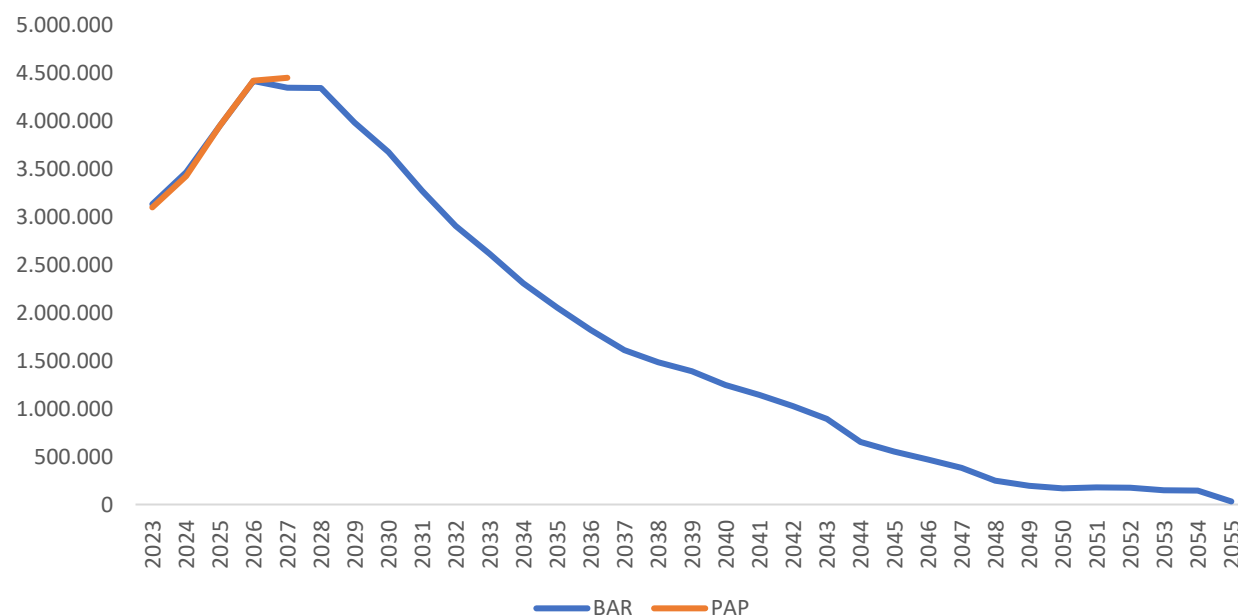
Previsão de Produção Campos Maduros Offshore



Mas é preciso acelerar a exploração para evitar queda a partir de 2030

A produção de petróleo dos campos marítimos em produção, com base nas reservas 2P, atingirão o pico antes de 2030, com declínio significativo se não houver novas incorporações de reservas, por meio de novas descobertas comerciais.

Previsão de Produção de **Petróleo Offshore**, com base nas reservas 2P e no PAP 2023



A abertura de novas fronteiras exploratórias e a incorporação de novas reservas é fundamental para manutenção de empregos, renda e participações governamentais gerados pela indústria de O&G no Brasil

É preciso definir a exploração na Margem Equatorial

Considerando que as grandes estruturas no pré-sal já estão sob contrato, é necessário avançar a exploração para outras bacias de fronteira. Há imenso potencial praticamente inexplorado, em águas profundas e ultraprofundas, nas bacias da Foz do Amazonas, Pará-Maranhão, Barreirinhas, Ceará e Potiguar, análogo às descobertas de Guiana, Suriname e Oeste Africano.



A região da Margem Equatorial Brasileira **não possui um poço perfurado desde 2015** (último poço na bacia Potiguar).



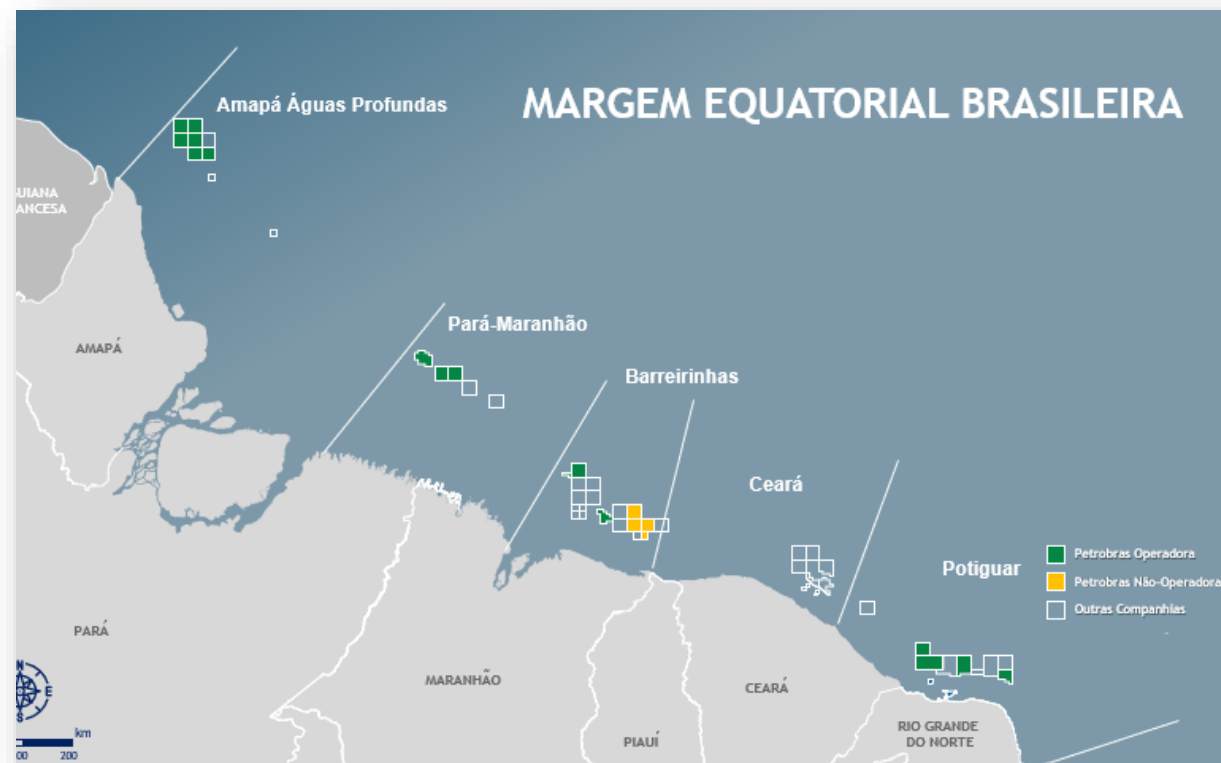
Estava prevista a perfuração de um poço pela Petrobras na Bacia da Foz do Amazonas, justamente em play análogo às descobertas da Guiana, **no final de dezembro**, mas não foi obtida licença ambiental.



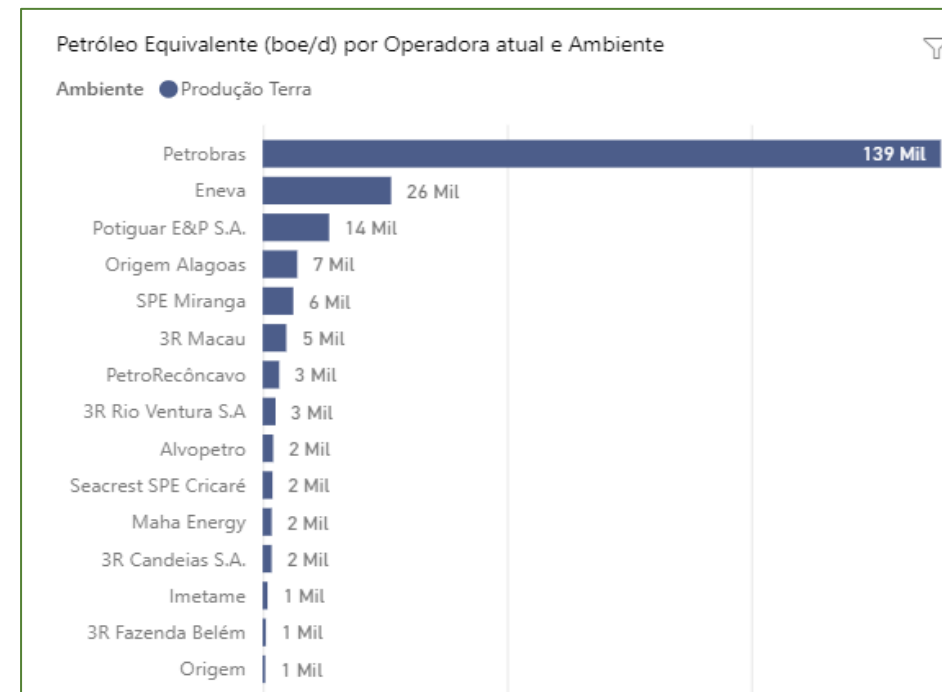
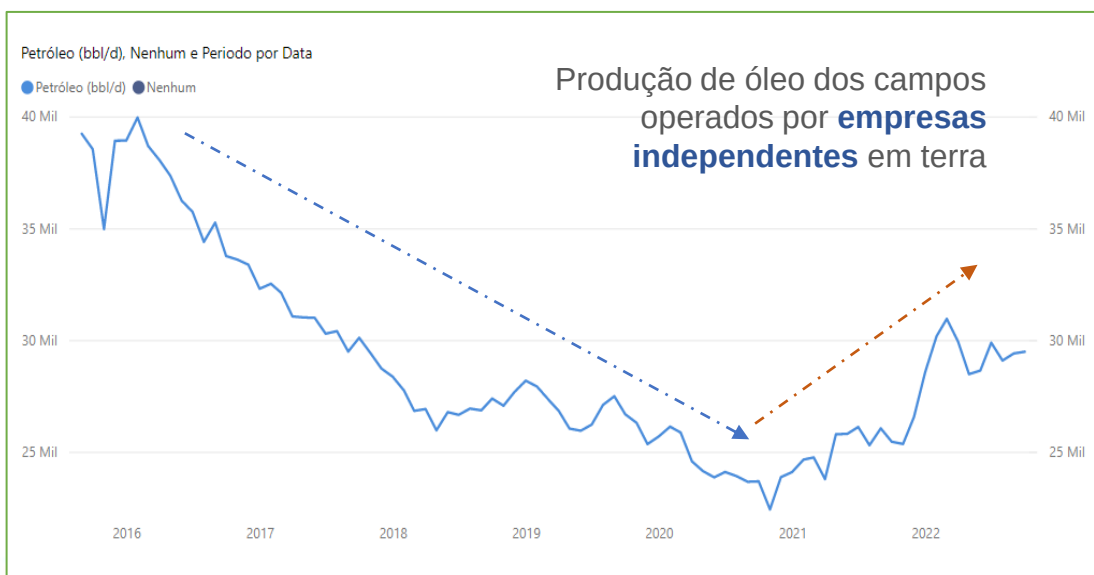
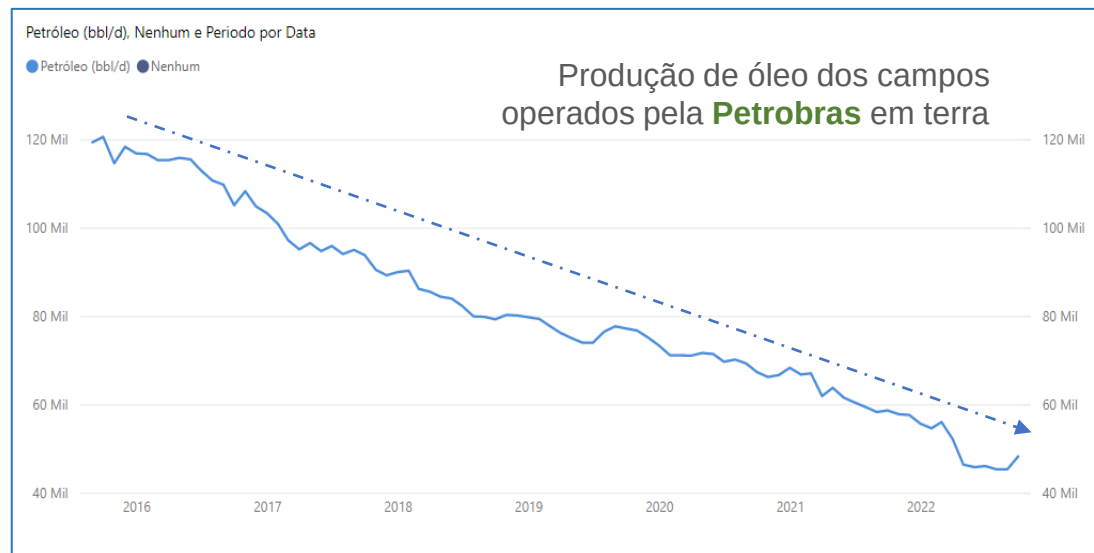
Temos cinco avaliações de descoberta em andamento (três delas suspensas aguardando o licenciamento ambiental) nas bacias de Barreirinhas, Pará-Maranhão e Potiguar, mas estas descobertas foram realizadas antes da mudança do paradigma exploratório da região, **não sendo análogas às descobertas da Guiana**, do Suriname ou do Oeste Africano.



Os desafios associados à exploração na região, estão relacionados, principalmente, à **necessidade de desenvolvimento de infraestrutura** que permita a exploração e a mitigação de riscos ambientais.



No *onshore*, novos investimentos estão revertendo o declínio da produção

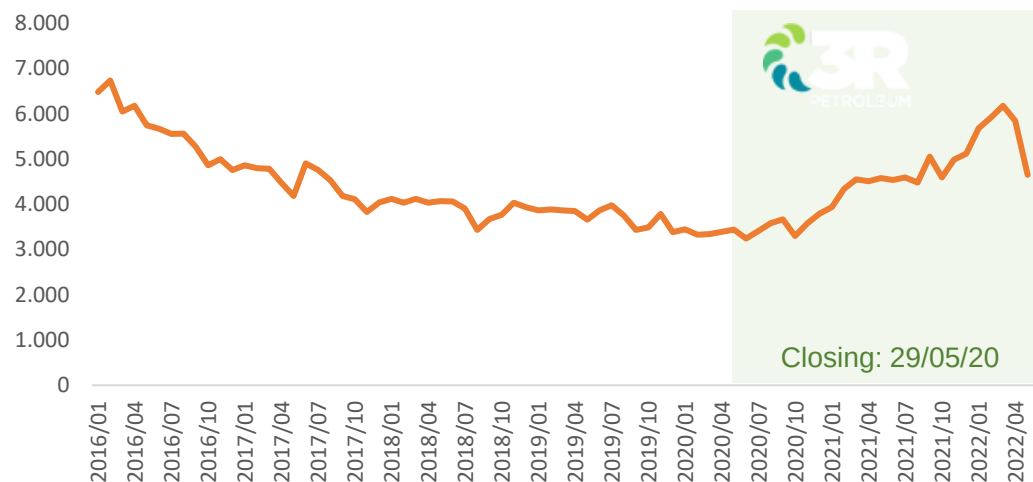


Entre 2021 e 2022, **os independentes perfuraram 73 poços** de produção/injeção em terra, ao passo que **a Petrobras perfurou 37 poços**.

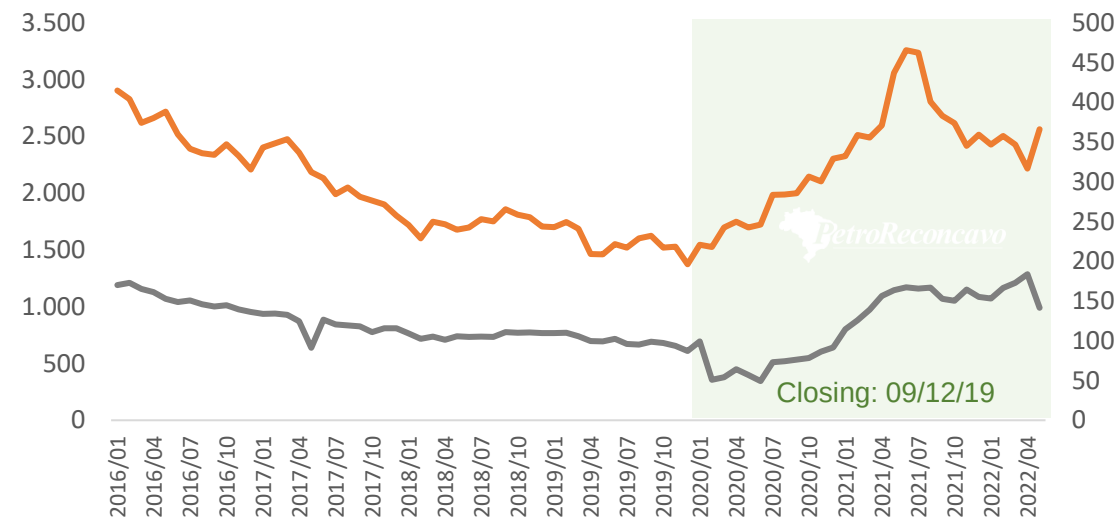


Alguns exemplos de performance de campos pós-desinvestimento

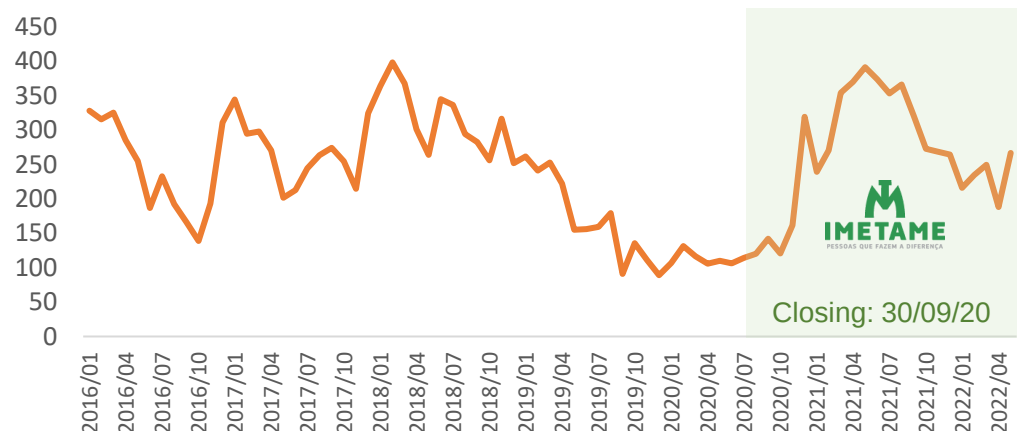
Macau e Salina Cristal (3R)



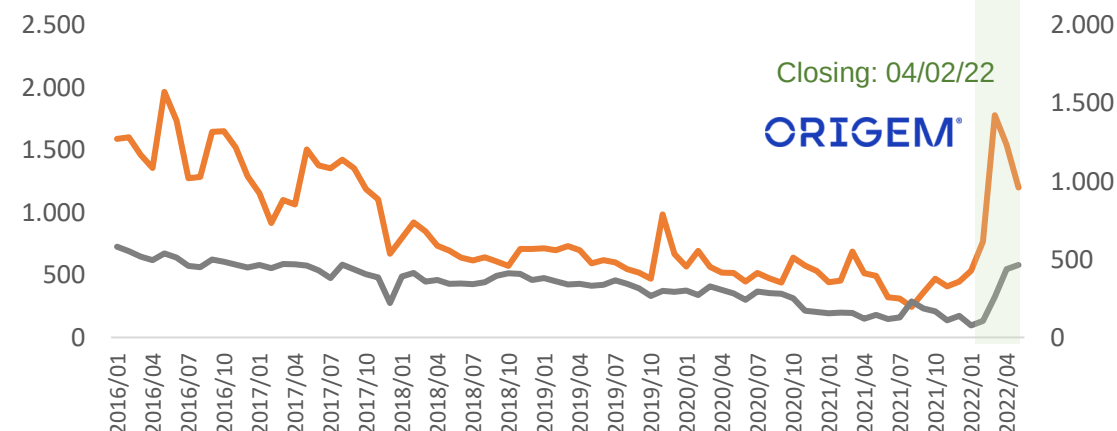
Lorena e Riacho da Forquilha (Potiguar E&P)



Lagoa Parda e Lagoa Piabanha (Imetame)



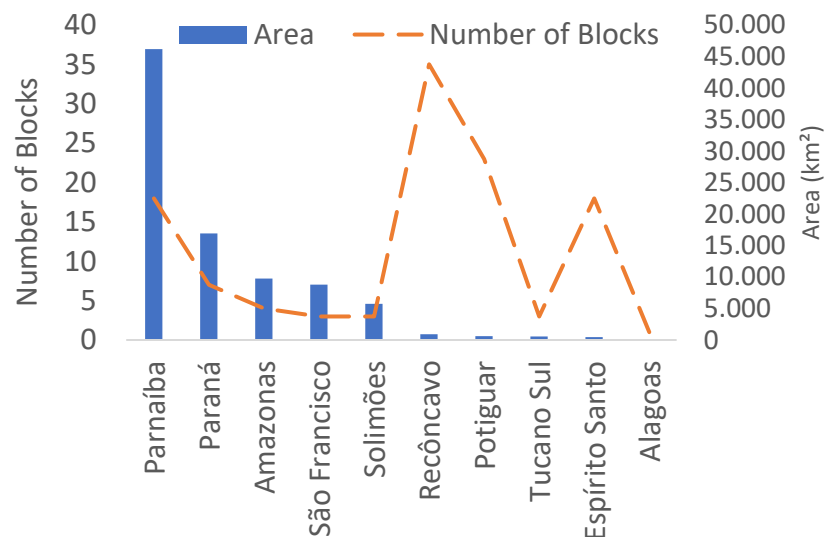
Pilar (Origem)



— Petróleo (bbl/dia)

— Petróleo (bbl/dia) — GN (Mm³/dia)

Há muitas oportunidades para aumentar a produção de GN no *onshore*



4 bacias paleozóicas com potencial para gás natural: bacias do Parnaíba, Solimões, Amazonas e Paraná. A maior parte da **exploração terrestre em bacias de novas fronteiras é para a produção de gás.**



Fonte: Eneva, Imetame

Modelo Reservoir to Wire :
Custos de produção competitivos. Projetos relevantes nos estados do Maranhão, Amazonas e Bahia

Nova Lei do Gás publicada e abertura do mercado em curso

Operadores independentes em campos terrestres estão **aumentando a produção de gás para suprir novos contratos com distribuidoras estaduais**



Nível Brasil: Preço médio dos comercializadores independentes está **90,5%** do preço médio da Petrobras no 1º Trimestre de 2022 e **15%** do mercado não térmico já está sendo suprido por empresas não Petrobras

Ambiente de Negócios no E&P

FATORES DE FORÇA

- Respeito aos contratos
- Potencial geológico
- Pré-sal: ativos de classe mundial com baixa intensidade de carbono
- Rodadas realizadas e previstas (Oferta Permanente)
- Abertura do Mercado (Desinvestimento Petrobras)

FATORES DE FRAQUEZA

Risco Brasil

- Incertezas em relação ao licenciamento ambiental, principalmente nas bacias de novas fronteiras
- Regime tributário regressivo
- Burocracia e baixa velocidade nas transformações

OPORTUNIDADES

No curto prazo:

- Preços em patamares altos
- Atenção à Segurança Energética
- Última janela de oportunidade para exploração de ativos menos competitivos

AMEAÇAS

Competição Global
(Oriente Médio, shale oil/gas, Guiana/Suriname, África, países com regimes mais progressivos etc)

- Empresas mais seletivas, com menos capital disponível
- Transição Energética:
 - Redução dos investimentos em O&G
 - Redução da Demanda de Óleo

O que já fizemos e o que estamos estudando?

FEITO, dentre outras medidas:



**Dados de Poços e Sísmica
Gratuitos na internet**



Redução de Royalties*

* Sobre a produção incremental para pequenas e médias empresas e em novos contratos para bacias maduras e de novas fronteiras



**Prorrogação da Fase de
Exploração por 18 meses
(Resolução nº 878/2022)**

EM ESTUDO



**Flexibilização da
execução do PEM
fora da área
concedida/ em
outras concessões**

Relatório do AIR em etapa final: análise das contribuições recebidas em consulta pública



**Estudos para
redimensionamento
dos blocos em oferta**

Área média do blocos offshore no Brasil: 650 km²
No Uruguai: 13.000 km².

Primeiro "redesenho" previsto para o segundo semestre



**Celeridade na análise
dos pleitos de
prorrogação
contratual**

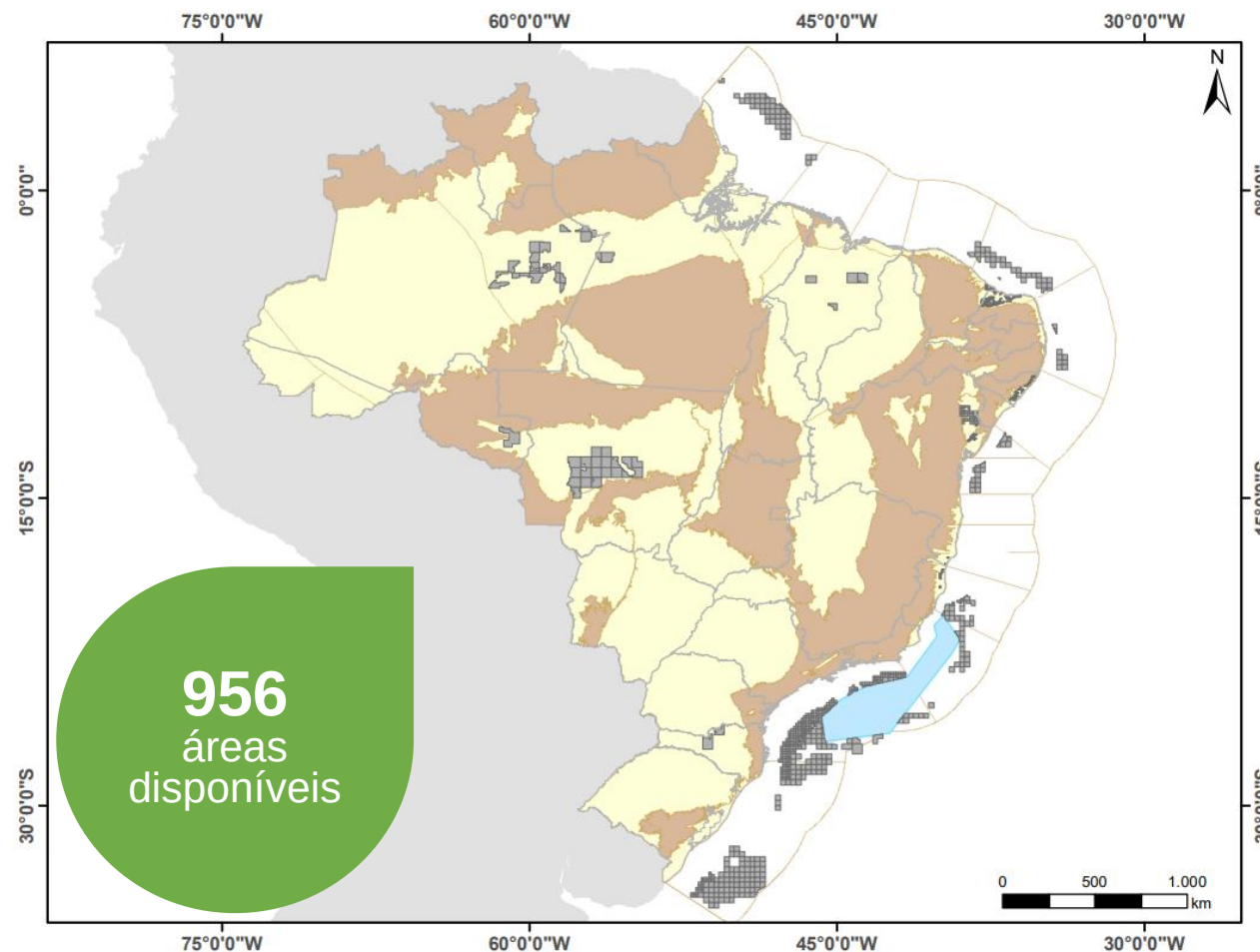
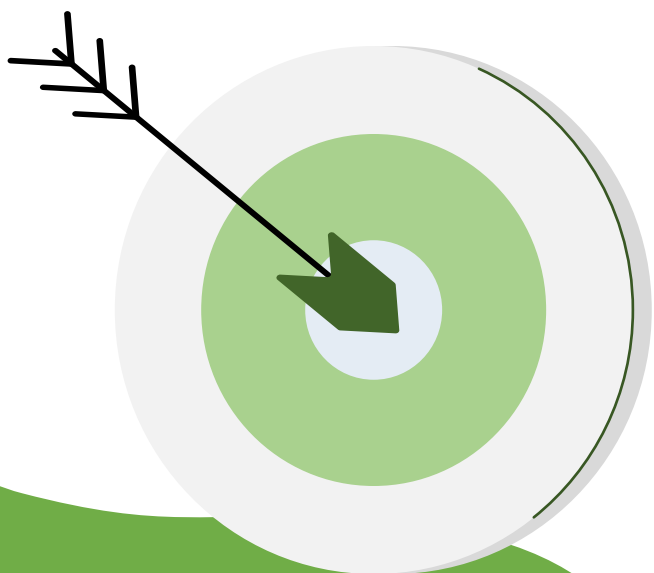
90 pleitos já aprovados + 46 pleitos em análise

**Estudos para redução
de royalties em
campos marginais**

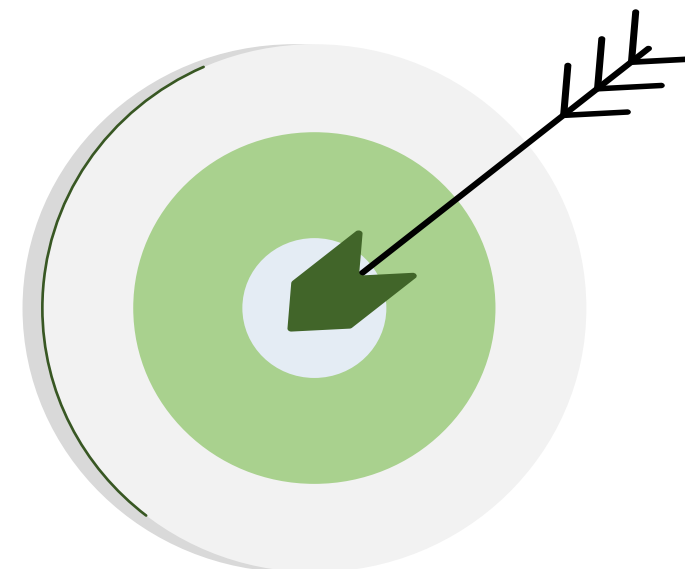
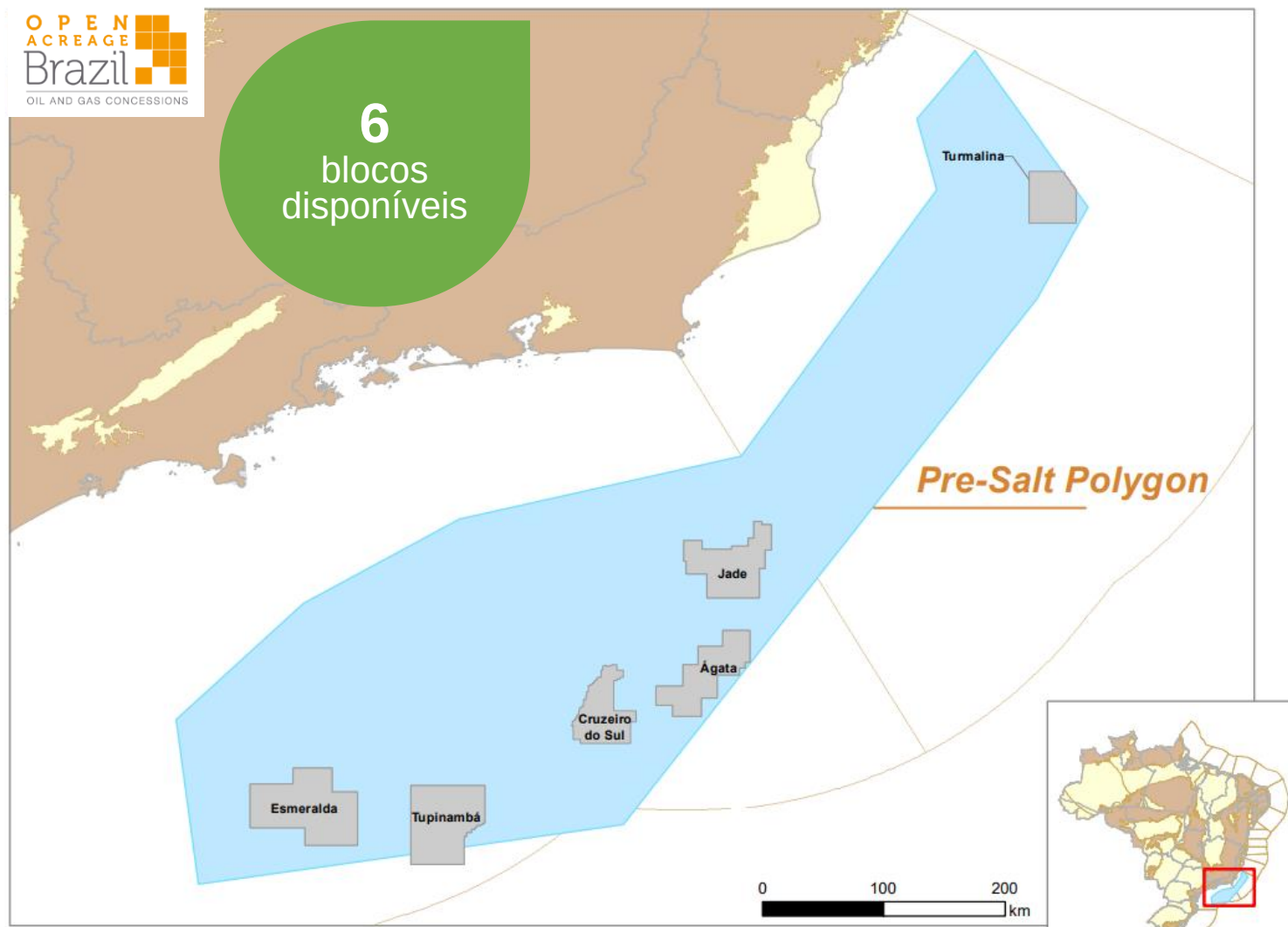
Resolução ANP nº 877/2022 definiu que 74 campos marítimos são marginais

Oferta Permanente de Concessão

OPC estão disponíveis para declaração de interesse 955 blocos com risco exploratório e a área de Japiim. Os 955 blocos estão localizados em 65 setores de 17 bacias sedimentares brasileiras, totalizando 380.251,28 km², sendo 394 blocos em bacias terrestres e 561 blocos em bacias marítimas.

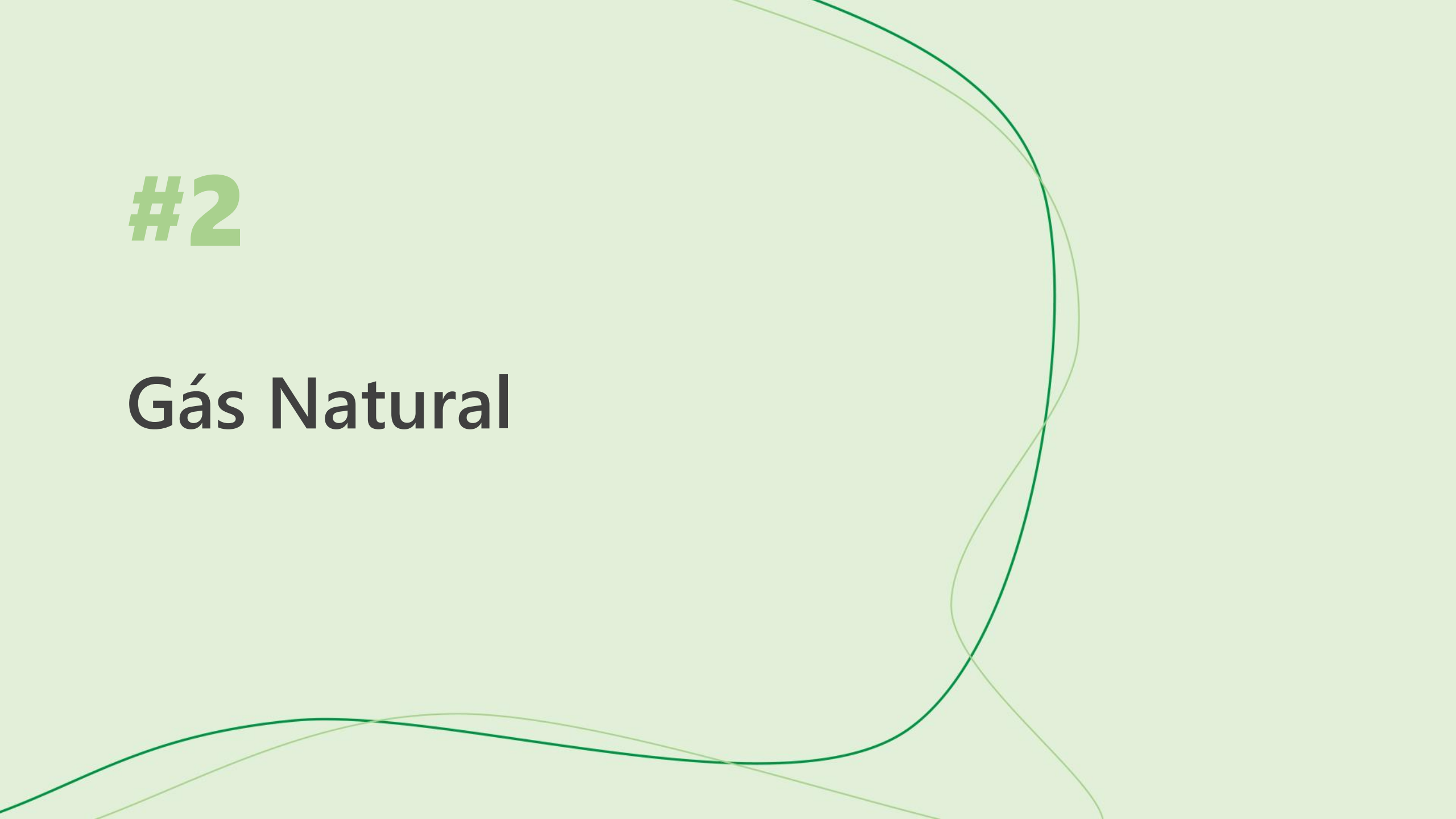


Oferta Permanente de Partilha



Cronograma dos ciclos das Ofertas Permanentes de Concessão e Partilha





#2

Gás Natural

A implementação da Nova Lei do Gás: rumo a um mercado concorrencial

Acesso ao transporte tem sido efetivo e possibilitado a entrada de novos supridores no mercado de comercialização

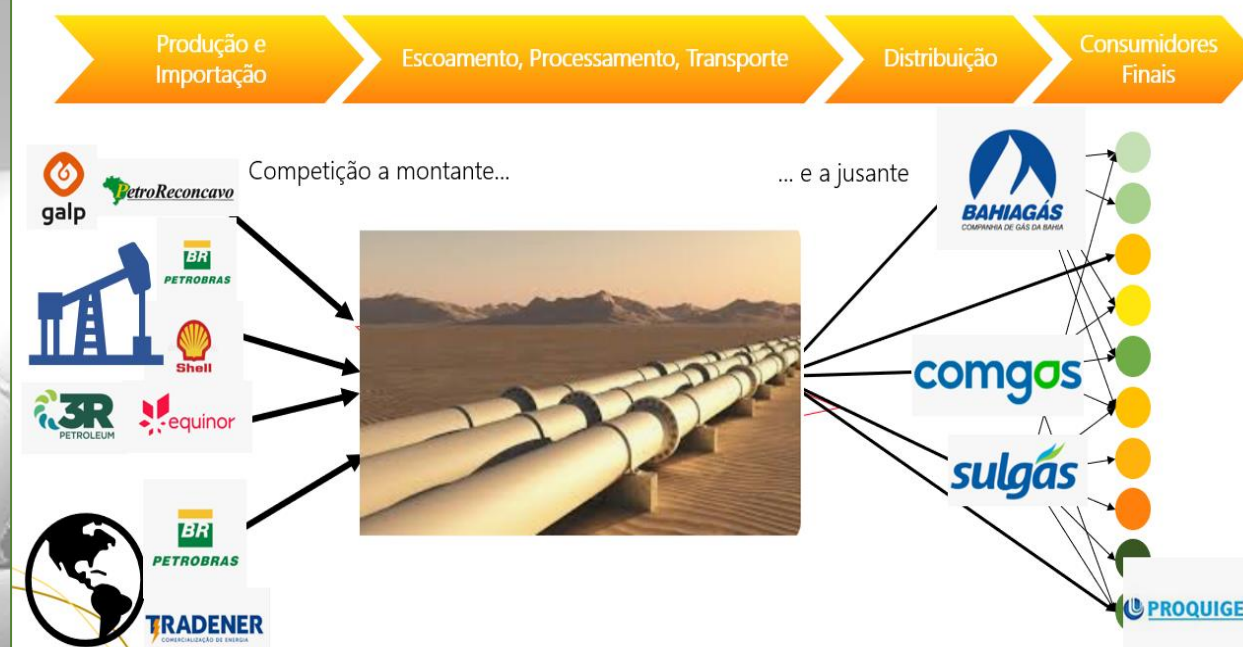
Passado: um mercado verticalizado

Mercado Verticalizado



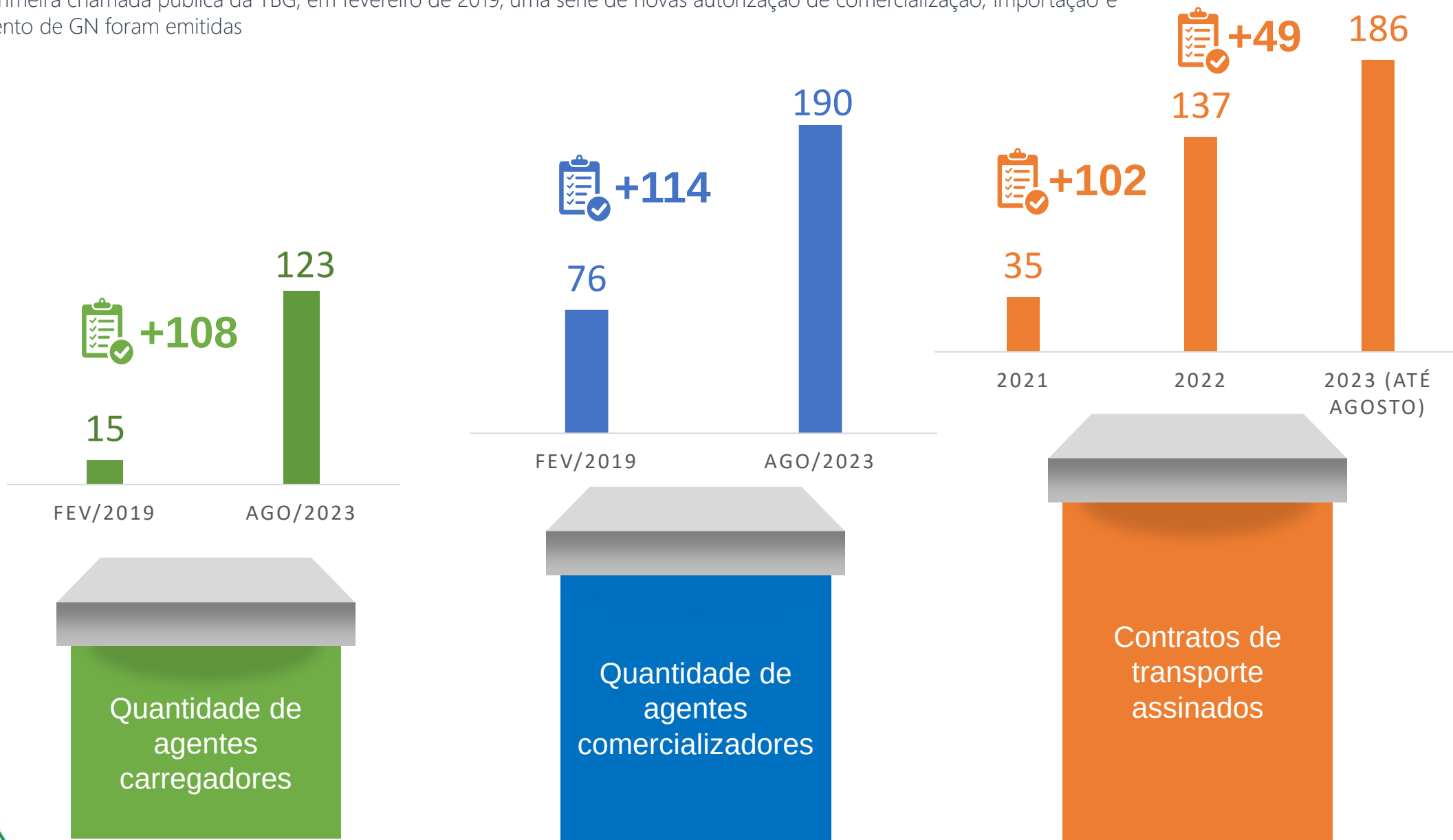
Mercado Atual: um mercado com acesso de terceiros

Mercado com Acesso de Terceiros



O interesse no mercado de GN do Brasil está aumentando

Desde a primeira chamada pública da TBG, em fevereiro de 2019, uma série de novas autorização de comercialização, importação e carregamento de GN foram emitidas



Resultados da abertura do mercado de GN

Mercado tem avançado, com claro aumento da competição e redução dos preços aos consumidores em relação ao benchmark (Petrobras)

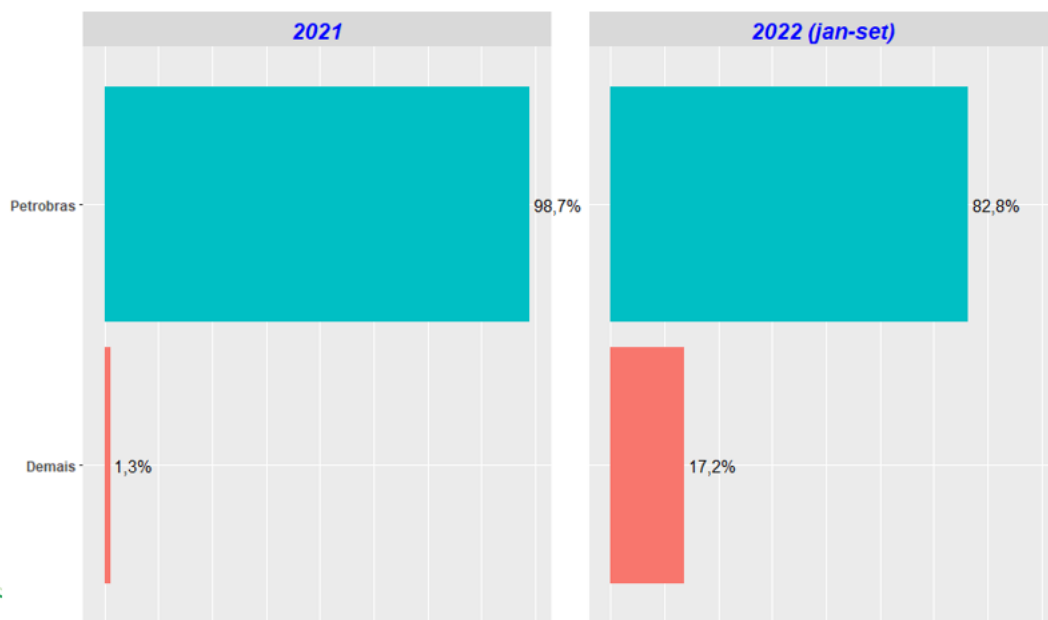


Redução do market-share da Petrobras em **16 p.p.**

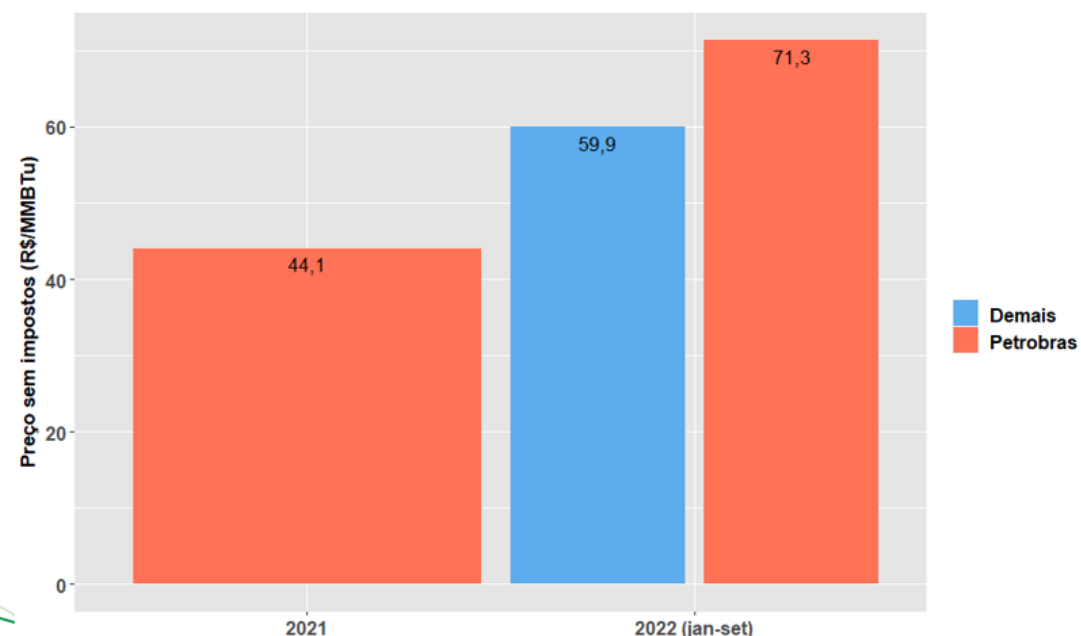


Preços médios de terceiros **16% inferiores** aos praticados pela Petrobras

Vendas às distribuidoras e consumidores livres – Agentes Vendedores
(Mercado Não-Térmico) - Percentual



Vendas às distribuidoras e consumidores livres – Mercado Não Térmico
Preço médio sem impostos - Malha integrada de transporte



Em um mercado com 43 milhões de m³/d, **redução de preços representa benefício aos consumidores de aprox. R\$3 milhões/dia**

Desafios à abertura do mercado de GN

01

Harmonização das regulações federal e estaduais: isolamento de mercados/ saída de grandes volumes do sistema de transporte

02

Extensa Agenda Regulatória (atuação caso a caso enquanto instrumentos regulatórios estão em revisão/elaboração)

03

Conjuntura Internacional – volatilidade nos preços do gás natural

04

Integração entre os setores de gás natural, industrial e de energia elétrica



ANP:

PRIORIDADES DA AGENDA REGULATÓRIA:

- ☐ Acesso às infraestruturas essenciais
- ☐ Autonomia e Independência do transportador
- ☐ Tarifas de transporte
- ☐ Estudos sobre o gas release
- ☐ Novo Modelo de Chamada Pública menos oneroso no POC (Portal de Oferta de Capacidade)

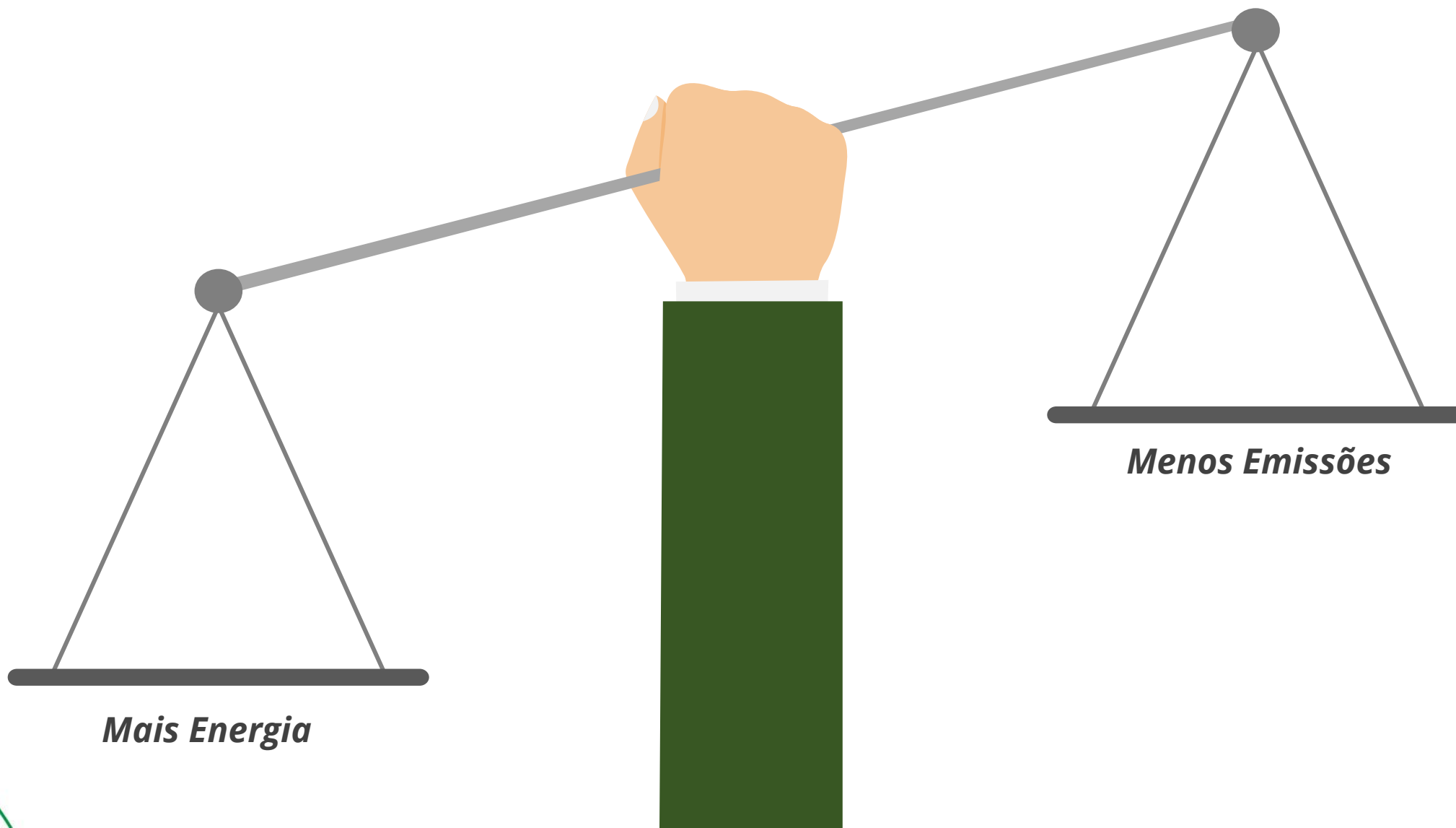


#3

Transição Energética

O caminho imperativo no setor energético brasileiro

Como um país em desenvolvimento, precisamos de mais energia, incluindo mais produção de O&G para atender às necessidades da sociedade. Mas nossa missão é conseguir produzir essa energia de forma sustentável, com baixas emissões.



Temos condições de nos mantermos competitivos na transição energética

01

Pré-sal: ativos globalmente competitivos no cenário de transição energética, com **baixo breakeven e baixas emissões de GEE**



Alta produtividade e baixo teor de enxofre



Intensidade de Carbono: 9 – 10 kgCO₂e/boe

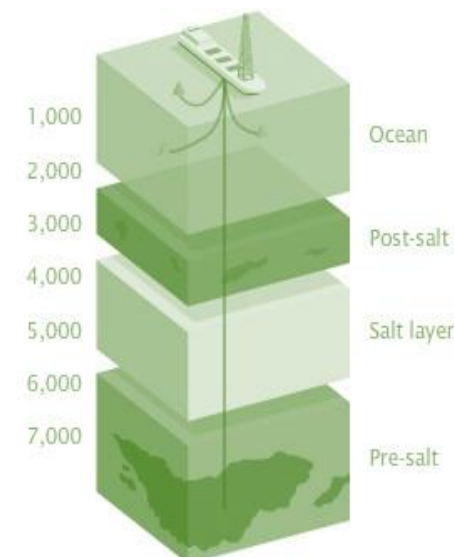
Metade da média do E&P da OGCI
(19,5kgCO₂e/boe em 2020)

02

Compromissos de net zeros das maiores operadoras do offshore, como a Petrobras, o que vai requerer esforços em aumento da eficiência operacional, redução das queimas de rotina/ emissões fugitivas, eletrificação, integração com projetos renováveis.

03

A ANP passou a **publicar os dados de emissões no upstream**. Queima no Brasil já historicamente publicada: 2% da produção de gás associado. ANP E EPE apresentaram ao CNPE relatório com propostas de instrumentos de mitigação e compensação de GEE no E&P.



A transição energética aumenta a necessidade de atrairmos mais investimentos ao setor de O&G no Brasil e de nos mantermos competitivos em nível global

O mercado nacional de biocombustíveis

Etanol



358

Usinas de etanol

386mil

m³/d de capacidade
(+ 7% em construção ou
ampliação)

30Mi

m³ produção de etanol
(2021)

Biodiesel



57

Plantas de
biodiesel

37mil

m³/d de capacidade
(+ 24% em construção)

7Mi

m³ produção de
biodiesel
(2021)

Biometano



4

Instalações de
biometano

387mil

m³/d de capacidade
(+ 84% em construção)

49Mi

m³ produção de
biometano
(2021)

~79

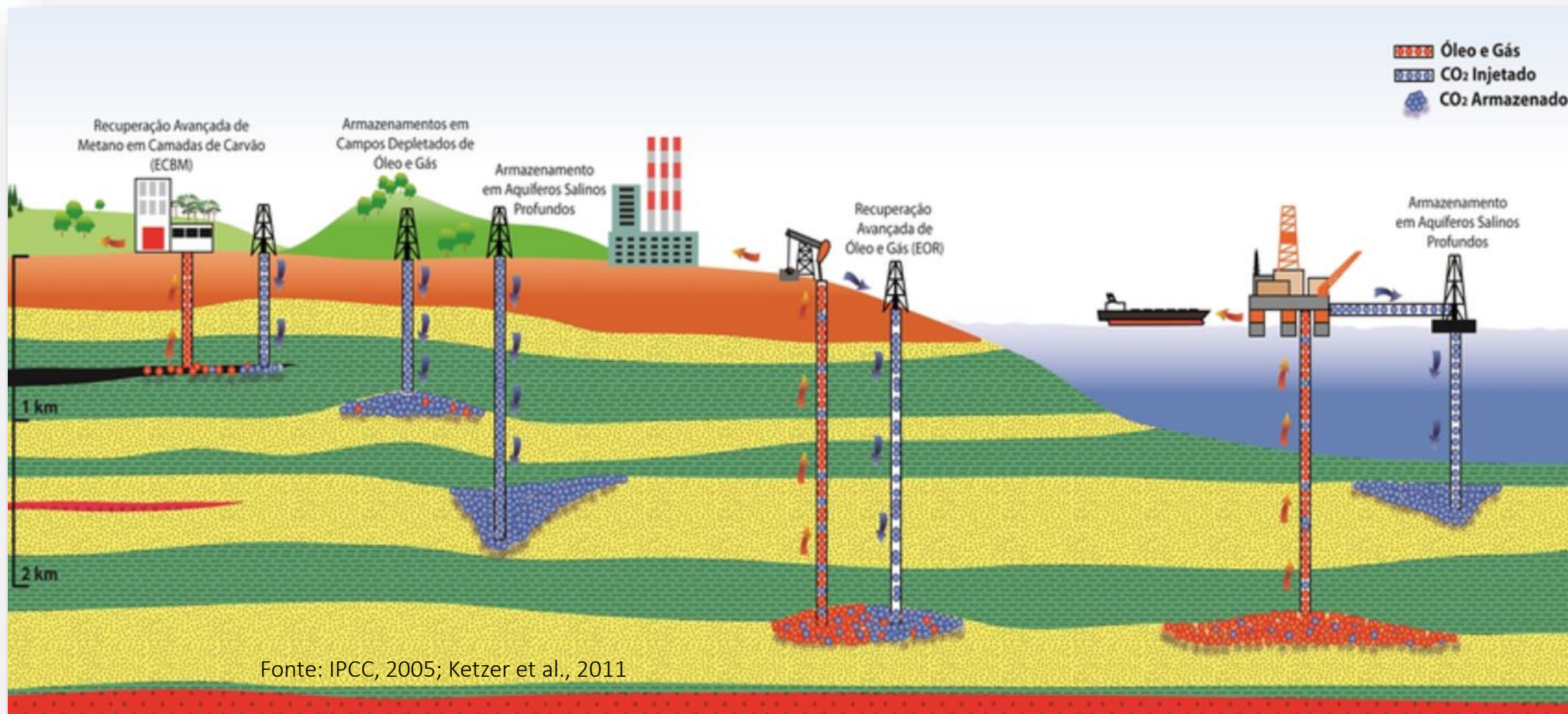


milhões ton
de CO₂eq evitados
até Nov/2022 por
meio do Programa
Renovabio

*Em nov/2022

O Brasil tem imenso potencial para armazenamento de CO₂

Seja em campos depletados, estruturas geológicas e aquíferos salinos, já há interesse no desenvolvimento de projetos de CCS no Brasil



ANP no Programa Nacional do Hidrogênio



Participação da ANP em 5 das 6 câmaras temáticas



GT para debater e definir a estratégia da ANP no âmbito do Programa Nacional do Hidrogênio - PNH2;



Alguns estudos que serão conduzidos:

- Regime do Hidrogênio Natural (Branco) – **deve ser incluído a previsão no projeto de Lei** (só abrange o verde)
- Possibilidade de mistura de H2 na rede de gás nacional
- Especificação do H2 como combustível



#4

Agenda Regulatória prioritária da ANP

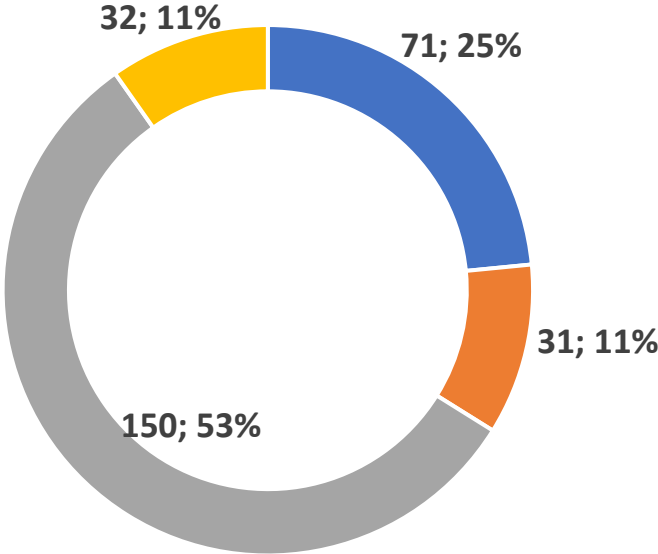
Estoque regulatório e agenda prioritária da ANP

284 normas vigentes compõem o atual estoque regulatório da ANP.
83 ações regulatórias estão previstas na agenda regulatória 2022-2023
A ANP elencou 12 ações prioritárias

AÇÕES PRIORITÁRIAS

Título da Ação	Uorg	Previsão de		% Avanço Global		Etapa em andamento ou a iniciar		
		Conclusão da Ação		da Ação ¹			Previsão da Etapa	% Avanço da Etapa
		Anterior	Atual	Anterior	Atual			
1.6 Plano de Desenvolvimento	SDP	nov/23	abr/24	75%	sem avanço	Consulta Pública	Nov/23 ²	0%
1.11 Aquisição e Acesso aos Dados Técnicos	SDT	-	-	100%	100%	CONCLUÍDA	-	-
2.1 Gás Natural Liquefeito	SIM	ago/23	mantido	83%	95%	Aprovação e Publicação	ago/23	0%
2.5 Elaboração de AIR bases x terminais	SIM	abr/24	jul/25	11%	sem avanço	Estudos Preliminares	abr/23	70%
2.6 Autonomia e Independência no Transporte de Gás Natural	SIM	mar/24	abr/25	32%	34,50%	Estudos Preliminares	ago/23	90%
				(sem avanço)		Relatório de AIR ou Nota Técnica de Regulação	Jul/24 ²	60%
2.8 Tarifas de Transporte de Gás Natural	SIM	mar/24	dez/24	22%	20% ³	Estudos Preliminares	Nov/23 ²	85%
				(sem avanço)		Relatório de AIR ou Nota Técnica de Regulação	Jun/24 ²	20%
2.12 Acesso de terceiros interessados às infraestruturas essenciais de gás natural	SIM	dez/23	mai/24	22%	27%	Relatório de AIR ou Nota Técnica de Regulação	Set/23 ²	33%
4.14 Qualidade do Gás Natural	SBQ	fev/24	ago/24	40%	60%	Relatório de AIR ou Nota Técnica de Regulação	Out/23 ²	75%
4.15 Transparência de Preços na Revenda	SDC	-	-	-	-	SUSPENSA	-	-
4.16 Revisão da Resolução ANP 795/2019	SDC	dez/23	mantido	34%	sem avanço	Relatório de AIR ou Nota Técnica de Regulação	jul/23	54%
4.18 Marco regulatório de Combustível de Aviação	SDL	mar/24	dez/25	41%	0% ³	Estudos Preliminares	Jul/23 ²	0%
4.19 Importação de Biodiesel	SDL	abr/23	jul/23	94%	sem avanço	Aprovação e Publicação	Jul/23 ²	0%

Estoque regulatório da ANP



■ Upstream ■ Midstream
■ Downstream ■ Normas Transversais



www.gov.br/anp/pt-br



<http://rodadas.anp.gov.br/pt/>

Av. Rio Branco 65 – 12º ao 22º andar - Rio de Janeiro – Brasil
Tel: +55 (21) 2112-8100