PDE 2036

Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2036

Produção de Petróleo e Gás Natural

Novembro 2026

epe 20+

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

GOVERNO DO BRASIL
DO LADO DO POVO BRASILEIRO



FICHA TÉCNICA

PDE 2036 | Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2036
Caderno de Produção de Petróleo e Gás Natural

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA
GOVERNO DO BRASIL
DO LADO DO POVO BRASILEIRO

Ministro de Estado
Alexandre Silveira de Oliveira

Secretário Executivo
Gustavo Cerqueira Ataíde

Secretário Nacional de Energia Elétrica
João Daniel de Andrade Cascalho

Secretário Nacional de Geologia, Mineração e Transformação Mineral Substituto
Anderson Barreto Arruda

Secretário Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
Renato Cabral Dias Dutra

Secretária Nacional de Transição Energética e Planejamento
Mariana de Assis Espécie

www.mme.gov.br

epe 20+

Presidente
Thiago Guilherme Ferreira Prado

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais
Thiago Ivanoski Teixeira

Diretor de Estudos de Energia Elétrica
Reinaldo da Cruz Garcia

Diretor de Estudos do Petróleo, Gás e Biocombustíveis Interino
Thiago Guilherme Ferreira Prado

Diretor de Gestão Corporativa
Carlos Eduardo Cabral Carvalho

www.epe.gov.br

Composição dos cargos em 4 de novembro de 2026

Rio de Janeiro, 2026

Foto da capa: Thiago Matos/Pexels.



FICHA TÉCNICA

PDE 2036 | Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2036
Caderno de Produção de Petróleo e Gás Natural

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE

Coordenação Executiva
Thiago Guilherme Ferreira Prado

Coordenação Técnica
Marcos Frederico Farias de Sousa
Regina Freitas Fernandes
Roberta de Albuquerque Cardoso

Autores

Superintendência de Petróleo e Gás Natural
Adriana Queiroz Ramos
Bruna Silveira Guimarães
Deise dos Santos Trindade Ribeiro
Isis de Oliveira Fernandes
Nathalia Oliveira de Castro
Péricles de Abreu Brumati
Rafael Freitas Funcia Lemme
Victor Hugo Trocate da Silva
Victor Rezende dos Santos

Apoio Administrativo
Valéria dos Santos Pereira



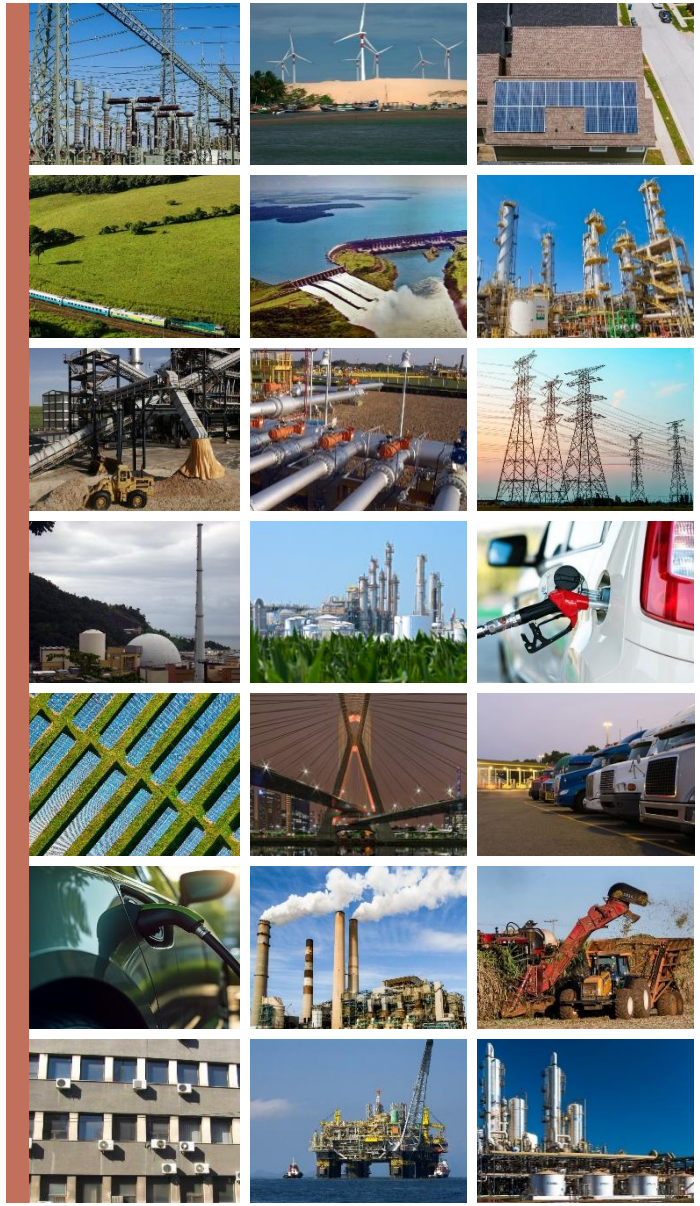
PDE 2036

Caderno de Produção de Petróleo e Gás Natural

Valor Público

Os estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) orientam a formulação de políticas públicas, ajudam a guiar as decisões de diversas partes interessadas, como governos, empresas e a sociedade civil, e contribuem para a segurança energética do País.

O valor público deste documento está na sua capacidade de informar e orientar a tomada de decisão no setor energético, promover transparência, apoiar o planejamento de investimentos e o planejamento energético de longo prazo e, em última instância, beneficiar a sociedade brasileira ao fomentar um sistema energético seguro e eficiente.



AVISOS

Esta publicação contém projeções acerca de eventos futuros que refletem a visão da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) no âmbito do Plano Decenal de Expansão de Energia 2036 (PDE 2036). Tais projeções envolvem uma ampla gama de riscos e incertezas conhecidos e desconhecidos e, portanto, os dados, as análises e quaisquer informações contidas neste documento não são garantia de realizações e acontecimentos futuros.

Este documento possui caráter informativo, sendo destinado a subsidiar o planejamento do setor energético nacional.

A EPE se exime de responsabilidade por quaisquer ações e tomadas de decisão que possam ser realizadas por qualquer pessoa física ou jurídica com base nas informações contidas neste documento.

Controle de versões

Versão	Data	Descrição
v1	05/11/2026	Publicação inicial.

SUMÁRIO

- Introdução
- Detalhamentos da previsão da produção de petróleo e gás natural
- Sensibilidades aplicadas às previsões da produção
- Aspectos econômicos da produção de petróleo e gás natural
- Conclusão

PDE 2036

Introdução

epe 20+ MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA
GOVERNO DO BRASIL
DO LADO DO POVO BRASILEIRO

Siglas e definições

- **ANP**: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
- **BAR**: Boletim Anual de Reservas
- **E&P**: Exploração e Produção
- **FPSO**: Unidade flutuante de produção, armazenamento e transferência de petróleo (*Floating Production, Storage and Offloading*)
- **OPC**: Oferta Permanente de Concessão
- **OPP**: Oferta Permanente de Partilha
- **PAD**: Plano de Avaliação de Descoberta
- **PAP**: Programa Anual de Produção
- **PAT**: Programa Anual de Trabalho
- **PD**: Plano de Desenvolvimento
- **RC**: Recursos Contingentes (correspondem às descobertas em avaliação)
- **RD**: Recursos Descobertos (correspondem à soma dos recursos contingentes com as reservas totais)
- **RND-E**: Recursos Não Descobertos Empresa (correspondem aos recursos não descobertos em áreas contratadas)
- **RND-U**: Recursos Não Descobertos União (correspondem aos recursos não descobertos em áreas sem contrato)
- **RT**: Reserva Total (correspondem às áreas com declaração de comercialidade)
- **SEAL**: Sergipe-Alagoas
- **SEAP**: Sergipe Águas Profundas
- **UEP**: Unidade Estacionária de Produção
- **UP**: Unidade Produtiva



Considerações iniciais

Este Caderno apresenta e aprofunda os estudos de **Produção de Petróleo e Gás Natural** divulgados no **Relatório Síntese do PDE 2036**. A análise parte das projeções adotadas no cenário de referência e incorpora o detalhamento dos procedimentos metodológicos empregados, bem como a avaliação de cenários alternativos associados a fatores que podem afetar a trajetória da produção nacional ao longo dos próximos dez anos.

Inicialmente, são analisados aspectos específicos relacionados à produção terrestre (*onshore*), aos tipos de contratos e aos ambientes Pré-sal, Pós-sal e Extra Pré-sal. Na sequência, são desenvolvidas análises de sensibilidade sobre temas com potencial de impacto relevante nas projeções de produção, tais como a produção líquida de gás natural e a ampliação da recuperação de campos. Também são abordados aspectos relacionados ao processo de descarbonização do setor de petróleo e gás natural e suas possíveis implicações para a evolução da produção.

Por fim, o estudo apresenta uma análise dos principais aspectos econômicos associados às projeções de produção adotadas no cenário de referência do PDE 2036, contribuindo para uma compreensão mais abrangente dos fatores que condicionam a evolução da oferta nacional de petróleo e gás natural no horizonte analisado.

Considerações gerais

- Os documentos utilizados como base para as previsões do PDE 2036 são aqueles enviados à ANP ou publicados nos sites das companhias de E&P, com revisão até **10 de fevereiro de 2026**. São eles: BAR, PAP, PAT, PD, PAD e Planos Estratégicos.
- As informações sobre campos, áreas em avaliação, blocos contratados e blocos para a Oferta Permanente foram consultadas até **31 de dezembro de 2025**.
- Para o período de 2026 a 2030, foi adotada a previsão da produção informada no **PAP 2026**, com poucos ajustes.
- As descobertas em avaliação recebem um multiplicador de probabilidade de descoberta comercial que varia entre 0 e 1 e que representa a probabilidade de a área vir a produzir comercialmente petróleo e/ou gás natural.
- Os volumes adotados para os recursos não descobertos, em áreas contratadas ou não, são resultado do estudo **Zoneamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás 2021-2023** e são volumes riscados.
- Para os estudos das previsões da produção de petróleo e gás natural, desconta-se a expectativa de recursos ainda não descobertos em áreas ainda sem contrato que possuam restrições legais ou apresentem alta complexidade socioambiental.
- Para áreas onde não há informação sobre a previsão da produção, em relação ao tempo para atingimento do pico e à capacidade da infraestrutura a ser adotada, são utilizadas curvas típicas (crescimento, patamar e declínio) relacionadas com cada intervalo de volume de recursos.
- Admite-se o sucesso no licenciamento ambiental das áreas contratadas. Entretanto, as áreas são avaliadas quanto à sua complexidade ambiental, o que influencia diretamente os prazos necessários para a obtenção das licenças e a entrada em produção.
- A viabilização da produção é condicionada à disponibilidade de plataformas do tipo FPSO. Para as plataformas classificadas como estimadas, considera-se prazo mínimo de cinco anos para entrada em operação e limite de até cinco unidades instaladas por ano.

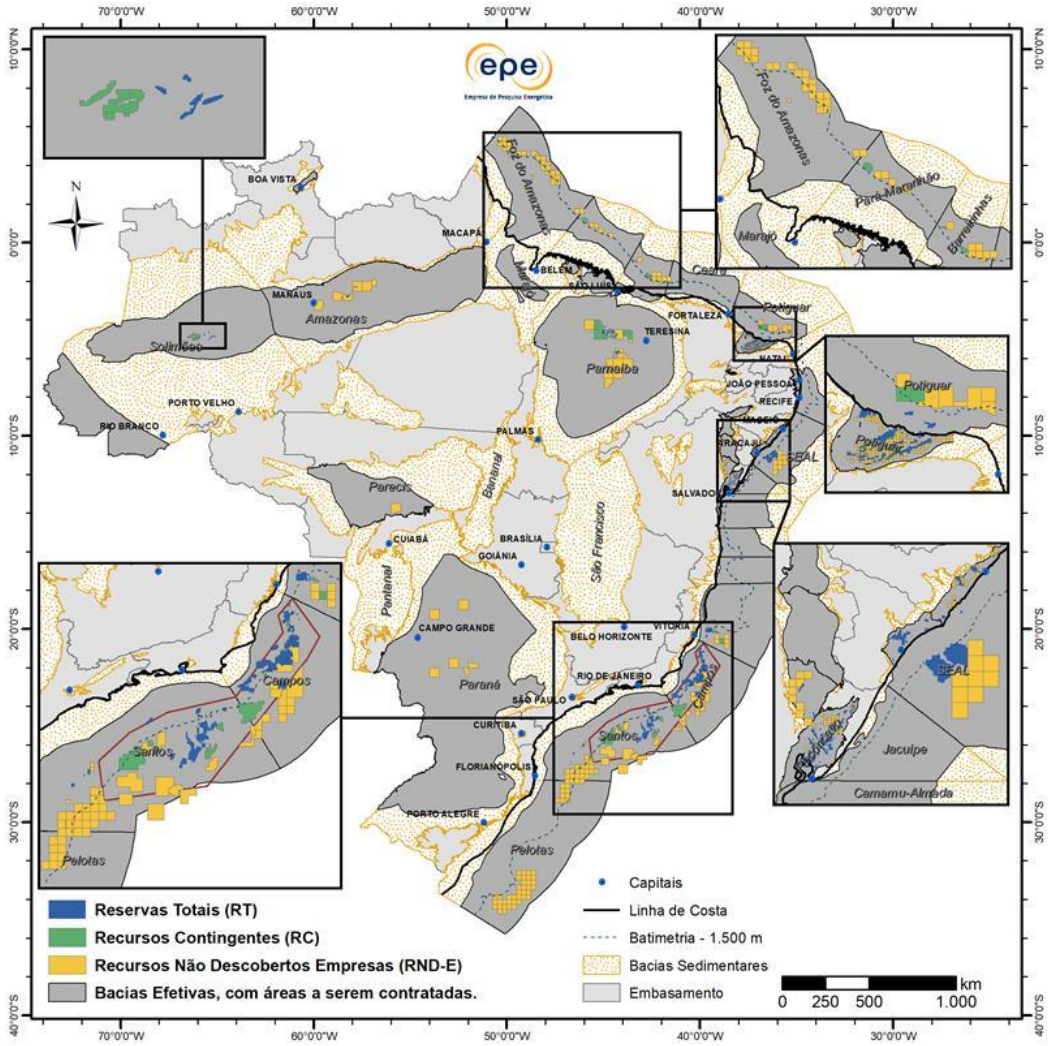
O petróleo e o gás natural seguirão desempenhando um papel estratégico para a economia e a segurança energética nacionais. A sustentação da trajetória projetada de produção dependerá da continuidade dos investimentos em E&P, da reposição das reservas produzidas e do desenvolvimento de novas fronteiras exploratórias, em paralelo aos esforços de descarbonização do setor.



Considerações gerais

- As estimativas de produção de recursos convencionais de petróleo e gás natural são elaboradas com base em **Unidades Produtivas (UP)**.
- As UP correspondem às jazidas em produção, desenvolvimento ou avaliação e às áreas que possam conter prospectos ainda não perfurados por poços pioneiros.
- Considera-se UP tanto as áreas contratadas por empresas de E&P quanto aquelas ainda não contratadas.
- As UP de recursos ainda não descobertos em áreas sem contratos são formadas pelas áreas das **Bacias Efetivas**, considerando a subdivisão dos setores definidos pela ANP e dos Ambientes de E&P, e pelos blocos disponibilizados para Oferta Permanente.

Ao todo, foram analisadas 1.485 UP para as previsões da produção de petróleo e gás natural do PDE 2036.

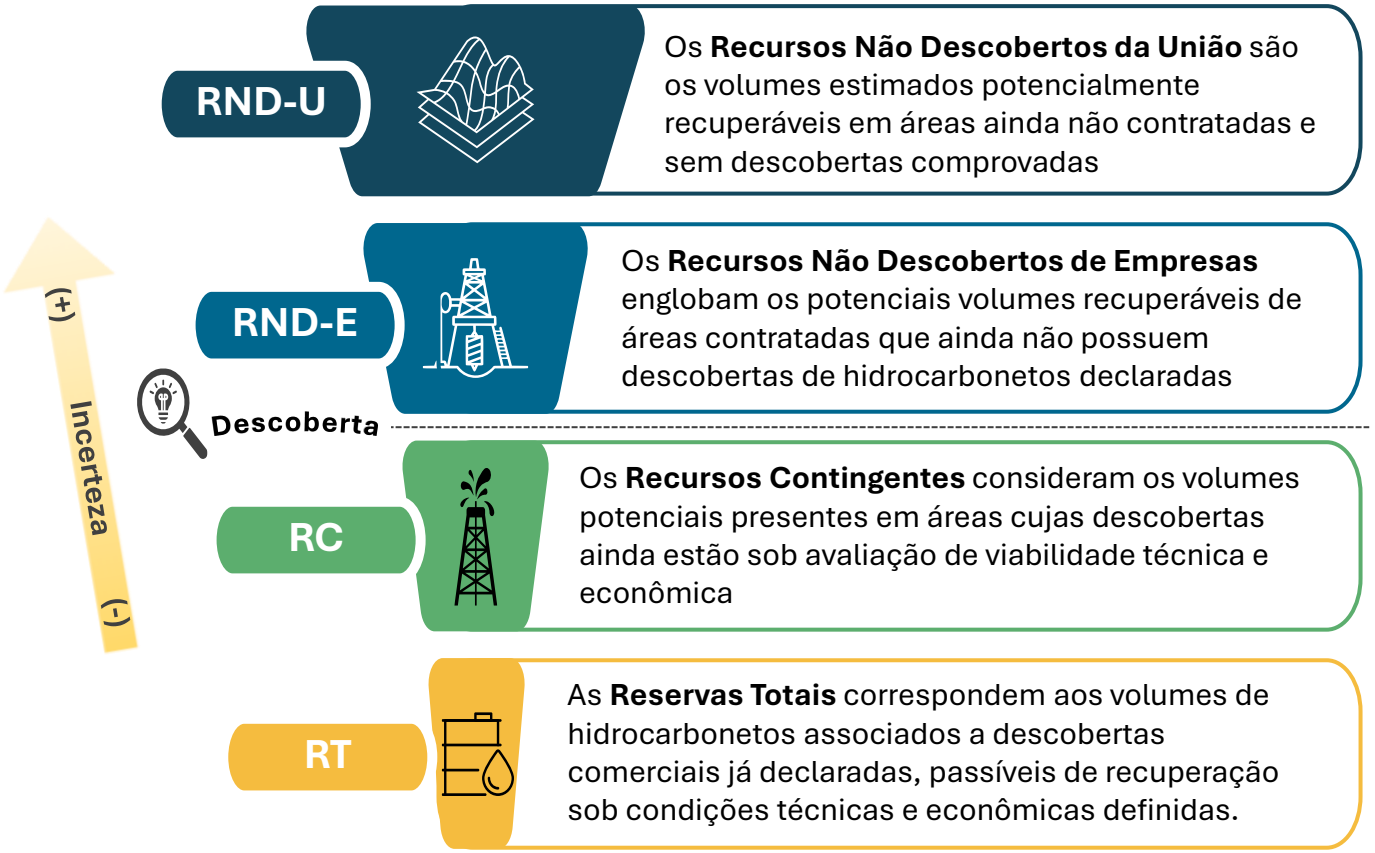


Nota: As Bacias Efetivas são definidas no estudo Zoneamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás 2021-2023, disponível em EPE (2023).

Conceitos-chave e principais termos utilizados nas análises do PDE

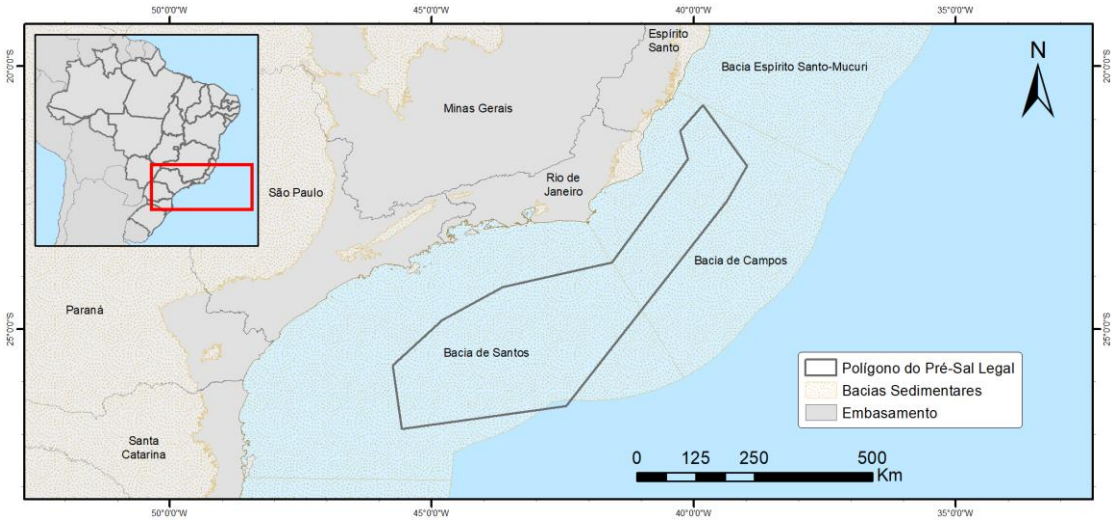
- A interpretação dos resultados apresentados neste Caderno requer a compreensão de alguns conceitos e terminologias amplamente utilizados nos estudos de previsão da produção de petróleo e gás natural.
- Entre eles, destacam-se as diferentes **categorias de recursos petrolíferos**, que representam graus distintos de maturidade e conhecimento geológico.
- Os **recursos não descobertos (RND)** compreendem volumes potenciais estimados em áreas que ainda não registraram descobertas de hidrocarbonetos, podendo estar localizados tanto em áreas da União (RND-U) quanto em áreas sob contrato (RND-E).
- Após a realização de uma descoberta, os volumes passam a ser classificados como **recursos contingentes (RC)**, cuja viabilidade técnica, econômica, regulatória ou comercial ainda depende de avaliações adicionais.
- Já as **reservas totais (RT)** correspondem aos volumes associados a descobertas comerciais declaradas, considerados recuperáveis nas condições tecnológicas e econômicas vigentes.

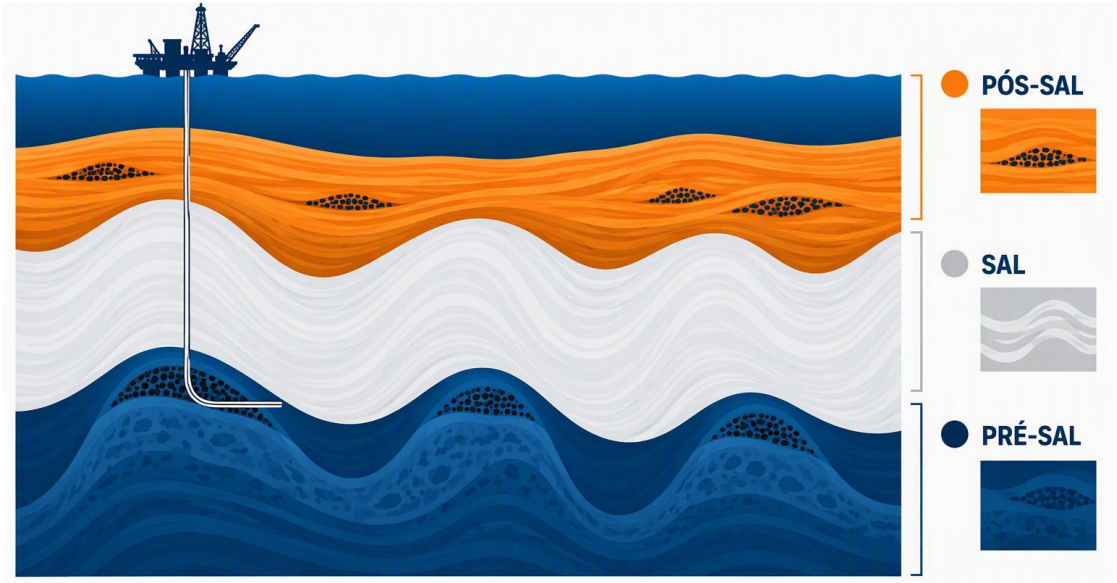
Classificação dos Recursos



Conceitos-chave e principais termos utilizados nas análises do PDE

- A produção brasileira de petróleo e gás natural é frequentemente classificada segundo critérios geológicos e regulatórios.
- No âmbito dos estudos do PDE, os termos **Pré-sal** e **Pós-sal** são utilizados para designar a produção proveniente de **áreas localizadas dentro do Polígono do Pré-sal**, diferenciadas de acordo com a posição geológica dos reservatórios em relação à camada de sal. Enquanto o pré-sal corresponde às acumulações situadas abaixo dessa camada, o pós-sal engloba os reservatórios localizados acima dela.
- Complementarmente, utiliza-se o termo **Extra Pré-sal** para representar toda a produção proveniente de **áreas situadas fora do Polígono do Pré-sal, independentemente de seu nível estratigráfico**. Essa classificação abrange tanto campos marítimos quanto terrestres e pode incluir reservatórios com características geológicas distintas.
- Essa distinção possui especial relevância para os estudos de planejamento energético, uma vez que **o Polígono do Pré-sal está diretamente relacionado ao arcabouço regulatório do setor** e aos diferentes regimes de contratação. Dessa forma, a segmentação entre Pré-sal, Pós-sal e Extra Pré-sal contribui para a análise das dinâmicas de produção, dos investimentos e da evolução esperada da oferta nacional de petróleo e gás natural ao longo do horizonte do PDE.





Conceitos-chave e principais termos utilizados nas análises do PDE

- Adicionalmente, os estudos do PDE empregam conceitos relacionados à produção e ao ambiente regulatório do setor.
- A **produção bruta de gás natural** corresponde ao volume total produzido nos campos, enquanto a **produção líquida** representa o **volume efetivamente disponibilizado** após descontados o consumo próprio, a reinjeção, as perdas e as queimas autorizadas.
- Utiliza-se também os **diferentes regimes de contratação** de áreas de E&P. No **regime de concessão**, a empresa ou consórcio contratado assume integralmente os riscos exploratórios e os investimentos necessários ao desenvolvimento dos projetos. Em contrapartida, a produção obtida pertence ao concessionário, observadas as obrigações contratuais e o pagamento das participações governamentais. Esse regime foi o predominante nas rodadas realizadas após a abertura do setor petrolífero brasileiro e é o regime da maioria dos campos em operação no Brasil.
- No regime de **partilha de produção**, adotado inicialmente para **áreas estratégicas do pré-sal**, a empresa contratada também assume os riscos e realiza os investimentos necessários. Entretanto, após a recuperação dos custos do projeto, a parcela da produção é compartilhada com a União na forma do chamado excedente em óleo, cuja proporção varia conforme as condições de cada contrato.
- Já a **Cessão Onerosa** corresponde a um regime específico, estabelecido entre União e Petrobras em 2010, que concedeu à empresa o direito de produzir volumes determinados em áreas selecionadas do pré-sal. Com a confirmação de volumes superiores ao volume originalmente contratado, foram posteriormente licitados os **volumes excedentes da Cessão Onerosa**, atualmente responsáveis por uma parcela relevante da produção.

Principais características de cada regime

	Concessão	Partilha	Cessão Onerosa
Quem assume o risco?	Empresa	Empresa	Petrobras
Quem fica com a produção?	Empresa	Empresa + União	Petrobras
Excedente em óleo?	Não	Sim	Não
Licitação?	Sim	Sim	Não
Principal área de aplicação	Extra-pré-sal	Pré-sal	Áreas específicas do pré-sal

PDE 2036

Detalhamentos da previsão da produção de petróleo e gás natural

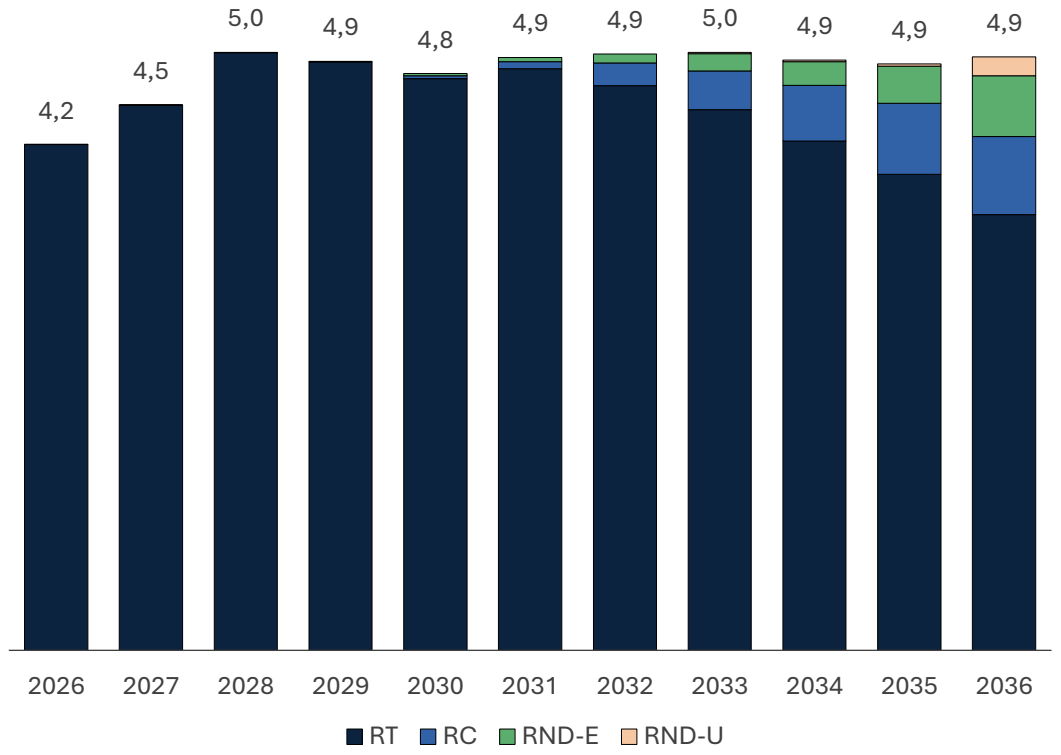
epe 20+ MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA
GOVERNO DO BRASIL
DO LADO DO POVO BRASILEIRO

Previsão da produção de petróleo

- **A produção nacional de petróleo baseada em reservas totais deverá atingir cerca de 5,0 milhões de barris por dia em 2028**, mantendo-se próxima do pico até 2031 e iniciando declínio gradual posteriormente. **A manutenção da trajetória de produção projetada ao longo do horizonte decenal dependerá da incorporação de recursos contingentes e não descobertos, além da continuidade dos investimentos no desenvolvimento dos projetos.**
- **O crescimento da produção será liderado pelo pré-sal**, especialmente pelos campos de Búzios, Tupi, Mero, Sépia, Atapu, Bacalhau, Bacalhau Norte e Raia. Em complemento, destaca-se a contribuição de **Sergipe Águas Profundas (SEAP)**, na Bacia de Sergipe-Alagoas (SEAL), apoiado pela entrada de novos módulos de produção e pela revitalização de campos maduros.
- Os recursos contingentes terão papel relevante, sustentados por descobertas em avaliação nas bacias de Santos, Campos, Potiguar e Espírito Santo, os quais respondem por mais de 90% dessa categoria ao final do horizonte.
- **A partir de 2030, os recursos não descobertos em áreas contratadas (RND-E) passarão a contribuir para a produção**, enquanto os recursos em áreas da União (RND-U), dependentes de novas licitações e da realização de atividades exploratórias, deverão entrar em operação após 2033.
- **Em 2036, a produção total poderá ser cerca de 30% superior à produção realizada em 2025**, permanecendo fortemente concentrada em águas ultraprofundas (81%) e profundas (13%), com potencial de recuperação das produções em terra e águas rasas.

Previsão da produção de petróleo por tipo de recurso (milhões de barris por dia)

Fonte: Elaboração EPE.

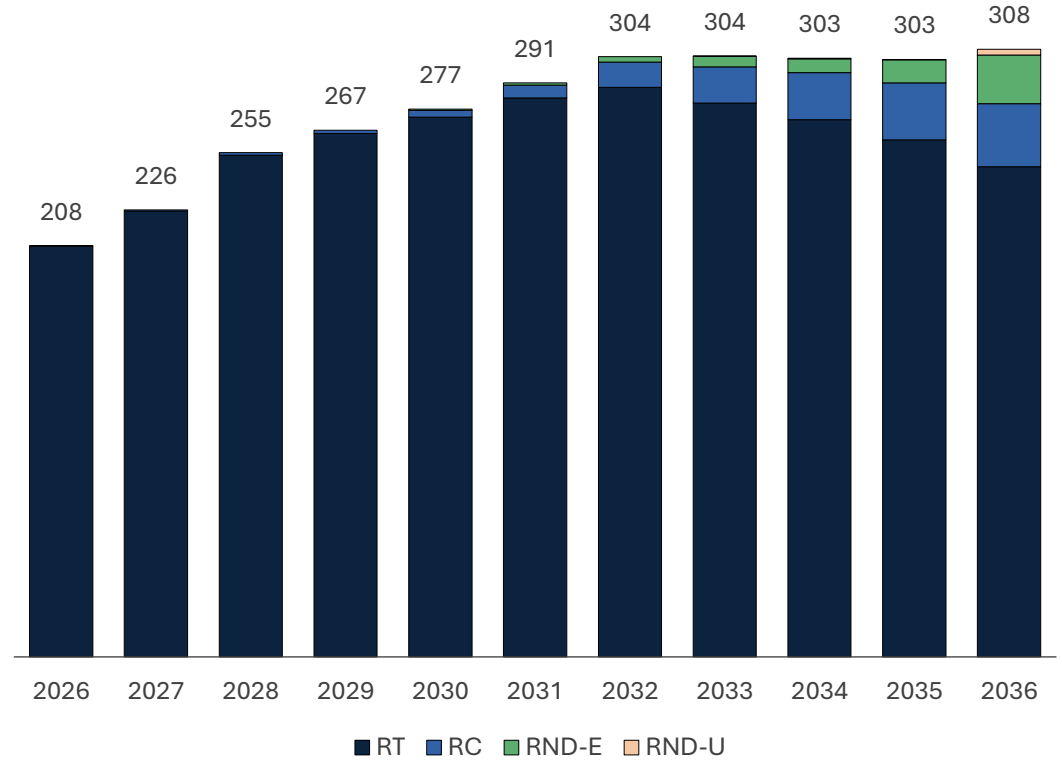


Previsão da produção bruta de gás natural

- **A produção bruta de gás natural sustentada apenas por reservas totais deverá atingir seu pico em 2032**, com cerca de 288 milhões de m^3/dia, entrando em declínio posteriormente. **A continuidade do crescimento projetado da oferta dependerá, portanto, da incorporação de recursos contingentes e não descobertos, cuja contribuição será fundamental para compensar o declínio da produção dos recursos já descobertos.**
- As **bacias de Santos, Campos, Sergipe-Alagoas (SEAL) e Parnaíba** permanecerão como os principais polos produtores, respondendo por cerca de 91% da produção nacional prevista ao longo do decênio.
- Os recursos contingentes serão sustentados principalmente pelas acumulações do pré-sal da Bacia de Santos, além de projetos nas bacias Potiguar, Espírito Santo, Parnaíba e Solimões, representando cerca de 91% dessa categoria em 2036.
- **Os recursos não descobertos deverão iniciar produção a partir de 2030 em áreas contratadas e de 2033 em áreas da União**, alcançando cerca de 9% da produção nacional em 2036. **Sua contribuição pressupõe a continuidade das atividades exploratórias e a contratação de novas áreas.**
- A oferta continuará sendo predominantemente de gás associado ao petróleo, com forte participação das bacias de Santos e Campos. **Em 2036, a produção bruta de gás natural deverá ser 72% superior ao volume registrado em 2025**, de 179 milhões de m^3/dia.

Previsão da produção bruta de gás natural por tipo de recurso (milhões de m^3 por dia)

Fonte: Elaboração EPE.

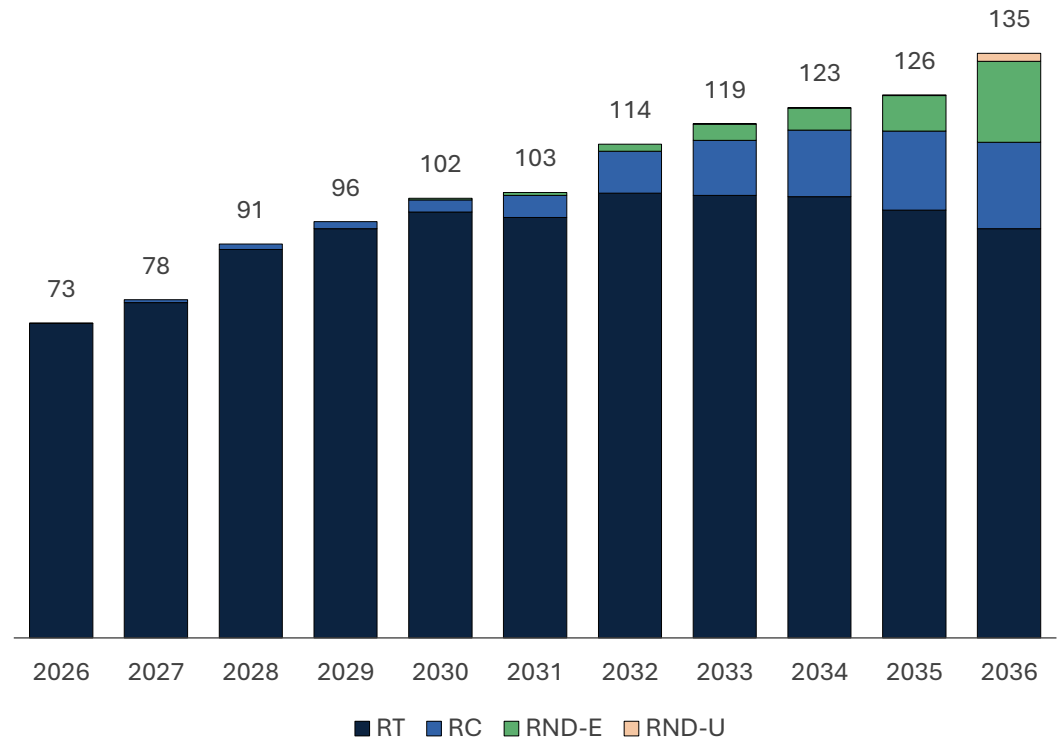


Previsão da produção líquida de gás natural

- **A produção líquida de gás natural**, correspondente aos volumes potencialmente disponíveis para as UPGNs após descontadas injeção, perdas, queimas e consumo próprio, deverá apresentar **crescimento contínuo ao longo de todo o decênio.**
- O comportamento da produção líquida difere da produção bruta devido às características dos campos do pré-sal, onde parte relevante do gás é reinjetada para remoção de CO_2, manutenção da pressão dos reservatórios e aumento da recuperação de petróleo.
- A reinjeção também incorpora parcelas de gás natural arrastadas no processo de separação do CO_2, além de volumes adicionais utilizados para otimizar a produção dos reservatórios.
- **As maiores contribuições para a oferta nacional de gás líquido permanecerão concentradas nas bacias de Santos, Campos, SEAL, Parnaíba, Potiguar e Solimões**, responsáveis por cerca de 90% da produção prevista.
- Em termos agregados, **a produção líquida de gás natural em 2036 deverá ser 125% superior ao volume registrado em 2025**, de cerca de 60 milhões de m^3/dia.

Previsão da produção líquida de gás natural por tipo de recurso (milhões de m^3 por dia)

Fonte: Elaboração EPE.

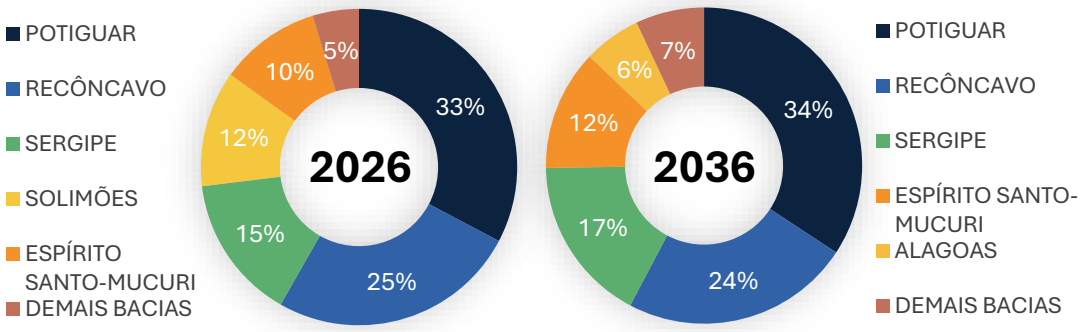


Previsão da produção de petróleo *onshore*

- **A produção de petróleo *onshore* representará 3% do total nacional em 2036**, sendo sustentada ao longo do próximos dez anos pelas bacias de Potiguar, Recôncavo, Sergipe, Espírito Santo e Alagoas. Essas bacias serão responsáveis por 93% do total da produção *onshore* em 2036.
- Ao final do decênio, a produção *onshore* alcançará 153,5 mil barris por dia. Apesar do declínio da categoria de recursos descobertos, **o crescimento da produção *onshore* será suportado pela entrada de um conjunto considerável recursos não descobertos**, que representarão 58% do volume terrestre produzido em 2036. Esse resultado evidencia **a importância da continuidade das atividades exploratórias e da incorporação de novas descobertas para sustentar a produção terrestre projetada.**

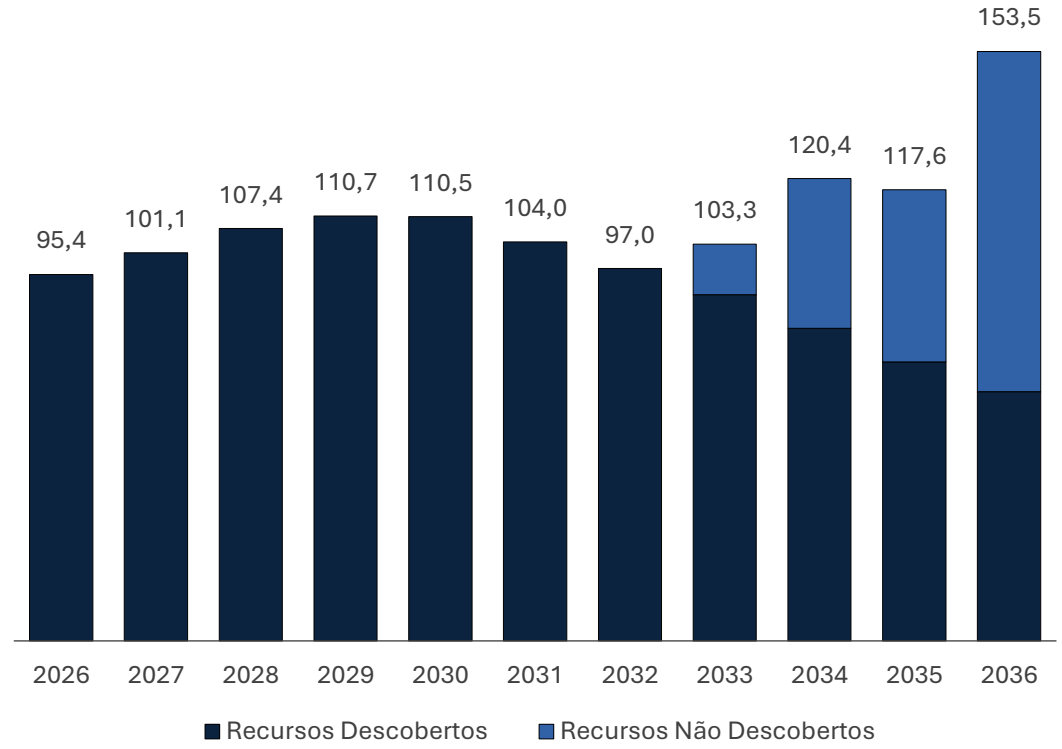
Participação das bacias na produção de petróleo *onshore* (% total)

Fonte: Elaboração EPE.



Previsão da produção de petróleo *onshore* por tipo de recurso (mil barris por dia)

Fonte: Elaboração EPE.

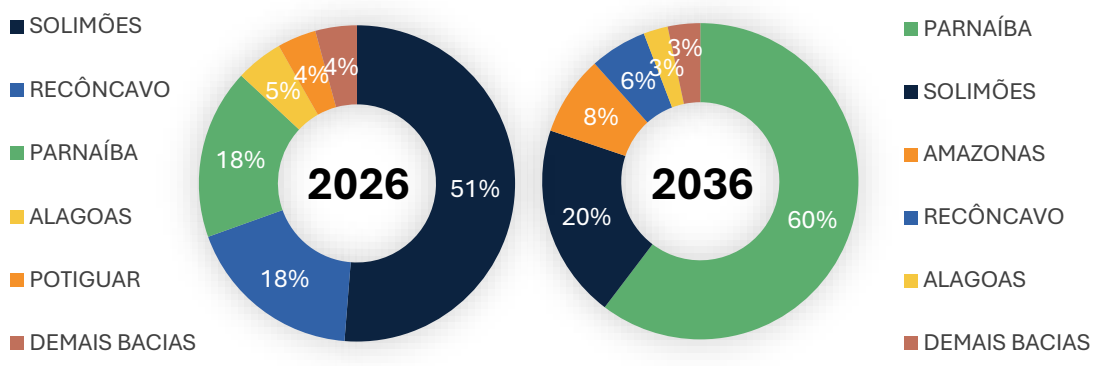


Previsão da produção bruta de gás natural *onshore*

- **A produção bruta de gás natural *onshore* representará 9% do total nacional em 2036**, sendo sustentada ao longo do próximos dez anos pelas bacias de Parnaíba, Solimões, Amazonas e Recôncavo. Essas bacias serão responsáveis por 94% do total da produção bruta *onshore* em 2036.
- Ao final do horizonte decenal, a produção bruta de gás *onshore* alcançará 29,0 milhões de m³/dia. **Os recursos não descobertos responderão por 28% da produção bruta de gás *onshore* em 2036.** A contribuição desses recursos pressupõe a continuidade das atividades exploratórias e a conversão dos volumes potenciais em projetos de produção.

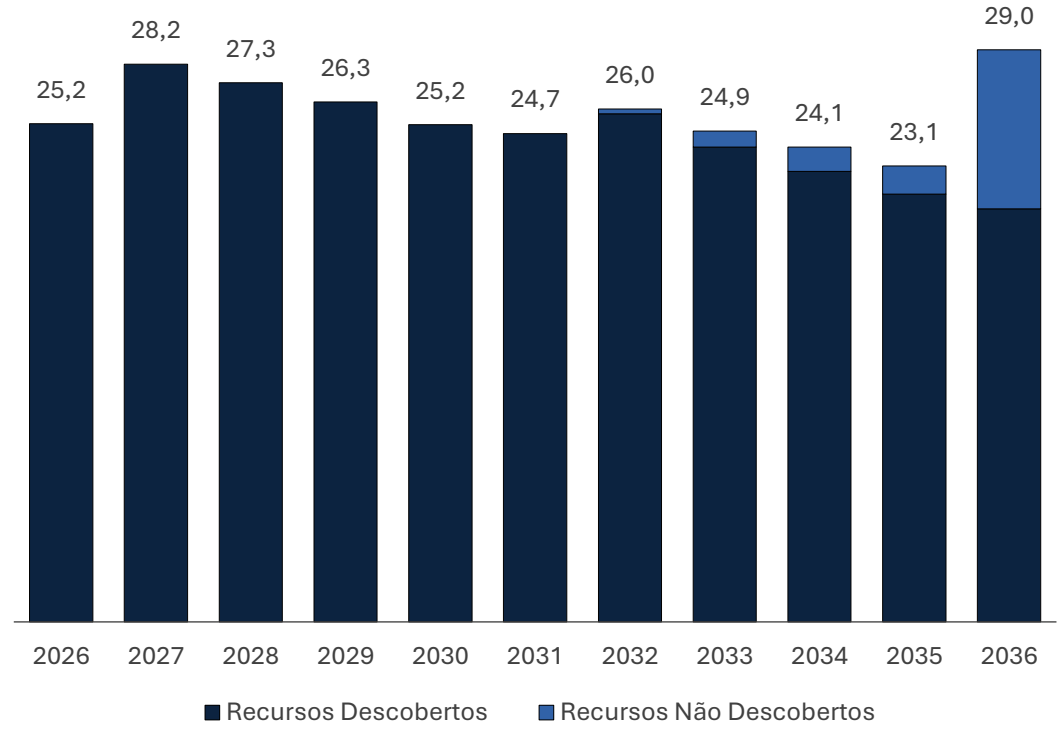
Participação das bacias na produção bruta de gás *onshore* (% total)

Fonte: Elaboração EPE.



Previsão da produção bruta de gás natural *onshore* por tipo de recurso (milhões de m³ por dia)

Fonte: Elaboração EPE.

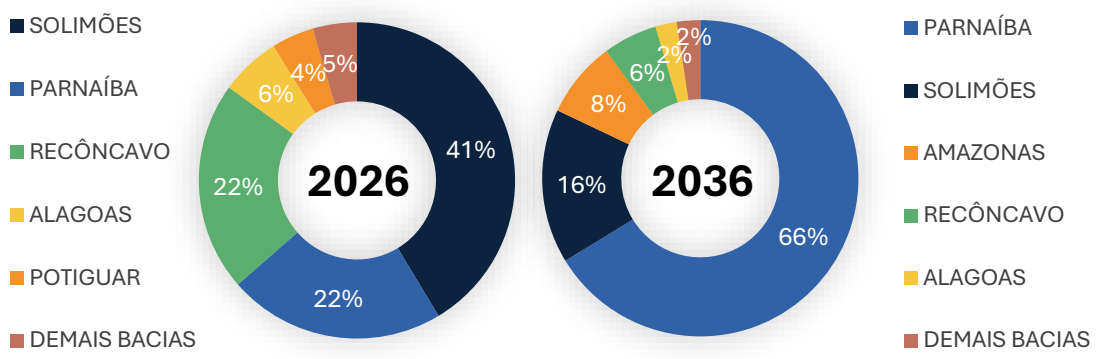


Previsão da produção líquida de gás natural *onshore*

- **A produção líquida de gás natural *onshore* representará 20% do total nacional em 2036**, sendo sustentada ao longo dos próximos dez anos pelas bacias de Parnaíba, Solimões e Amazonas. Essas bacias serão responsáveis por 90% do total da produção líquida *onshore* em 2036.
- Ao final do decênio, a produção líquida de gás *onshore* alcançará 25,6 milhões de m^3/dia. **Os recursos não descobertos responderão por 29% da produção líquida de gás *onshore* em 2036.** A contribuição desses recursos pressupõe a continuidade das atividades exploratórias e a conversão dos volumes potenciais em projetos de produção.

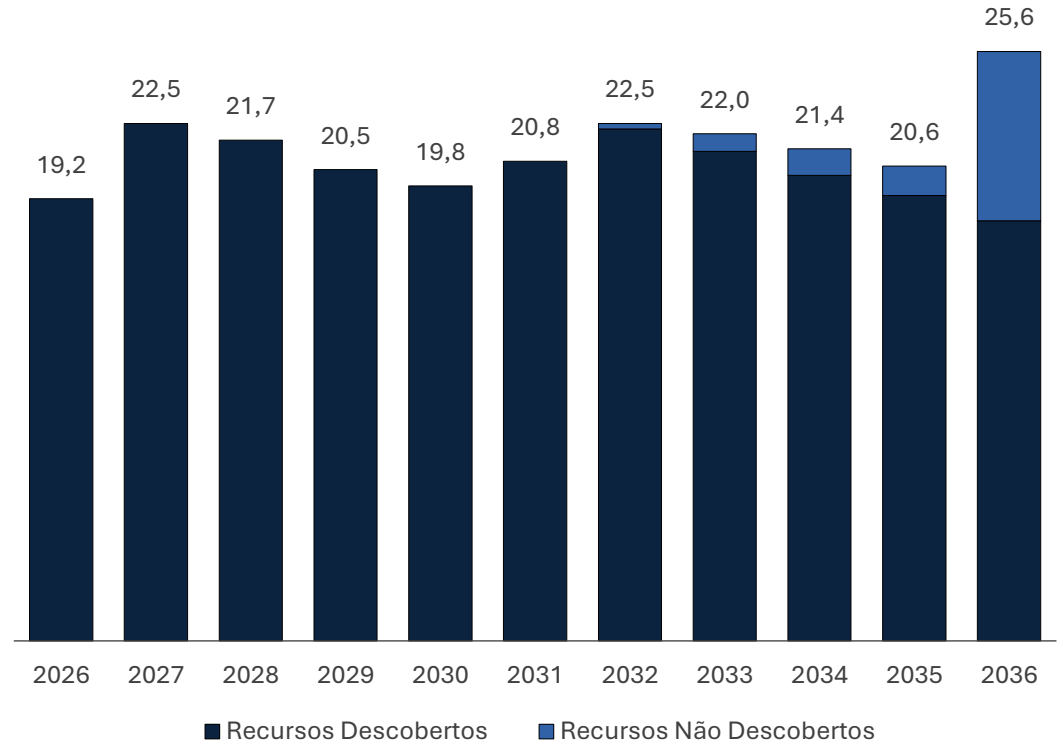
Participação das bacias na produção líquida de gás *onshore* (% total)

Fonte: Elaboração EPE.



Previsão da produção líquida de gás natural *onshore* por tipo de recurso (milhões de m^3 por dia)

Fonte: Elaboração EPE.

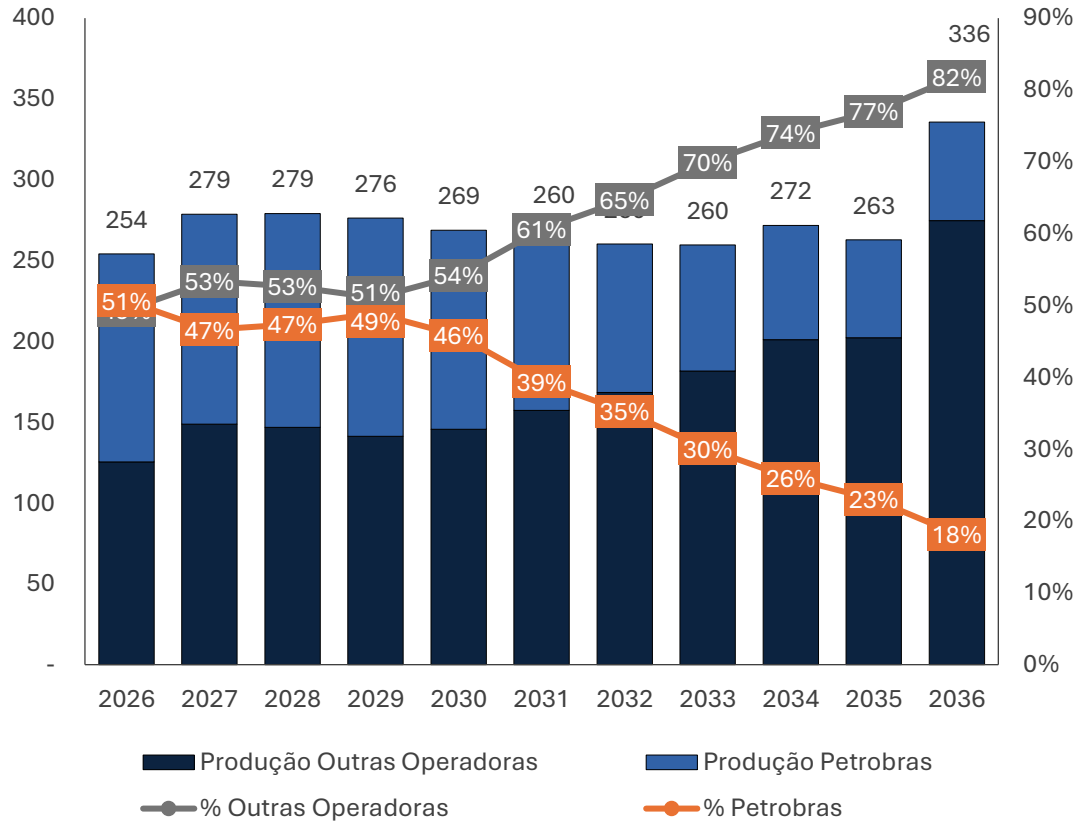


Participação dos operadores no ambiente *onshore*

- Com os desinvestimentos realizados pela Petrobras no ambiente *onshore*, outras operadoras têm ganhado espaço, especialmente companhias independentes. **A participação das outras operadoras na produção nacional terrestre deverá crescer constantemente no período**, passando de 49% em 2026 para 82% em 2036.
- Por sua vez, **a estratégia da Petrobras tem focado em ativos *offshore***, com predominância no pré-sal, nos campos de SEAP e na Margem Equatorial. Com isso, a participação da estatal na produção nacional terrestre deverá declinar de 51% em 2026 para 18% em 2036.

Previsão da produção de petróleo equivalente *onshore* (mil barris de óleo equivalente por dia)

Fonte: Elaboração EPE.

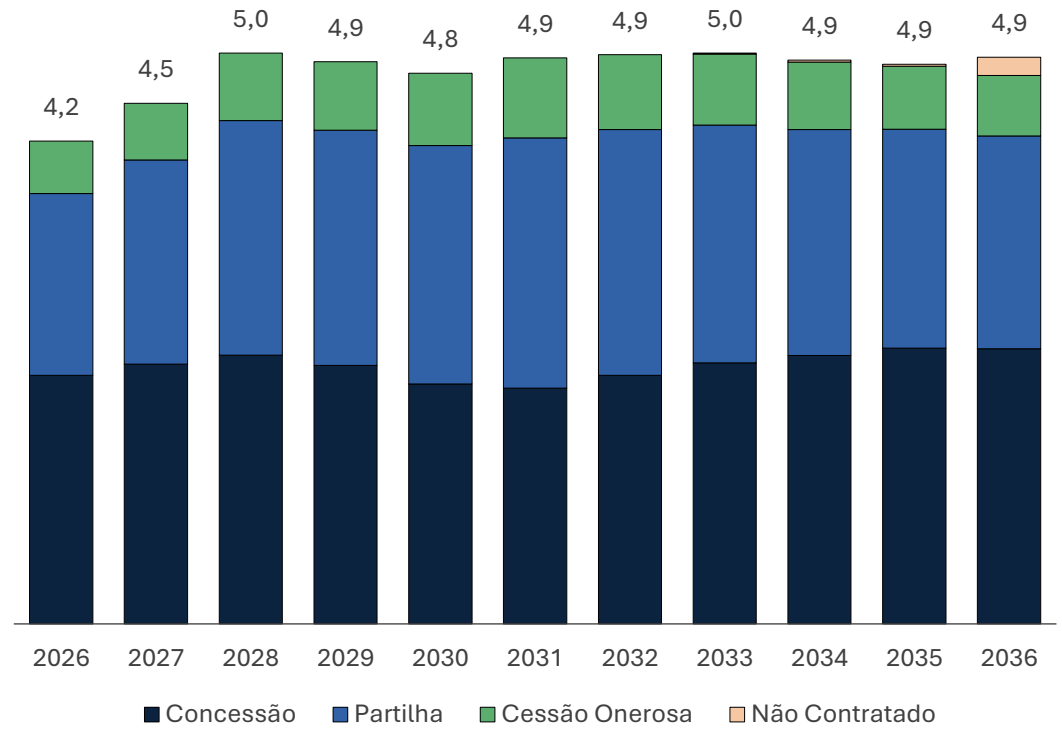


Previsão da produção de petróleo por tipo de contrato

- **Em 2036, a produção de petróleo da Cessão Onerosa é estimada em 526 mil barris/dia**, com contribuição relevante dos campos de Búzios, Atapu, Sépia, Itapu, Sul de Tupi, Sul e Norte de Berbigão. Apenas Búzios, Atapu e Sépia representarão 90% desse volume.
- Os volumes da Cessão Onerosa alcançam participação de cerca de 11% no total da produção nacional de petróleo em 2036.
- **Para os contratos de partilha, a previsão é de 1,85 milhão de barris/dia de produção de petróleo em 2036**. Desse total, os campos de Búzios, Mero, Sépia, Atapu e Bacalhau Norte respondem por aproximadamente 89%.
- A participação dos contratos de partilha no total produzido no País alcança 38% em 2036, enquanto os contratos de concessão mantêm predominância e alcançam participação de 48% na produção nacional. Registra-se, ainda, uma pequena parcela, de cerca de 3%, prevista para unidades produtivas não contratadas.

Previsão da produção de petróleo por tipo de contrato (milhões de barris por dia)

Fonte: Elaboração EPE.



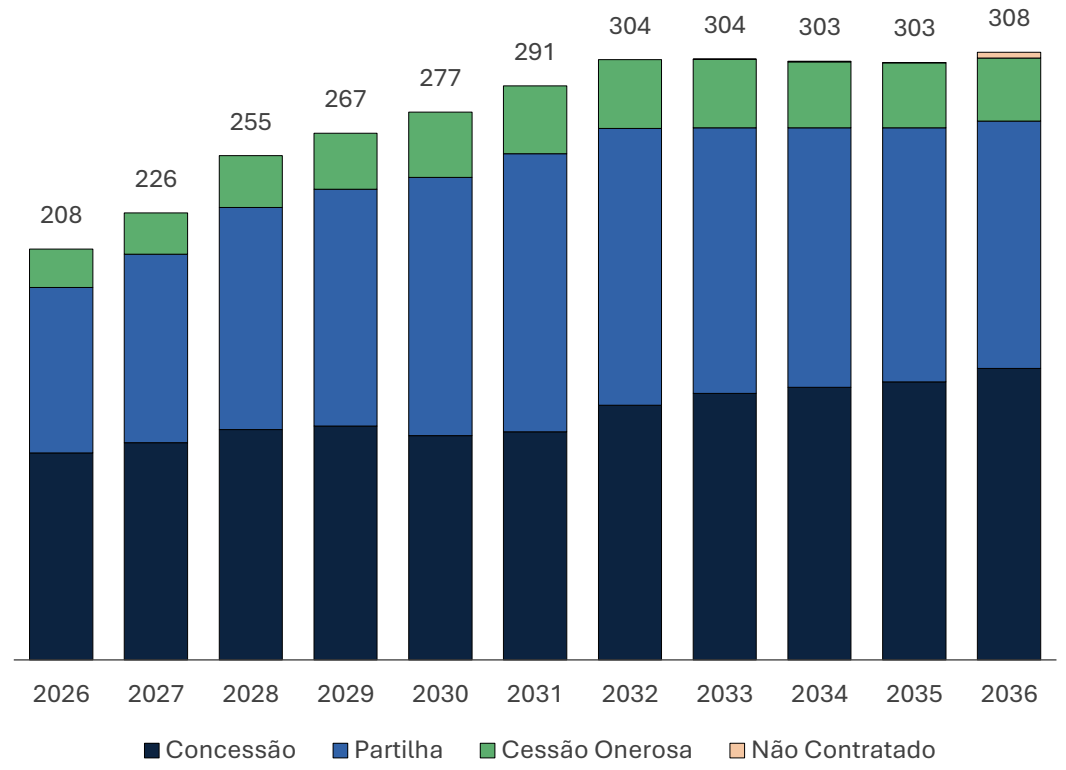
Previsão da produção bruta de gás natural por tipo de contrato

- **A produção bruta de gás natural da Cessão Onerosa é estimada em 32 milhões de m³/dia em 2036**, com contribuição principal dos campos de Búzios, Atapu, Sépia, Sul de Tupi e Itapu. **Para os contratos de partilha, é previsto cerca de 125 milhões de m³/dia de produção bruta de gás em 2036**, tendo como contribuição de aproximadamente 93% dos principais campos: Búzios, Mero, Atapu, Sépia e Bacalhau Norte.
- A participação dos volumes da Cessão Onerosa, incluindo o excedente, no total produzido no País alcança cerca de 10% em 2036, enquanto os contratos de partilha respondem por 41% e os contratos de concessão prevalecem, contribuindo majoritariamente com 48% em 2036.

O CO_2 é produzido junto com o óleo, sendo liberado no processo de produção junto com o gás natural. Tem sido uma prática em operações no pré-sal realizar a separação da corrente rica em CO_2 na Unidade Estacionária de Produção (UEP) e reinjetá-la no reservatório, evitando a emissão de gases de efeito estufa.

Previsão da produção bruta de gás natural por tipo de contrato (milhões de m³ por dia)

Fonte: Elaboração EPE.

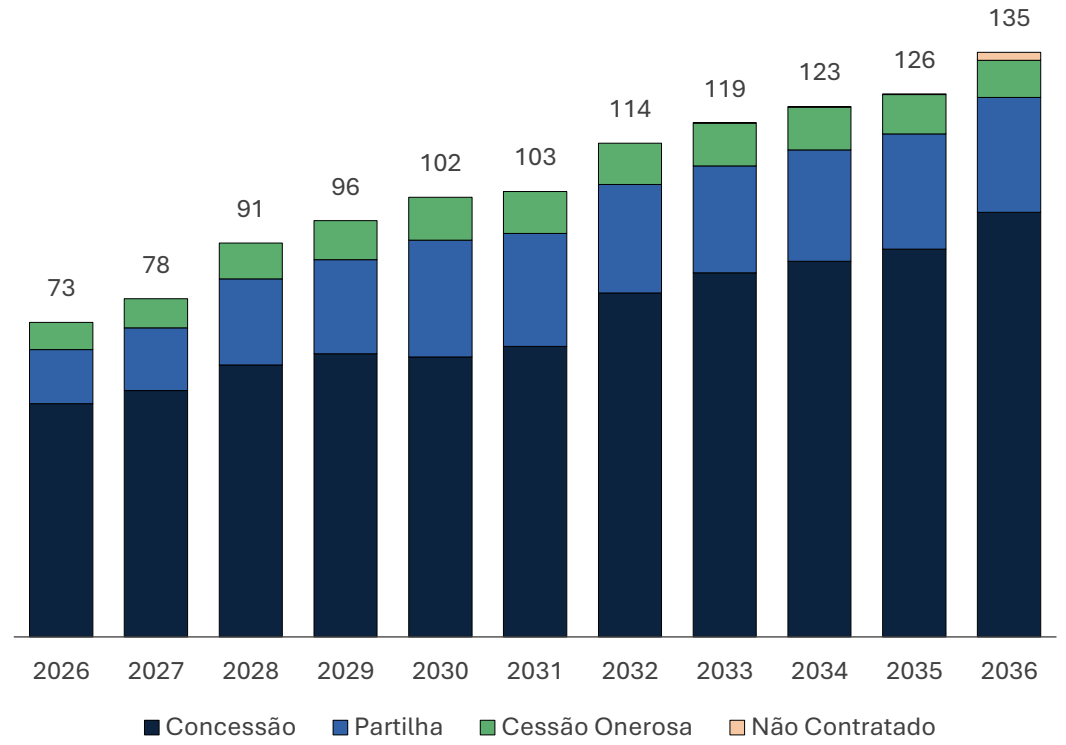


Previsão da produção líquida de gás natural por tipo de contrato

- **A produção líquida de gás natural da Cessão Onerosa é estimada em 9 milhões de m³/dia em 2036**, com contribuição principal dos campos de Búzios, Atapu, Sépia e Itapu. **Para os contratos de partilha, é previsto cerca de 27 milhões de m³/dia de produção líquida de gás em 2036**, tendo como contribuição de aproximadamente 93% dos principais campos: Búzios, Atapu, Bacalhau Norte, Sépia e Orca.
- A participação dos volumes da Cessão Onerosa, incluindo o excedente, no total produzido no País alcança 6% em 2036, enquanto os contratos de partilha respondem por cerca de 20% e os contratos de concessão prevalecem, contribuindo de forma expressiva com 73% em 2036.

Previsão da produção líquida de gás natural por tipo de contrato (milhões de m³ por dia)

Fonte: Elaboração EPE.

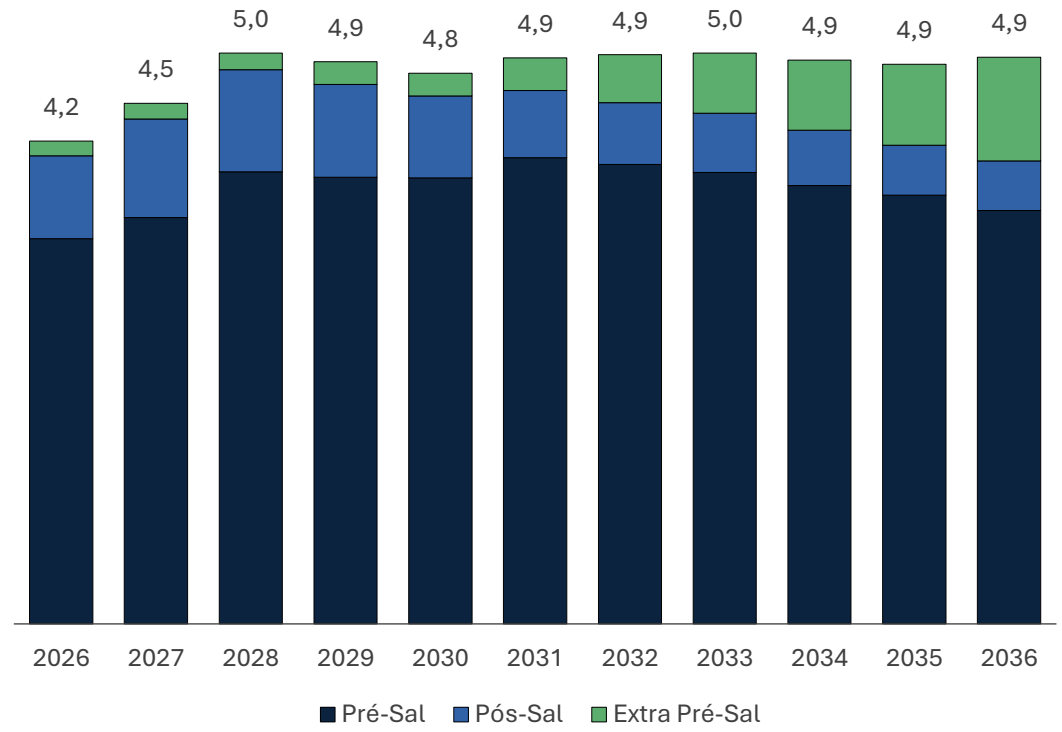


Previsão da produção de petróleo por ambiente: Pré-sal, Pós-sal e Extra Pré-sal

- **O pré-sal responde atualmente por cerca de 80% da produção de petróleo e 78% da produção de gás natural do Brasil**, e se manterá como principal fronteira de expansão da produção nacional devido à elevada produtividade e ao maior valor comercial de seus recursos.
- A estratégia de investimentos da Petrobras tem reforçado essa tendência: dos oito projetos previstos pela estatal para entrada em produção entre 2026 e 2030, seis são voltados ao pré-sal, sobretudo em áreas sob os regimes de Cessão Onerosa e Partilha da Produção.
- **A produção do pré-sal deverá crescer até 2031, impulsionada pela entrada em operação de oito novos módulos de produção entre 2026 e 2030**, consolidando a liderança da Bacia de Santos no horizonte decenal.
- Mesmo com redução de participação ao longo do período, **o pré-sal deverá representar cerca de 73% da produção nacional de petróleo ao em 2036**, permanecendo como principal fonte de oferta do País.
- O pós-sal contribuirá com aproximadamente 9% da produção de petróleo, principalmente da Bacia de Campos, enquanto o extra pré-sal responderá por cerca de 18%, ampliando a diversificação das fontes produtoras.

Previsão da produção de petróleo por ambiente (milhões de barris por dia)

Fonte: Elaboração EPE.

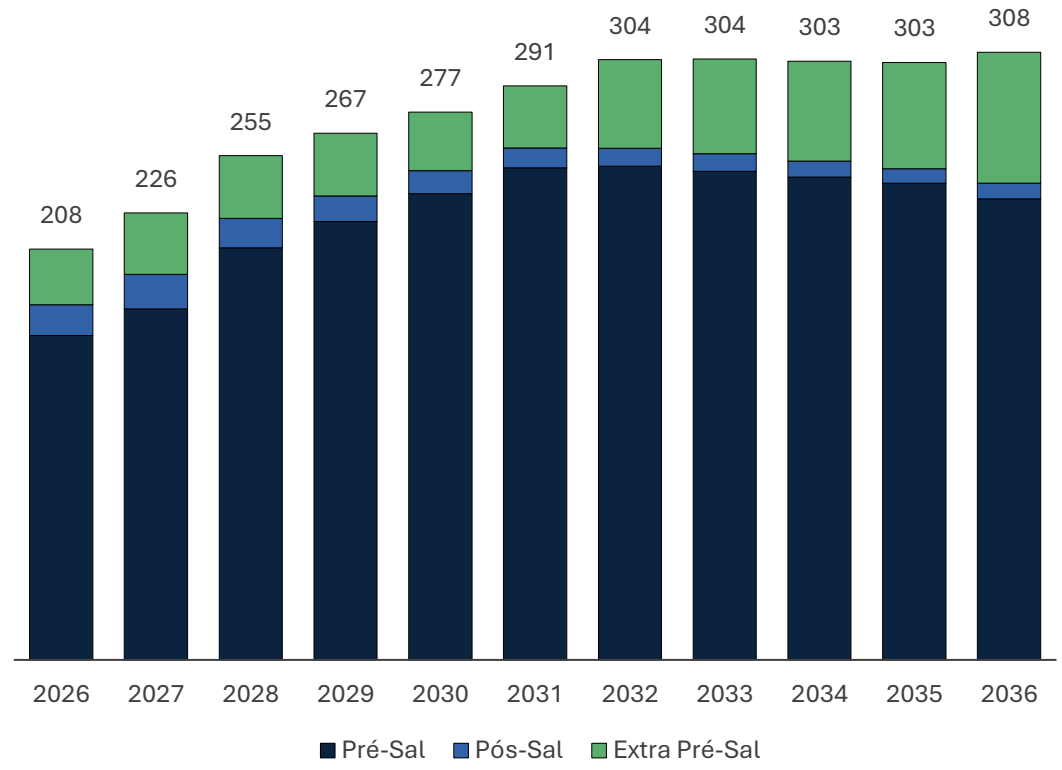


Previsão da produção bruta de gás natural por ambiente: Pré-sal, Pós-sal e Extra Pré-sal

- **A produção bruta de gás natural deverá crescer de forma acelerada até 2033, impulsionada principalmente pelo pré-sal**, que permanecerá como a principal fonte de oferta e responderá por cerca de 76% do total produzido em 2036.
- As projeções apresentadas consideram exclusivamente recursos convencionais de gás natural, que seguem sustentando a expansão prevista da produção brasileira ao longo do horizonte decenal.
- Os recursos não convencionais ainda se encontram em fase de caracterização preliminar, com estudos voltados à identificação de formações geológicas com potencial para desenvolvimento futuro.
- As bacias do Parnaíba, Paraná, Solimões e Amazonas destacam-se como as mais promissoras para a pesquisa de gás de folhelho (*shale gas*) no Brasil.
- Já os recursos de *tight gas* (gás em reservatórios não convencionais) apresentam potencial de desenvolvimento nas bacias do Recôncavo, São Francisco e Parecis, ampliando as perspectivas de diversificação da oferta nacional de gás natural no longo prazo.

Previsão da produção bruta de gás natural por ambiente (milhões de m^3 por dia)

Fonte: Elaboração EPE.

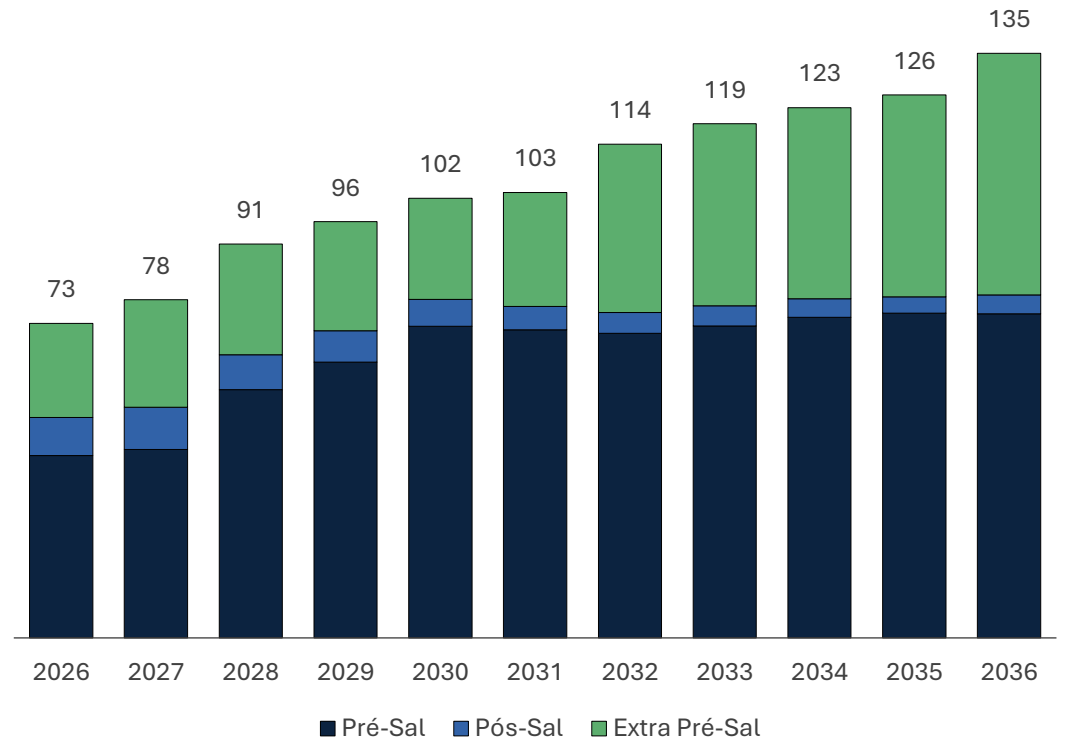


Previsão da produção líquida de gás natural por ambiente: Pré-sal, Pós-sal e Extra Pré-sal

- **A produção líquida de gás natural deverá crescer de forma acentuada até o final do decênio, com grande contribuição do pré-sal**, que permanecerá como a principal fonte de oferta e responderá por cerca de 55% da produção nacional em 2036.
- As projeções apresentadas consideram exclusivamente recursos convencionais de gás natural, que seguem sustentando a expansão prevista da produção brasileira ao longo do horizonte decenal.
- O crescimento constante da categoria Extra pré-sal também ocorre na produção líquida de gás natural, sendo sustentado pelos campos de SEAP e bacias de Parnaíba, Solimões e Amazonas, que representam, em conjunto, por cerca de 42% da produção nacional em 2036.

Previsão da produção líquida de gás natural por ambiente (milhões de m^3 por dia)

Fonte: Elaboração EPE.



PDE 2036

Sensibilidades aplicadas às previsões de produção

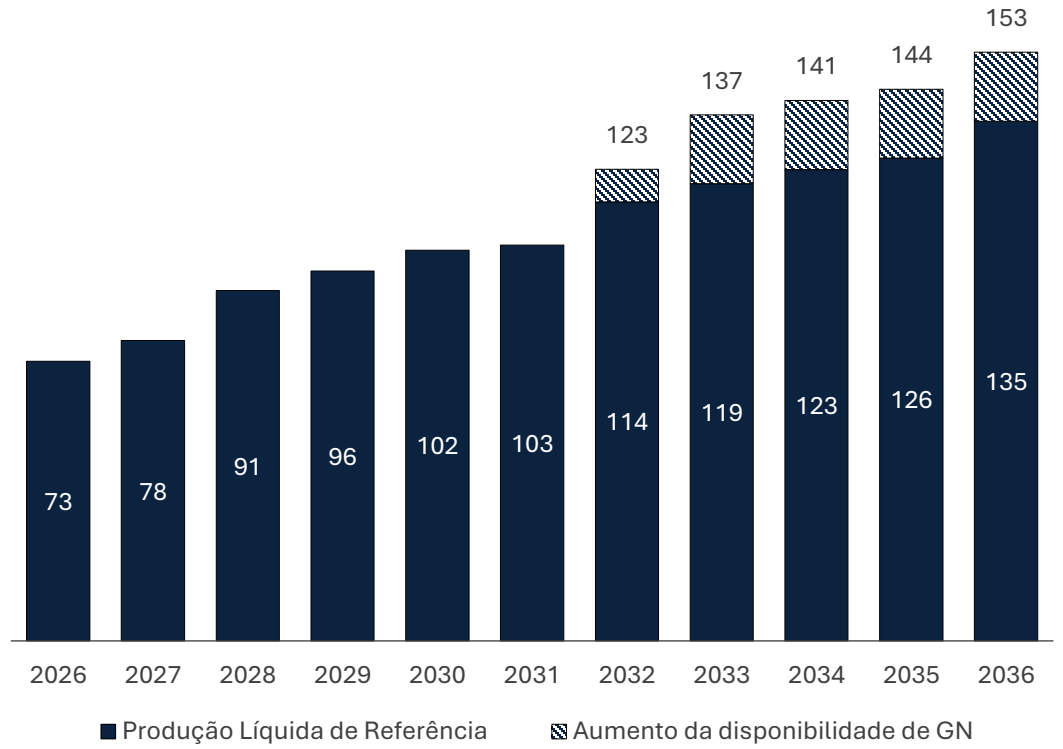
epe 20+ MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA
GOVERNO DO BRASIL
DO LADO DO POVO BRASILEIRO

Sensibilidade: Aumento da produção líquida de gás natural

- Em 2036, **a previsão de referência para a produção líquida de gás natural corresponde a 44% da produção bruta**, considerando todas as categorias de recursos. **A Bacia de Santos permanece como foco das iniciativas para aumento da disponibilidade de gás natural**, em razão do elevado volume de gás associado.
- A previsão de referência já contempla a possibilidade de transferência de gás no Campo de Búzios, de módulos sem capacidade de processamento e exportação para módulos exportadores com capacidade ociosa.
- Em campos com alto teor de dióxido de carbono (CO_2), como Mero, **um *Gas HUB* pode viabilizar o processamento e a disponibilização do gás de unidades sem capacidade de separação de CO_2**, reduzindo a demanda por espaço nas plataformas.
- Para avaliar esse potencial, foi elaborado uma trajetória de sensibilidade considerando a implantação de um *Gas HUB* em Mero, com capacidade de exportação de 15 milhões de m^3/dia, além da exportação de 3 milhões de m^3/dia pela plataforma Búzios 12, com entrada em operação de ambos em 2032.
- O gráfico compara a previsão da produção líquida de gás natural no cenário de referência com a hipótese de aumento decorrente dessas alternativas.

Produção líquida de gás natural (milhões de m^3 por dia)

Fonte: Elaboração EPE.



Sensibilidade: Aumento da produção pela recuperação *onshore*

Recursos e reservas em áreas terrestres (milhões de barris de óleo equivalente)

Bacia	Volume in situ	Produção Acumulada	Reserva Total	FR (%)	FRa (%)	Incremento a cada 1% do FR
Recôncavo	6.601,5	2.046,5	325,6	**36%**	31%	66,0
Potiguar	5.735,7	1.099,9	188,6	**22%**	19%	57,4
Sergipe	3.164,6	594,7	223,7	**26%**	19%	31,6
Solimões	1.985,8	1.033,6	296,9	**67%**	52%	19,9
Espírito Santo-Mucuri	1.693,5	269,6	95,2	**22%**	16%	16,9
Alagoas	948,2	257,5	59,2	**33%**	27%	9,5
Parnaíba	405,9	124,2	234,5	**88%**	31%	4,1
Amazonas	109,8	5,8	77,4	**76%**	5%	1,1
Tucano Sul	39,9	15,1	3,2	**46%**	38%	0,4
Barreirinhas	17,9	0,1	0,1	**1%**	1%	0,2
Camamu-Almada	3,1	0,4	0,1	**17%**	12%	0,03
Total	**20.706**	**5.447**	**1.504**	**34%**	**26%**	**207**

- Grande parte dos campos brasileiros encontra-se em declínio de produção. Desse modo, são necessários estudos e investimentos que promovam a continuidade da produção com o consequente aumento do fator de recuperação (FR), através de métodos de recuperação secundária e terciária.
- Nesse contexto, **é estimado o incremento em 207 milhões de barris de óleo equivalentes dos volumes recuperáveis a cada 1% de aumento do FR das bacias terrestres brasileiras**.

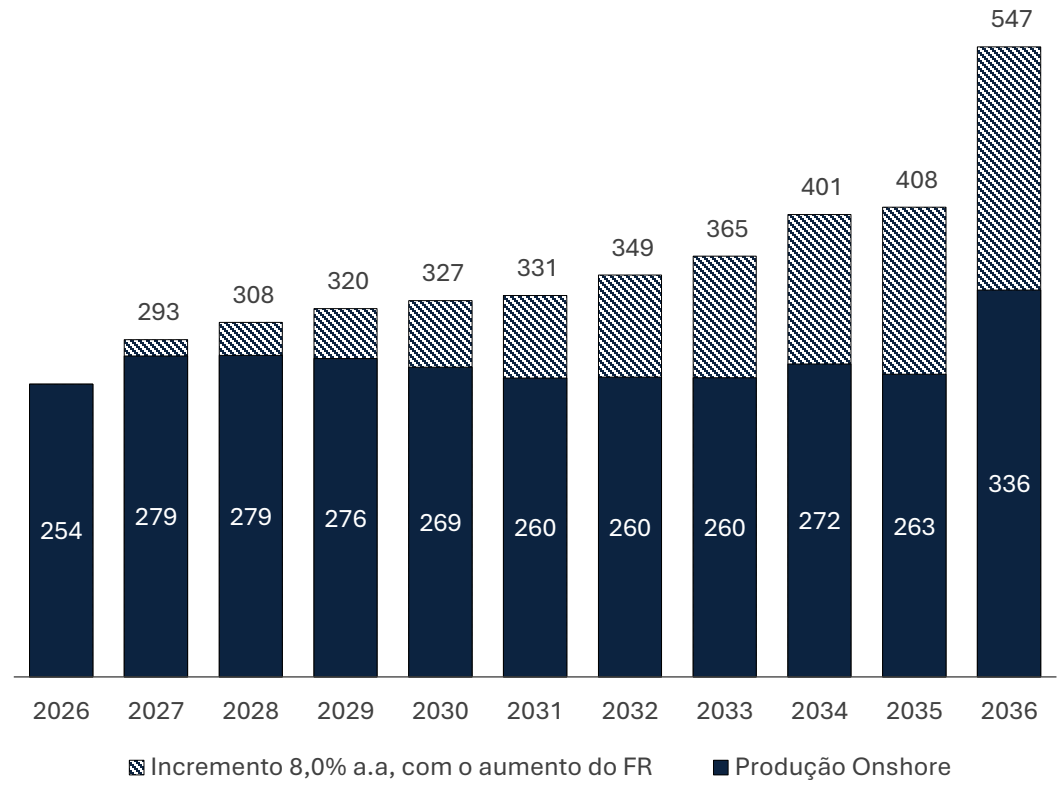
O aumento do FR não implica necessariamente no aumento da produção, mas em um maior aproveitamento dos recursos *in situ* (EPE, 2018).

Sensibilidade: Aumento da produção pela recuperação *onshore*

- No cenário de referência, a produção *onshore* brasileira alcança 336 mil barris de óleo equivalente por dia em 2036.
- **Iniciativas de revitalização de campos maduros podem impulsionar a produção acima do cenário de referência.** Nesse contexto, avalia-se uma trajetória alternativa em que se considera a manutenção dos níveis atuais de produção e a incorporação do aumento do fator de recuperação, resultando em crescimento médio de 8% ao ano até o fim do período.
- Considerando o aumento da participação de campos terrestres desinvestidos, **a produção *onshore* pode ultrapassar 500 mil barris de óleo equivalente no final do decênio.**
- A elevação do FR pode ampliar a produção *onshore* em cerca de 115% ao final do decênio em relação ao primeiro ano analisado.

Produção de petróleo equivalente *onshore* (mil barris de óleo equivalente por dia)

Fonte: Elaboração EPE.



Sensibilidade: Aumento da produção pela recuperação *offshore*

Recursos e reservas em áreas marítimas (milhões de barris de óleo equivalente)

Bacia	Volume in situ	Produção Acumulada	Reserva Total	FR (%)	FRa (%)	Incremento a cada 1% do FR
Santos	123.969,2	9.747,7	27.130,7	**30%**	8%	1.239,7
Campos	99.601,4	16.309,4	10.557,4	**27%**	16%	996,0
SEAL	4.765,5	342,9	1.146,0	**31%**	7%	47,7
Potiguar	1.369,5	246,4	18,1	**19%**	18%	13,7
Espírito Santo-Mucuri	956,6	292,4	75,7	**38%**	31%	9,6
Ceará	813,3	170,5	0,0	**21%**	21%	8,1
Camamu-Almada	636,9	180,4	11,0	**30%**	28%	6,4
Alagoas	28,4	21,5	6,1	**97%**	76%	0,3
Total	**232.141**	**27.311**	**38.945**	**29%**	**12%**	**2.322**

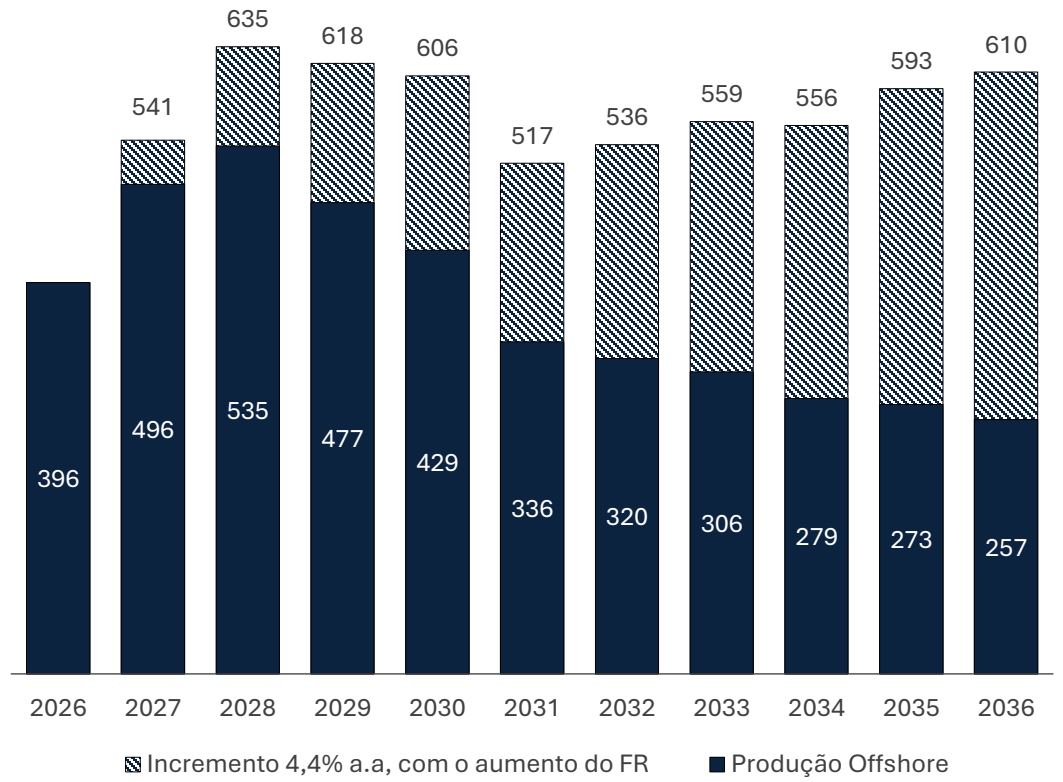
- A Bacia de Campos, no entanto, apresenta uma previsão de declínio da produção para os próximos dez anos.
- **Estima-se o incremento em cerca de 1 bilhão de barris de óleo equivalente dos volumes recuperáveis a cada 1% de aumento do FR para a Bacia de Campos.**
- No total das áreas marítimas das bacias, estima-se um **incremento potencial de mais de 2,3 bilhões de barris de óleo equivalente dos volumes recuperáveis a cada 1% de aumento do FR.**

Sensibilidade: Aumento da produção pela recuperação *offshore*

- O programa de desinvestimentos da Petrobras contempla 25 campos na Bacia de Campos, atualmente com fator de recuperação médio (FR) de 27%.
- **A elevação do FR pode ampliar a produção da Bacia de Campos em cerca de 54% ao final do decênio** em relação s 2026.
- Metodologia semelhante pode ser aplicada às bacias de SEAL, Potiguar, Espírito Santo, Camamu-Almada e Ceará, além das áreas pós-sal e extra pré-sal da Bacia de Santos.
- A simulação indica produção aproximadamente 54% maior em 2036 frente a 2026, equivalente a crescimento médio de 4,4% ao ano associado ao aumento do FR.
- Nas curvas de referência do PDE 2036, os 25 campos da Bacia de Campos simulados registram crescimento da produção até 2028, seguido de forte declínio até o final do horizonte analisado.

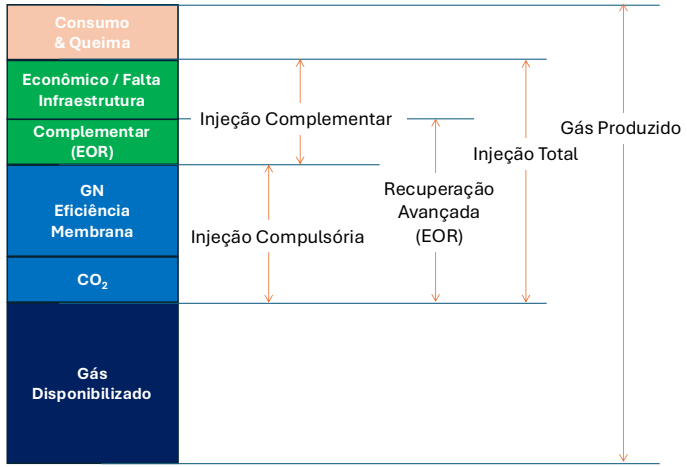
Produção de petróleo equivalente – 25 campos *offshore* da Bacia de Campos (mil barris de óleo equivalente por dia)

Fonte: Elaboração EPE.



Sensibilidade: Previsão de injeção de CO_2 + gás natural nos principais campos do Pré-sal[1]

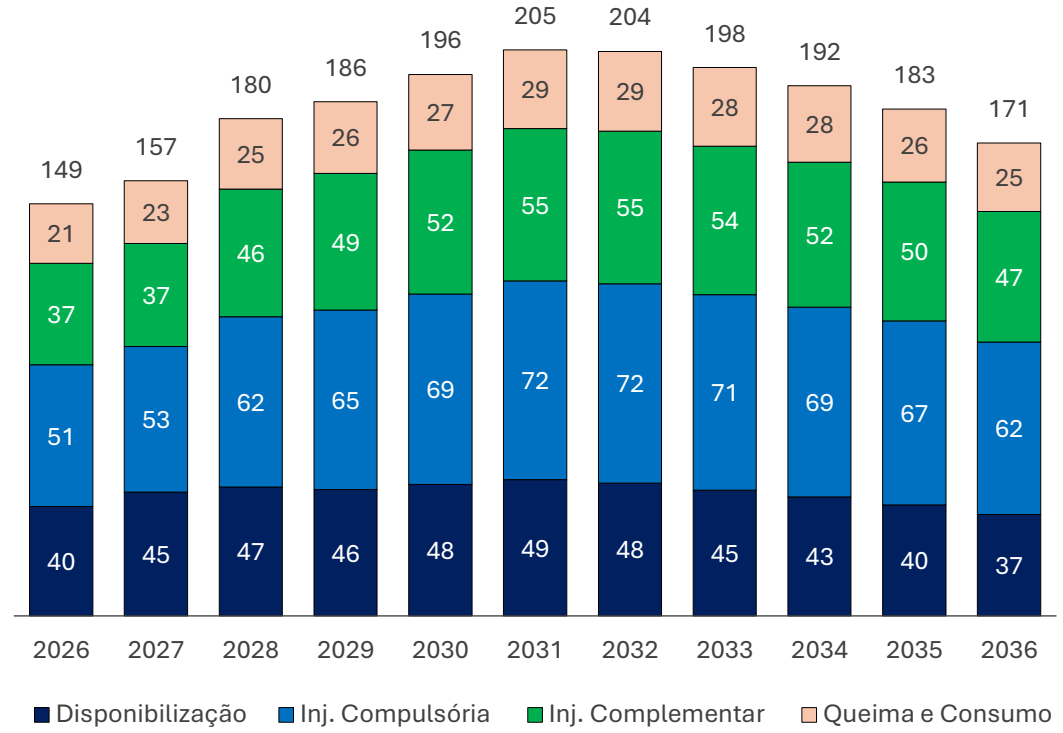
- A análise da previsão de injeção de CO_2 + gás natural na sua produção bruta foi baseada em grupo de 18 campos do Pré-sal com teores de CO_2 mais relevantes, entre eles: Atapu, Berbigão, Búzios, Itapu, Mero, Sapinhoá, Sépia, Sépia Leste e Tupi.
- O volume de gás produzido que retorna ao reservatório por reinjeção constitui o principal fator de redução do gás disponível. A injeção de gás é realizada por motivos diversos e pode ser categorizada em parcelas (diagrama abaixo) que ajudam a entender as causas e as justificativas das diferenças entre a produção total e a disponibilização de gás.



A nomenclatura proposta na figura ao lado, relativa a cada parcela de gás produzido e muitas vezes injetado, é essencial para a avaliação da disponibilidade de gás, sobretudo no Pré-sal da Bacia de Santos, responsável pelas maiores produções brasileiras.

Previsão de produção bruta de gás natural nos principais campos do Pré-sal, por parcela (milhões de m^3/dia)

Fonte: Elaboração EPE.



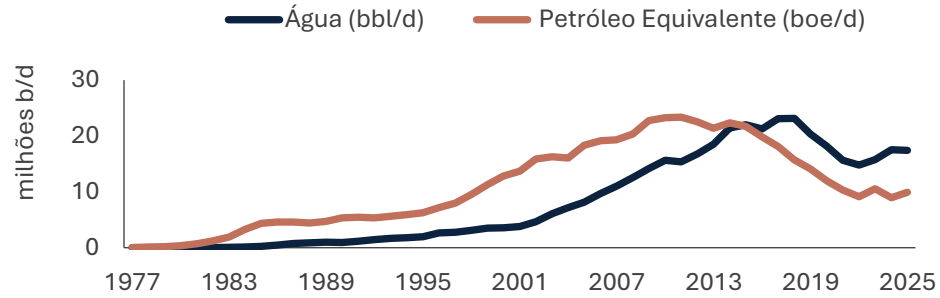
Nota: (1) Esse estudo fez parte dos esforços para o aumento da disponibilização de gás natural no programa Gás para Empregar, quando foi identificada a dificuldade de alcançar esse aumento nos campos com teores de CO_2 mais relevantes.

Sensibilidade: Descarbonização e novas perspectivas na Bacia de Campos

- Às vésperas de completar 50 anos de produção e responsável por mais da metade de todo o óleo já produzido no Brasil, a Bacia de Campos enfrenta um momento decisivo. Após décadas como a principal fronteira de expansão *offshore* do País, a bacia entra em uma nova fase, na qual a manutenção de sua relevância dependerá cada vez mais da capacidade de revitalizar ativos, otimizar a infraestrutura existente e reduzir sua intensidade de emissões.
- Após décadas de produção, a maturidade dos campos se manifesta em crescentes desafios operacionais e econômicos. Desde 2015, a produção de água da bacia supera a de óleo, pressionando a capacidade de processamento e elevando a complexidade das operações; simultaneamente, o envelhecimento de plataformas e demais instalações demanda investimentos crescentes em modernização, substituição ou descomissionamento.
- Nesse contexto, **a descarbonização ganha relevância não apenas como agenda ambiental, mas como elemento estratégico para a competitividade e a extensão da vida econômica dos ativos.** A Bacia de Campos apresenta intensidade média de emissões de 25,3 $kgCO_2e/boe$, superior à média do *upstream* brasileiro (16,0 $kgCO_2e/boe$). Medidas voltadas à redução de emissões, ao melhor aproveitamento do gás e ao aumento da eficiência energética e operacional podem contribuir para a viabilidade de campos maduros, reduzindo simultaneamente a intensidade de carbono da produção. Nesse sentido, **a transição energética representa não apenas um desafio adicional, mas também uma oportunidade de reposicionamento da bacia.**

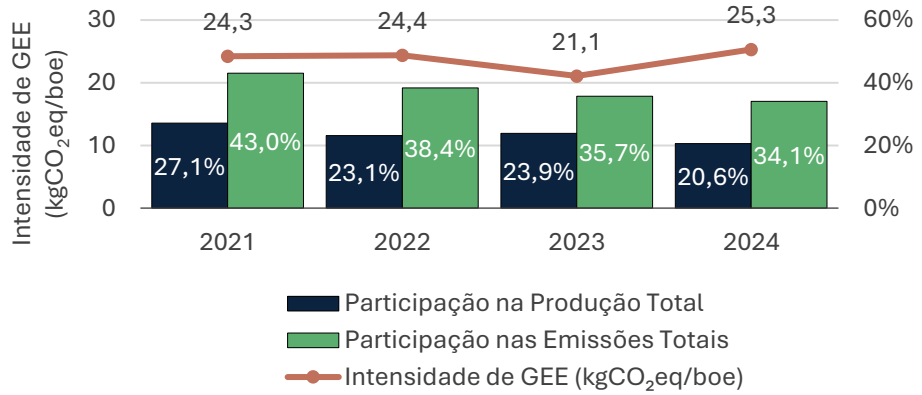
Histórico da produção de petróleo e de água na Bacia de Campos (milhões de barris por dia)

Fonte: ANP.



Panorama da produção e de emissões da Bacia de Campos

Fonte: ANP.



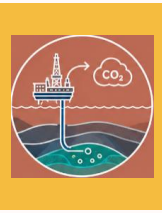
Sensibilidade: Descarbonização e novas perspectivas na Bacia de Campos

- A relevância da agenda de descarbonização é reforçada pela posição de Campos no contexto da produção *offshore* brasileira. Embora a bacia já não seja a principal fronteira de crescimento, papel atualmente associado ao pré-sal da Bacia de Santos, sua extensa base instalada e a capacidade ociosa de determinados sistemas criam condições para uma estratégia de revitalização, *tiebacks*, *infill drilling* e exploração orientada pela infraestrutura, evitando a necessidade de novas instalações em parte dos projetos.
- **A combinação entre revitalização, eficiência operacional, redução de *flaring*, eletrificação seletiva, CCUS e aproveitamento compartilhado da infraestrutura pode contribuir para uma nova trajetória de valor para Campos**, conciliando extensão da vida produtiva, redução de emissões e retirada responsável dos ativos que já não apresentam viabilidade econômica.
- A descarbonização da Bacia de Campos ocorre, portanto, em meio a diferentes desafios e oportunidades associados à maturidade de seus ativos. Esse processo envolve escolhas complexas e diferentes perspectivas sobre o futuro dos ativos, que precisam ser avaliadas à luz das características, oportunidades e limitações de uma bacia madura. A análise SWOT a seguir sintetiza esses fatores e evidencia os principais elementos que condicionam a transformação da Bacia de Campos.



Sensibilidade: Descarbonização e novas perspectivas na Bacia de Campos

As oportunidades em curso na Bacia de Campos mostram que descarbonização e competitividade podem caminhar juntas. *Tiebacks*, revitalizações, eletrificação e CCS respondem a diferentes motivações – econômicas, operacionais, de aproveitamento de infraestrutura ou ambientais – mas podem também reduzir significativamente as emissões associadas aos ativos e aos novos desenvolvimentos. Incorporar a dimensão de carbono às decisões de investimento pode, assim, não apenas reduzir emissões, mas contribuir para viabilizar projetos, prolongar a vida produtiva e sustentar a continuidade das operações na bacia durante a transição energética.



CCS

Capturar, transportar e armazenar CO_2 de forma permanente, criando uma alternativa para reduzir emissões residuais de processos industriais e da produção de óleo e gás. A proximidade com infraestrutura de processamento e escoamento cria oportunidades para integração com soluções de armazenamento offshore. O **projeto de CCS associado a Cabiúnas** é uma iniciativa relevante nessa direção, conectando a infraestrutura existente à agenda de gestão de carbono.



TIEBACKS

Aproveitar a infraestrutura existente para conectar novas reservas, reduzindo a necessidade de novas unidades e aumentando a eficiência do desenvolvimento de pequenos volumes próximos a hubs existentes. O projeto **Wahoo-Frade** materializa essa estratégia, com um *tieback* de cerca de 30-35 km ao FPSO Valente, adicionando mais de 40 mil boe/d sem uma nova unidade flutuante.



REVITALIZAÇÃO DE CAMPOS

Renovar instalações e sistemas de produção para recuperar eficiência, prolongar a vida útil dos campos e viabilizar recursos ainda economicamente recuperáveis. O projeto de **revitalização de Marlim**, com a substituição de nove plataformas por dois novos FPSOs, permite reconectar poços e ampliar a capacidade de processamento de água, exemplificando como a modernização da infraestrutura pode sustentar a produção em uma bacia madura.



ELETRIFICAÇÃO DE PLATAFORMAS

Substituir parte da geração de energia a bordo por eletricidade fornecida externamente, reduzindo emissões associadas à geração e abrindo espaço para maior integração com fontes de menor carbono. O projeto de eletrificação do **Polo Pargo** representa uma aplicação dessa solução no contexto de modernização de ativos da Bacia de Campos.

PDE 2036

Aspectos econômicos da produção de petróleo e gás natural

epe 20+ MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA
GOVERNO DO BRASIL
DO LADO DO POVO BRASILEIRO

Evolução das reservas provadas de petróleo e gás natural e da relação R/P

- A metodologia de projeção das reservas provadas foi aprimorada para representar de forma mais realista a incorporação de reservas ao longo do desenvolvimento dos campos.
- Na abordagem anterior, o volume associado à produção futura de novos projetos era apropriado como reserva em um único momento, gerando aumentos pontuais no estoque de reservas e oscilações abruptas na relação Reserva/Produção (R/P).
- A nova metodologia considera a incorporação gradual das reservas ao longo do ciclo de desenvolvimento e produção dos campos.
- Embora o potencial produtivo dos projetos possa ser estimado antecipadamente, o reconhecimento como reserva provada depende do grau de maturidade e de condições técnicas, econômicas e operacionais.
- Os volumes passam a ser incorporados progressivamente às reservas, acompanhando a evolução dos projetos e a reposição das reservas consumidas pela produção.
- O aprimoramento reduz descontinuidades artificiais nas projeções e produz uma trajetória mais suave e aderente ao comportamento histórico da relação R/P.
- As premissas de produção permanecem inalteradas; a principal mudança está na forma e no ritmo de apropriação das reservas provadas.

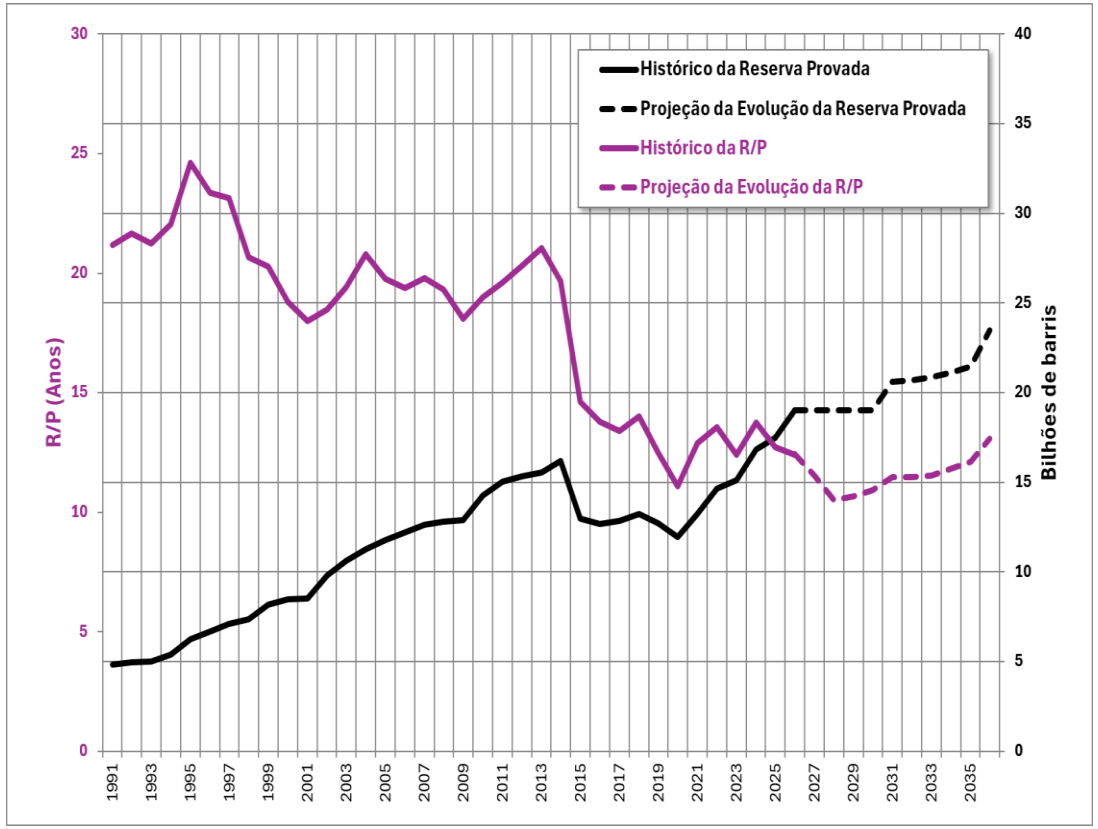
A sustentação da produção nacional de petróleo e gás natural depende da reposição contínua das reservas consumidas, por meio de novas descobertas, da conversão de recursos contingentes em reservas e do desenvolvimento de novos projetos. Esse processo requer a continuidade dos investimentos em E&P e a ampliação das oportunidades exploratórias, fundamentais para manter a base de recursos e viabilizar a trajetória de produção projetada.

Evolução das reservas provadas de petróleo e da relação R/P

- **As reservas provadas de petróleo mantêm trajetória estrutural de crescimento ao longo da série histórica, saltando para cerca de 23 bilhões de barris em 2036**, sustentada pela incorporação de novos volumes recuperáveis e pelo avanço das atividades de E&P.
- **A relação R/P, que historicamente apresentou tendência de redução, registra recuperação a partir de 2029, alcançando aproximadamente 13 anos em 2036.**
- O cenário projetado sugere a manutenção da base de recursos petrolíferos brasileiros. **Essa trajetória dependerá da continuidade dos investimentos exploratórios, da realização de novas descobertas, da declaração de comercialidade dos recursos identificados e da contratação de novas áreas exploratórias**, especialmente nas províncias *offshore* de maior potencial.

Previsão da evolução da reserva provada de petróleo e da relação R/P

Fonte: Elaboração EPE.

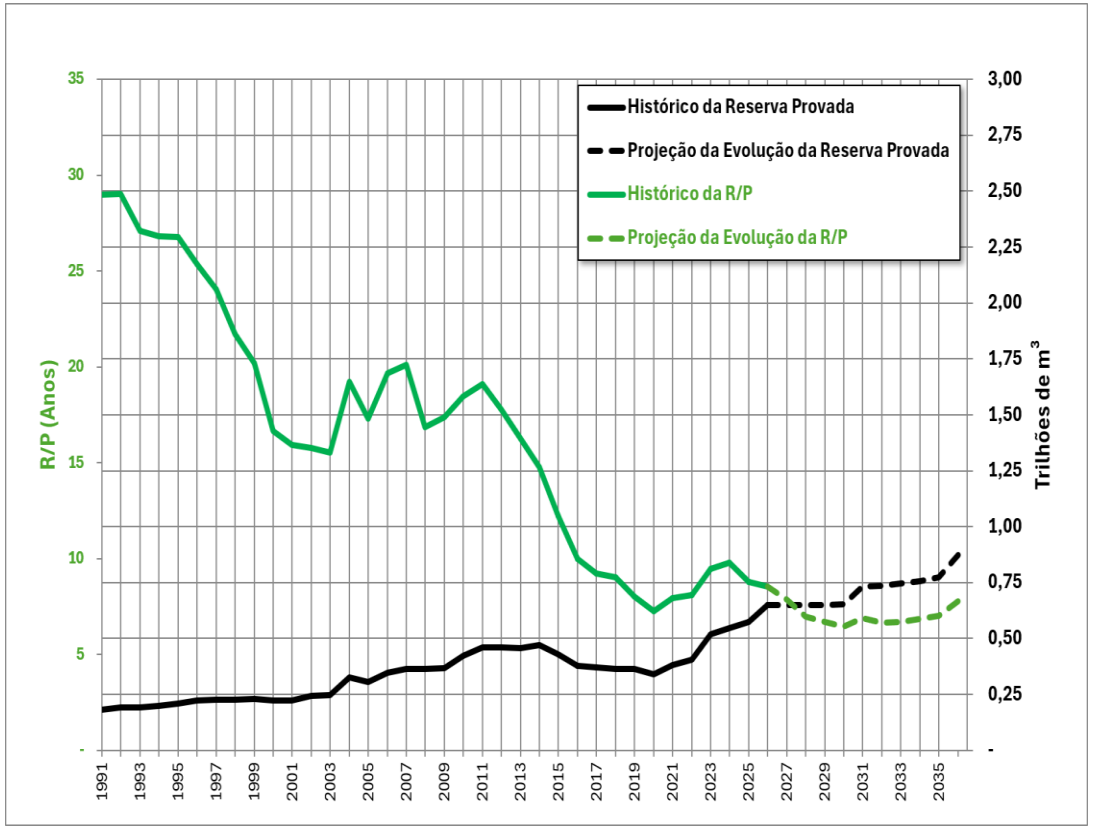


Evolução das reservas provadas de gás natural e da relação R/P

- **As reservas provadas de gás natural apresentam um aumento até 2036, passando de cerca de 0,6 para próximo de 1 trilhão de m^3, mantendo trajetória de crescimento ao longo de todo decênio.** Esse avanço reflete a incorporação de novos volumes recuperáveis, futuras declarações de comercialidade e a expansão das atividades de E&P no país.
- **A relação R/P recua gradualmente até o meio do período projetado, recuperando, a partir de 2030 até o final do horizonte, a relação R/P para cerca de 8 anos em 2036.**
- O cenário projetado indica a manutenção da base de recursos de gás natural nacional, mas evidencia a necessidade de reposição contínua das reservas. **A sustentação da produção projetada e a manutenção de níveis adequados de R/P dependerão da continuidade dos investimentos exploratórios, da realização de novas descobertas comerciais e da conversão de recursos potenciais em reservas efetivamente produzíveis.**

Previsão da evolução da reserva provada de gás natural e da relação R/P

Fonte: Elaboração EPE.



Investimentos e excedentes de petróleo

A estimativa de investimentos em E&P é realizada de forma agregada, com base nos históricos de produção e investimentos em E&P, o que permite calcular o custo de investimento em US$/boe. Aplicado à projeção nacional de produção, o modelo gera uma faixa de investimento, por meio de dois cenários**. Estima-se que, entre 2027 e 2036, os investimentos nas atividades de E&P no Brasil alcancem entre US$ 415 bilhões e US$ 443 bilhões.** Esses valores refletem uma avaliação dos investimentos associados à trajetória de produção projetada, cuja materialização dependerá da continuidade dos aportes de capital em atividades exploratórias e no desenvolvimento dos projetos de produção, assim como a expectativa gerada pelo regime de Oferta Permanente, promovido pela ANP, e pelo Novo Mercado de Gás Natural, anunciado pelo MME.

Outra importante implicação econômica das previsões de produção no decênio refere-se às expectativas de excedentes de produção de petróleo, que poderão ser exportados. Nota-se que a demanda estimada corresponde ao volume de petróleo equivalente necessário para atender à demanda nacional de derivados, considerando a hipótese de que todo o volume de derivados fosse produzido no País.

Produção, demanda estimada e excedente de petróleo

Fonte: Elaboração EPE.

Recurso Petróleo	Unidade	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Produção	milhões de barris por dia	4,19	4,52	4,96	4,88	4,78	4,91	4,94	4,96	4,89	4,86	4,92
Demanda Estimada	milhões de barris de óleo equivalente por dia	2,52	2,56	2,57	2,56	2,57	2,57	2,58	2,60	2,63	2,65	2,68
Excedente[1]	milhões de barris por dia	1,67	1,96	2,39	2,33	2,21	2,35	2,36	2,35	2,27	2,21	2,24

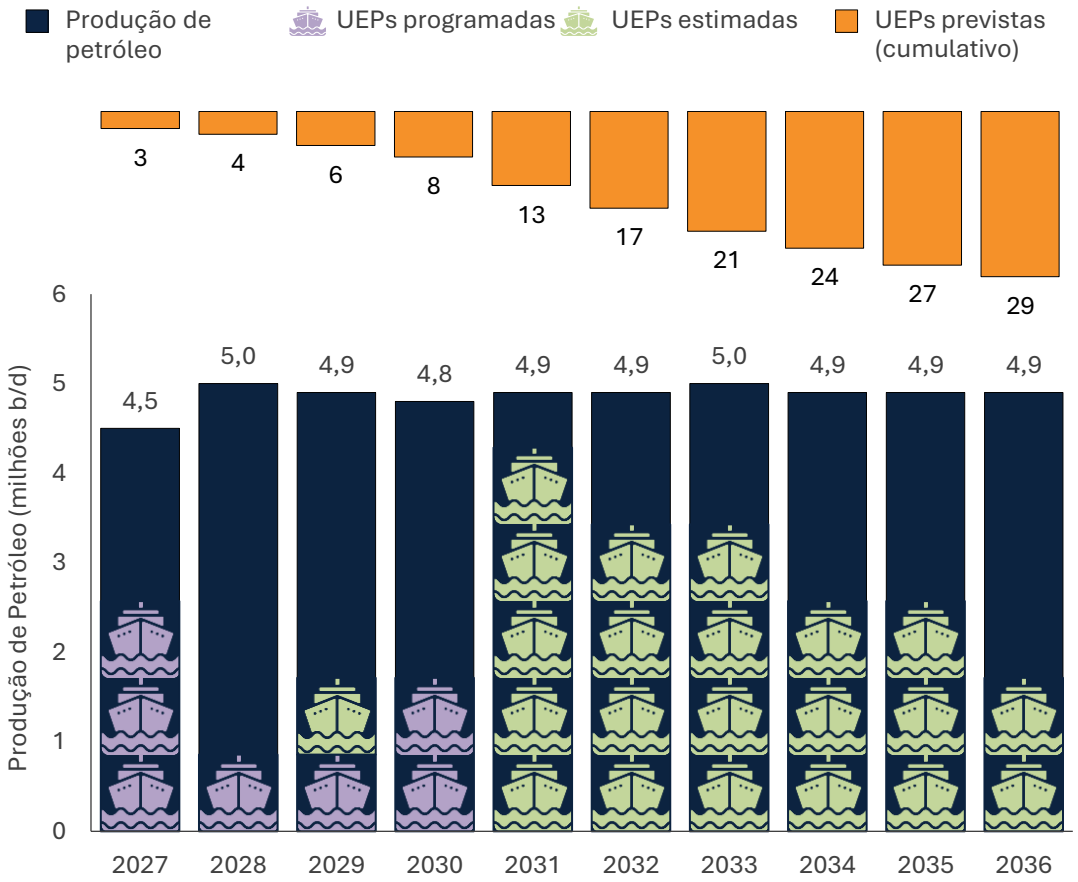
Nota: (1) Excedente = Produção – Demanda Estimada.

Previsão de entrada de equipamentos

- A estimativa de entrada em operação de Unidades Estacionárias de Produção (UEP) contempla tanto as plataformas programadas quanto as estimadas pela EPE. As UEPs programadas correspondem aos navios-plataforma do tipo FPSO previstos nos planos estratégicos e demais divulgações das empresas operadoras vigentes durante a elaboração deste Plano.
- Já as UEPs estimadas pela EPE são aquelas consideradas necessárias, em conjunto com as unidades programadas e as já em operação, para sustentar as projeções da produção de petróleo e gás no decênio. A entrada dessas unidades depende da continuidade dos investimentos no desenvolvimento dos projetos, bem como do cumprimento dos cronogramas de implantação, sendo fundamental para viabilizar a trajetória de produção projetada.
- **Estima-se a entrada em operação de 29 novas UEPs no Brasil entre 2027 e 2036. Desse total, sete são consideradas programadas e 22 estimadas.**
- As unidades programadas são: Búzios 9, Búzios 10 e Búzios 11, previstas para 2027; Raia, em 2028; Atapu 2, em 2029; e Sépia 2 e SEAP 2, em 2030.
- Entre as UEPs estimadas pela EPE, embora não constem como programadas, algumas já tiveram sua intenção de desenvolvimento sinalizada pelas empresas. São elas: Orca, Revitalização de Marlim Leste e Marlim Sul, Revitalização de Albacora, Revitalização de Barracuda e Caratinga, SEAP 1, Revitalização de Tupi, Búzios 12, Mero 5 e Entorno de Forno.

Previsão de entrada em operação de novas UEPs

Fonte: Elaboração EPE.



Descomissionamento de instalações de E&P no Brasil

- **O descomissionamento de plataformas e estruturas *offshore* é uma etapa cada vez mais relevante do ciclo de vida da produção de petróleo e gás no Brasil, exigindo planejamento, segurança e soluções técnicas adequadas.**



- O Brasil possui um cenário particularmente relevante para essa atividade, considerando a quantidade de instalações *offshore* existentes e a concentração de ativos em bacias produtoras maduras.
- A Petrobras, por exemplo, possui 68 plataformas em sua carteira de descomissionamento, considerando o horizonte 2026-2030 e a carteira posterior a 2031. Segundo a Petrobras, a destinação sustentável de equipamentos e o abandono de poços demandarão dispêndios de US$ 9,7 bilhões nos próximos cinco anos.
- No Painel Dinâmico de Descomissionamento de Instalações de E&P da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), existem atualmente 166 processos cadastrados no Programa de Descomissionamento de Instalações (PDI), em 15 Bacias, sendo 125 aprovados (cenário de 15/09/2026).

O que envolve?

Retirada, desmontagem, transporte e destinação de plataformas, sistemas submarinos, poços e demais estruturas associadas.

Por que é relevante?

Nos próximos anos, o descomissionamento deve mobilizar grandes investimentos, serviços especializados e ampla cadeia de fornecedores.

Oportunidade

Pode impulsionar a indústria nacional, com inovação tecnológica, geração de empregos e qualificação de fornecedores.

Como deve ser?

Com base em critérios técnicos, econômicos, ambientais e de segurança, considerando as particularidades de cada ativo e os requisitos regulatórios.

Desafio central:
Conciliar segurança, proteção ambiental, eficiência econômica e aproveitamento das capacidades industriais brasileiras.

PDE 2036

Conclusão

Conclusão

- Espera-se que a **produção de petróleo atinja 4,9 milhões de barris por dia em 2036**, aproximadamente 30% superior ao valor registrado em 2025.
- Em 2036, a produção total de petróleo permanece **fortemente concentrada em águas ultraprofundas (81%) e profundas (13%)**, com potencial de recuperação das produções em terra e águas rasas.
- **A produção bruta de gás natural deverá atingir 308 milhões de m^3 por dia (m^3/dia) em 2036**, apoiada pela entrada de recursos contingentes e não descobertos. A oferta continuará sendo predominantemente de **gás associado ao petróleo**, com forte participação das bacias de Santos e Campos.
- **A produção líquida de gás natural deverá alcançar 135 milhões de m^3/dia em 2036**, sendo aproximadamente 125% superior à registrada em 2025, de cerca de 60 milhões de m^3/dia.
- **A produção de petróleo *onshore* representará 3% do total nacional em 2036**, com uma produção cerca de 153 mil barris por dia.
- **A produção bruta de gás natural *onshore* representará 9% do total nacional em 2036**, apresentando volume de 29 milhões de m^3/dia.
- **A produção líquida de gás natural *onshore* representará 20% do total nacional em 2036**, com uma produção de 26 milhões de m^3/dia.
- **No ambiente *onshore*, verifica-se uma participação crescente de operadoras privadas**, em decorrência dos desinvestimentos realizados pela Petrobras. A participação das demais operadoras na produção terrestre passa de 49% em 2026 para 82% em 2036.

Conclusão

- Em termos de ambiente regulatório, os volumes da Cessão Onerosa respondem por uma participação de 11% na produção total de petróleo em 2036, enquanto os contratos de partilha de produção participam com 38% e os contratos de concessão prevalecem, contribuindo com 48%. Registra-se, ainda, uma pequena parcela de cerca de 3% referente a unidades produtivas não contratadas.
- A Cessão Onerosa, incluindo o excedente, responde por cerca de 10% do total da produção bruta de gás natural em 2036, enquanto os contratos de partilha respondem por 41% e os contratos de concessão prevalecem, contribuindo com 48%.
- A Cessão Onerosa, incluindo o excedente, responde por cerca de 6% do total da produção líquida de gás natural em 2036, enquanto os contratos de partilha respondem por cerca de 20% e os contratos de concessão prevalecem, contribuindo de forma expressiva com 73%.
- **O pré-sal deverá responder por 73% da produção total de petróleo em 2036**, enquanto o pós-sal contribuirá com 9% e o extra pré-sal por 18%, ampliando a diversificação das fontes produtoras.
- **A produção bruta de gás natural continuará tendo como ator principal o pré-sal**, que responderá por cerca de 76% da produção nacional em 2036.
- **A produção líquida de gás natural deverá apresentar um crescimento constante, com grande contribuição do pré-sal**, que permanecerá como a principal fonte de oferta e responderá por cerca de 55% da produção nacional em 2036, seguido pelo extra pré-sal com cerca de 42%.
- Considerando o aumento da participação de campos terrestres desinvestidos, elevando o fator de recuperação desses campos, **a produção *onshore* pode ultrapassar 500 mil barris de óleo equivalente em 2036**.
- A redução de emissões associadas à geração e ao consumo de energia, a melhoria do aproveitamento do gás e a maior eficiência da infraestrutura podem contribuir para tornar economicamente viáveis operações em campos maduros, ao mesmo tempo em que se reduzem a intensidade de carbono da produção.
- **Incorporar a dimensão de carbono às decisões de investimento pode, assim, não apenas reduzir emissões, mas contribuir para viabilizar projetos, prolongar a vida produtiva e sustentar a continuidade das operações na bacia durante a transição energética.**

Conclusão

- **As reservas provadas de petróleo podem alcançar cerca de 23 bilhões de barris em 2036**, sustentadas pela incorporação de novos volumes recuperáveis e pelo avanço das atividades de E&P. **A relação R/P pode alcançar aproximadamente 13 anos em 2036**.
- **As reservas provadas de gás natural apresentam aumento até 2036, passando de cerca de 0,6 para cerca de 1 trilhão de m^3**, mantendo trajetória de crescimento ao longo de todo decênio. **A relação R/P atinge cerca de 8 anos em 2036**, sendo que a manutenção de níveis adequados de R/P dependerá da continuidade dos investimentos exploratórios, de novas descobertas comerciais e da conversão de recursos potenciais em reservas efetivamente produzíveis.
- Com base na curva da previsão da produção de petróleo e gás natural de referência para os próximos dez anos e no histórico recente de custos, estima-se que, **entre 2027 e 2036, os investimentos nas atividades de E&P no Brasil alcancem entre US$ 415 bilhões e US$ 443 bilhões**.
- **Estima-se a entrada em operação de 29 novas UEP no País**, das quais sete são consideradas programadas e 22 estimadas.
- **O descomissionamento de plataformas e estruturas *offshore* é uma etapa cada vez mais relevante do ciclo de vida da produção de petróleo e gás no Brasil**, exigindo planejamento, segurança e soluções técnicas adequadas. Segundo a Petrobras, a destinação sustentável de equipamentos e o abandono de poços demandarão dispêndios de US$ 9,7 bilhões nos próximos cinco anos.

A sustentação da trajetória de produção projetada para petróleo e gás natural dependerá da continuidade dos investimentos em E&P, da reposição das reservas produzidas, da realização de novas descobertas e da conversão de recursos potenciais em reservas efetivamente produzíveis. Também será fundamental a contratação de novas áreas exploratórias, especialmente em fronteiras de maior potencial, e a entrada tempestiva das UEPs necessárias ao desenvolvimento dos projetos ao longo do horizonte do PDE 2036.



PDE 2036

Clique aqui e acesse todos os estudos do PDE 2036

Siga a EPE nas redes sociais e mídias digitais:

epe

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

GOVERNO DO BRASIL
DO LADO DO POVO BRASILEIRO