



RELATO
INTEGRADO
PRÉ-SAL PETRÓLEO

2021



Pré-sal
Petróleo

SUMÁRIO

03 MENSAGEM DO PRESIDENTE

05 SOBRE ESTE RELATÓRIO

06 MATERIALIDADE

07 VISÃO GERAL ORGANIZACIONAL E AMBIENTE EXTERNO

08 Quem somos

10 Direcionamento estratégico

11 Ambiente externo

22 Nossos capitais

23 Geração de valor

24 Modelo de negócios

26 Cadeia de valor

30 Nossa gente

37 Relacionamento com Públicos de Interesse

46 GOVERNANÇA, CONTROLES INTERNOS E GESTÃO DE RISCOS

47 Nossa governança

51 Gestão de riscos e controles internos

58 Programa de Integridade

62 RESULTADOS DA GESTÃO

63 Resultados do Plano Estratégico 2021-2025

68 Gestão dos contratos de partilha de produção

97 Representação da União nos acordos de individualização da produção

100 Comercialização de petróleo e gás natural da União

107 Transformação digital

110 Gestão orçamentária e financeira

112 Gestão de custos

112 Gestão patrimonial

113 Gestão da sustentabilidade

114 Gestão de licitações e contratações

116 PERSPECTIVAS

117 Plano Estratégico 2022-2026

120 Plano Anual de Negócios

122 Estimativa de Resultados nos Contratos de Partilha de Produção

128 INFORMAÇÕES ORÇAMENTÁRIAS, FINANCEIRAS E CONTÁBEIS

129 Custeio

130 Investimento

130 Informações financeiras

131 Principais fatos contábeis

134 PPSA EM NÚMEROS

Eduardo Gerk
Diretor-Presidente

Ao refletir sobre o ano de 2021, marcado, mais uma vez, pela pandemia e pela contínua adaptação a um novo modelo de trabalho, tenho enorme satisfação de anunciar que aprimoramos ainda mais a gestão da nossa empresa e alcançamos um resultado recorde de arrecadação para a União, transferindo R\$ 1,22 bilhão para os cofres públicos.

Em um ano pontuado por muitas realizações, gerimos 17 contratos de partilha de produção, celebramos dois novos acordos de individualização da produção e realizamos, com enorme êxito, um novo leilão para comercializar mais de 55 milhões de barris de petróleo da União- o que deverá gerar uma arrecadação de cerca de R\$ 25 bilhões em um horizonte de cinco anos.

Como gestores, celebramos cada marco obtido nos contratos de partilha de produção, das novas descobertas à implantação de tecnologias disruptivas. E acompanhamos o crescimento da produção de petróleo em regime de partilha, cujo resultado superou, em quase quatro vezes, o resultado do exercício anterior. Os feitos de 2021 sugerem que nos próximos anos continuaremos trilhando um caminho de sucesso: foram realizadas três novas descobertas de hidrocarbonetos, aprovados planos para início da perfuração em áreas exploratórias e confirmados vultosos investimentos, a exemplo do campo de Bacalhau, para o qual foram anunciados mais de US\$ 8,5 bilhões para seu desenvolvimento.

Nossos estudos corroboram nosso entusiasmo. A expectativa é de que a produção total dos contratos de partilha rompa a casa dos 2 milhões de barris diários em cinco anos e alcance o pico, em 2029, com 3,67 milhões de barris diários. A produção diária desses contratos em 2029 será equivalente a dois terços da produção nacional, o que significa dizer que estamos trabalhando agora com os ativos que serão os principais responsáveis pela produção de petróleo do país em dez anos.

MENSAGEM DO PRESIDENTE

Para ajudar a concretizar essa projeção, trabalhamos tecnicamente em muitas frentes. Destaco, como exemplo, a exitosa tarefa de abrir caminho para a exploração dos volumes excedentes da cessão onerosa em regime de partilha de produção em quatro campos. Para Búzios e Itapu, celebramos os Acordos de Coparticipação, novo instrumento jurídico no pré-sal que permite a produção coparticipada entre os contratos de cessão onerosa e partilha de produção. Com esses acordos, a União passou a contar, desde setembro, com uma parcela de produção do campo de Búzios, o gigante do pré-sal, e, em 2022, contará também com parte da produção de Itapu.

Para Sépia e Atapu, campos licitados em dezembro, na Segunda Rodada dos Volumes Excedentes da Cessão Onerosa, contribuímos, de forma relevante, para a realização do leilão. Avaliamos a participação de cada contrato na jazida coparticipada e negociamos a compensação a ser paga à cessionária Petrobras pelos futuros contratados. Tais definições reduziram incertezas dos investidores e levaram competição ao certame. Os blocos de Sépia e Atapu foram arrematados com percentuais de excedente em óleo para a União de 37,43% e 31,68%, correspondendo a ágios de 149,20% e 437,86%, respectivamente.

Internamente, seguimos com nossos esforços para aprimorar a governança corporativa, aumentar a transparência e disseminar a cultura da ética e da integridade. Incluímos iniciativas de gestão de conhecimento em nosso Planejamento Estratégico, com foco em preservar e compartilhar a excelente capacitação técnica da nossa equipe; criamos uma diretriz para fomentar a aplicação de soluções técnicas e de inovações nos projetos de exploração e produção; e montamos comitês internos para acompanhamento dos temas que envolvem a abertura do mercado de gás natural e a descarbonização. Com o conhecimento adquirido ao longo dos anos, estamos nos tornando, pouco a pouco, um

catalisador de inovação tecnológica nos contratos, compartilhando e agregando as boas soluções entre os consórcios.

Como dirigente desta companhia, reafirmo o meu compromisso de liderar a empresa rumo às transformações necessárias para viabilizar os melhores resultados para a União. Os dados apresentados neste Relato Integrado, dos quais atesto a fidedignidade, mostram os excelentes resultados obtidos em 2021, fruto do empenho e da dedicação do nosso time.

Agradeço ao nosso corpo técnico, aos parceiros, aos nossos Diretores, Conselheiros e Membros dos Comitês de Assessoramento por serem os protagonistas desta jornada, permitindo o alcance de novos marcos na atuação da empresa, como representante da União, no setor de petróleo e gás.

Eduardo Gerik

Diretor-Presidente

SOBRE ESTE RELATÓRIO

Com o presente Relato Integrado, buscamos disponibilizar informações qualificadas, coesas e transparentes sobre nosso modelo de negócio, apresentando a estratégia, as iniciativas de governança, o desempenho obtido em 2021 e as perspectivas futuras da nossa companhia, constituindo-se em uma ferramenta de diálogo com nossos públicos de interesse e de prestação de contas à sociedade.

Seguimos a metodologia do *International Integrated Reporting Council (IIRC)*, uma coalizão global de reguladores, investidores, empresas, definidores de padrões, profissionais do setor contábil e ONGs, que compartilha a visão de que comunicar a geração de valor é um passo evolutivo para relatos corporativos. O objetivo é promover uma abordagem que comunique como uma organização gera valor ao longo do tempo. Em atendimento aos princípios do IIRC, buscamos clareza e simplicidade na demonstração dos resultados, utilizando gráficos e infográficos para facilitar a compreensão do conteúdo. E disponibilizamos, ao longo da publicação, links que levam a informações complementares pertinentes e disponíveis em nosso site.

Este relatório foi analisado pelo Comitê de Auditoria e aprovado por nossa Diretoria Executiva e pelo Conselho de Administração. O documento demonstra como nossa atuação gera valor para a União e atende à Instrução Normativa TCU Nº 84, de 22 de abril de 2020, que dispõe acerca da prestação de contas dos administradores e responsáveis da administração pública federal, para fins de julgamento pelo Tribunal de Contas da União (TCU), nos termos do art. 7º da Lei 8.443, de 1992.

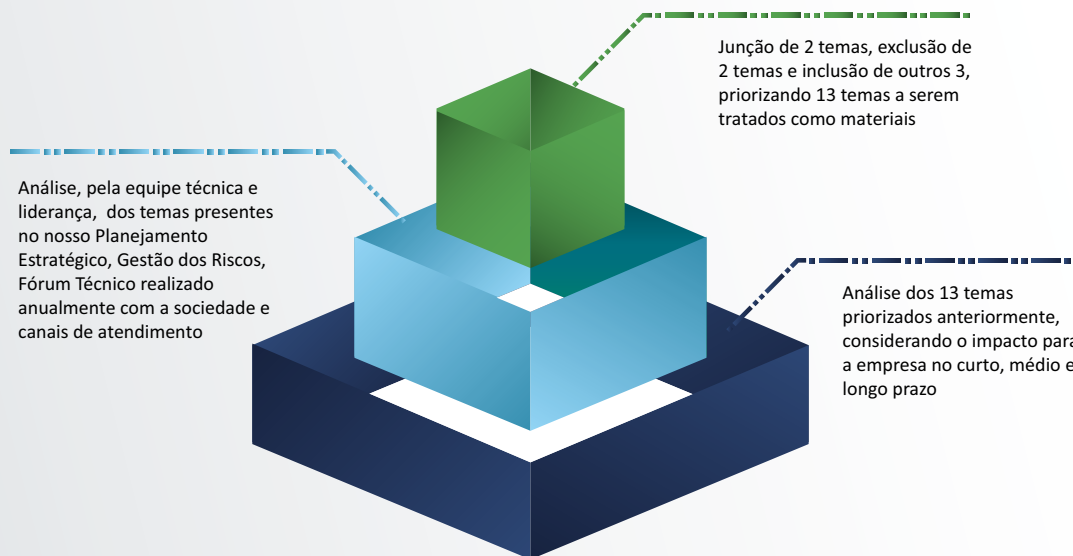
Em consonância com os aspectos de sustentabilidade ambiental, o relatório não será impresso.

MATERIALIDADE

Consideramos temas materiais todos aqueles que apresentam potencial para afetar nossa capacidade de gerar valor a curto, médio e longo prazos, podendo, portanto, impactar o negócio, positiva ou negativamente. A análise e o tratamento desses temas facilitam a definição da estratégia e da tomada de decisão.

Para definir os temas, reavaliamos, internamente, os assuntos selecionados no Relato Integrado de 2020 e mapeamos as questões abordadas em nossos seminários para composição do Planejamento Estratégico 22-26 e para o ciclo de gerenciamento de riscos, processos que contaram com a participação de toda a liderança - diretores, gerentes e superintendentes da companhia. Como contribuição da sociedade, trouxemos os temas debatidos no nosso Fórum Técnico realizado anualmente com a participação de lideranças do setor e aqueles demandados em nossos canais de atendimento.

Dos 13 temas mapeados no exercício anterior, realizamos a junção de dois assuntos, excluímos dois e incluímos outros três, permanecendo, assim, com 13 temas prioritários.





VISÃO GERAL ORGANIZACIONAL E AMBIENTE EXTERNO

Quem somos

Direcionamento estratégico

Ambiente externo

Nossos capitais

Geração de valor

Modelo de negócios

Cadeia de valor

Nossa gente

*Relacionamento com
públicos de interesse*

QUEM SOMOS

Somos uma empresa pública, vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME), criada em agosto de 2013. Nossa primeira Diretoria Executiva foi empossada em novembro do mesmo ano. Atuamos resguardando os interesses da União em três grandes frentes: na gestão dos contratos de partilha de produção, na gestão da comercialização de petróleo e gás natural, e na representação da União nos acordos de individualização da produção.

Para desempenhar nosso papel, contamos com 58 empregados em cargos comissionados de livre provimento, profissionais altamente qualificados, com grande experiência na indústria de óleo e gás. Permanentemente, somos responsáveis por estudos e análises técnicas de alta complexidade, que norteiam as tomadas de decisões das operações em regime de partilha de produção. Em todas as nossas atividades, atuamos focados na nossa missão de maximizar os resultados econômicos para a União.



Com o objetivo de compartilhar nosso conhecimento técnico, participamos ativamente das discussões do setor de petróleo e gás e contribuimos para a formulação de políticas públicas, atuando, em diversas ocasiões, como o braço técnico do Ministério de Minas e Energia (MME) em assuntos relacionados ao setor de petróleo e gás natural.

Para alcançar nossos objetivos, priorizamos a eficiência na gestão, investindo continuamente em melhoria de processos. Fazemos a gestão de 17 contratos de partilha de produção e já estabelecemos nove acordos de individualização da produção.

Como resultado desse trabalho, em 2021 arrecadamos R\$ 1,22 bilhão com a comercialização da parcela de petróleo e gás natural da União nos contratos de partilha de produção, cerca de 74% a mais em comparação a 2020 (R\$ 704 milhões). Desde março de 2018, quando foi realizada a primeira comercialização de petróleo da União, já arrecadamos R\$ 3,9 bilhões para os cofres públicos.

Ainda em virtude da pandemia, nossa equipe trabalhou, durante a maior parte do ano de 2021, em uma sistemática estruturada e eficiente de teletrabalho. Em outubro do mesmo ano, retornamos gradualmente ao nosso escritório, que fica na Avenida Rio Branco, 1 / 4º andar, no Centro do Rio de Janeiro.

DIRECIONAMENTO ESTRATÉGICO



AMBIENTE EXTERNO

Apesar dos esforços globais para a transição energética, a demanda por petróleo continuará crescente ao longo dos próximos anos. De acordo com o *World Oil Outlook 2021*, estudo da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (Opep), estima-se um crescimento de 28% para a demanda global de energia no período entre 2020 e 2045, e o petróleo deverá manter sua posição número um no mix de energia. O relatório registra, entretanto, que todas as energias terão crescimento.

Segundo a Opep, a demanda global por petróleo deverá aumentar em 17,6 milhões de barris por dia (bpd) entre 2020 e 2045, passando de 90,6 milhões bpd, em 2020, para 108,2 milhões de bpd, em 2045.

O relatório estima que sejam investidos US\$ 11,8 trilhões no setor de petróleo entre 2021 e 2045, 80% em exploração de petróleo no mar (*upstream*), a maior parte na América do Norte, em função do petróleo dos Estados Unidos, em particular, impulsionando o crescimento da oferta não-Opep no médio prazo. Outros US\$ 2,6 trilhões deverão ser investidos em refinarias, armazenamento e oleodutos necessários para levar o petróleo ao mercado.

Em paralelo, a indústria de petróleo e gás natural tem investido em iniciativas diversas para atender as metas de redução de emissões. Segundo o *World Energy Investment 2021*, estudo elaborado pela *International Energy Agency (IEA)* em colaboração com o Banco Mundial e o Fórum Econômico Mundial (lançado em junho de 2021), embora em 2020 os investimentos em energia limpa da indústria de petróleo e gás tenham representado cerca de 1% do total das despesas de capital, os compromissos de diversificação de investimentos, liderados por grandes empresas europeias, já começaram a ter impacto.

O estudo avaliou que a parcela de investimento de capital da indústria de petróleo e gás, destinada a investimentos em energia limpa no mundo, pode aumentar para mais de 4% em 2021. O trabalho ressalta que as principais economias destacaram a inovação e o aumento do financiamento como parte de seu esforço para emissões líquidas zero. A IEA estima que, até 2030, mais de US\$ 50 bilhões de fundos públicos poderão estar disponíveis para grandes projetos de tecnologias de energia de baixo carbono em larga escala.

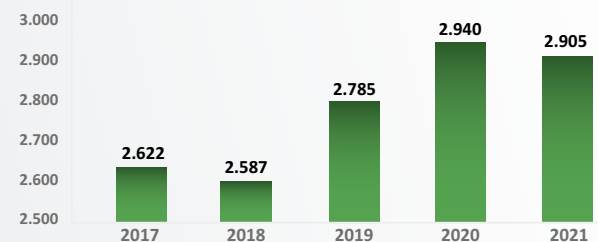
No Brasil, os projetos de exploração do pré-sal têm desenvolvido diversas inovações com o objetivo de reduzir as emissões de carbono em seus processos. Recentemente, abordamos o tema em nosso 4º Fórum Técnico Pré-Sal Petróleo, em que empresas que atuam no pré-sal, como Equinor, Total Energies, ExxonMobil e a Petrobras, falaram de seus planos de aumento de investimento em renováveis e seus compromissos de atingir a neutralidade de carbono até 2050.

**SAIBA MAIS**[World Outlook 2021](#)[World Energy Investment 2021](#)

Produção brasileira de petróleo e gás natural

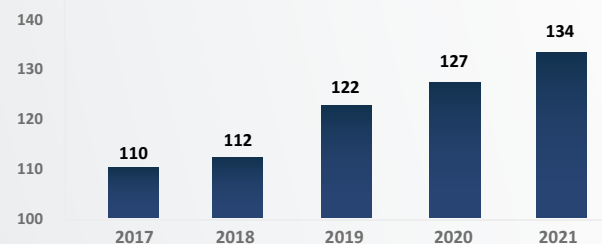
De acordo com dados da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), a produção média de petróleo no Brasil foi de 2,90 milhões de barris por dia em 2021, um recuo de 1,18% na comparação com o volume de 2,94 milhões de barris por dia registrado em 2020. Já a produção de gás natural em 2021 foi recorde, tendo atingido a produção média de 134 milhões de metros cúbicos por dia, um crescimento de 5% em relação ao ano anterior, quando a média foi de 127 milhões de metros cúbicos por dia. Em 2021, a maior parte da produção foi proveniente de reservatórios do pré-sal, que representam, em média, 72,4% da produção nacional em barris de óleo equivalente.

PRODUÇÃO MÉDIA ANUAL DE PETRÓLEO (MDDL/D)

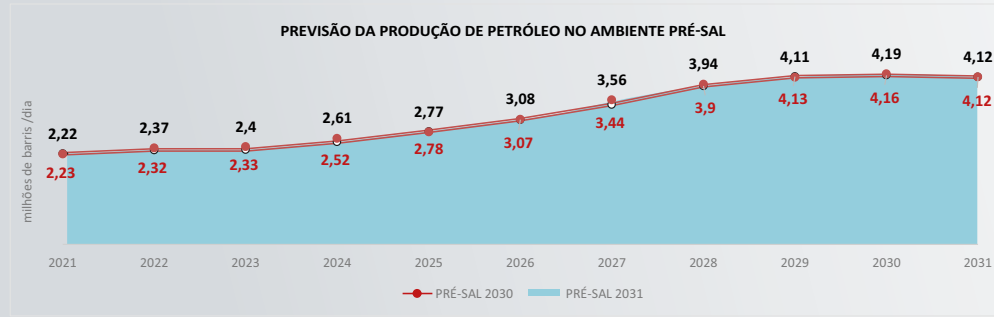


Fonte: ANP/SIGEP

PRODUÇÃO MÉDIA ANUAL DE GÁS NATURAL (MMM³/D)

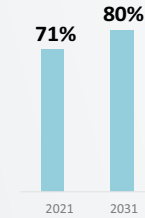


Fonte: ANP/SIGEP

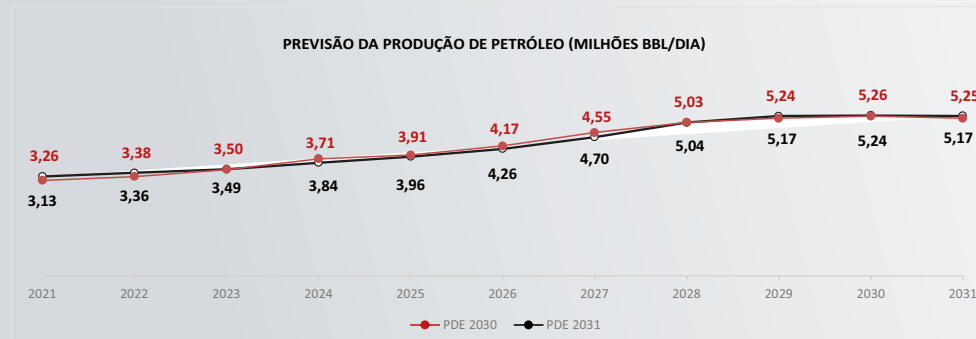


Fonte: EPE

PARTICIPAÇÃO DO PRÉ-SAL NA PRODUÇÃO TOTAL DE PETRÓLEO



Para os próximos anos, o cenário é de crescimento. O Plano Decenal de Expansão de Energia 2031, elaborado pela Pesquisa de Planejamento Energético, estima que a produção no Brasil chegará a 5,17 milhões de barris por dia em 2031. Do total previsto, 93% são sustentados por recursos já descobertos, somando-se a reserva total e os recursos contingentes. Para 2031, o pré-sal representará 80% da produção total prevista.



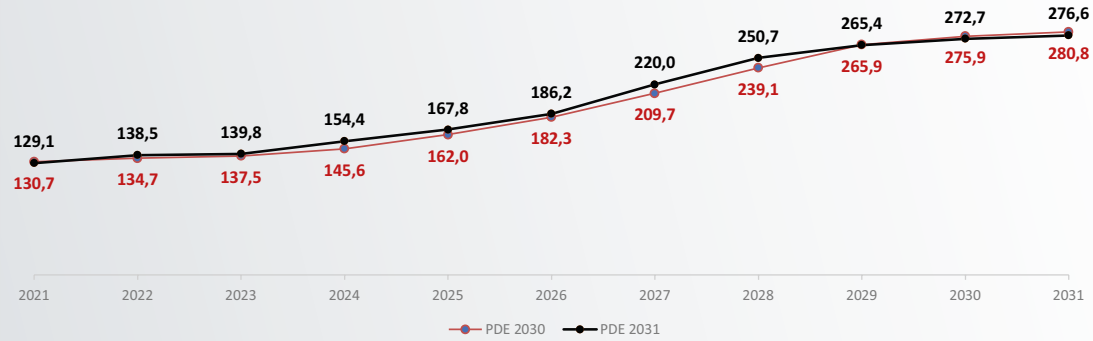
A produção brasileira bruta de gás natural esperada para o ano de 2031 é de 277 milhões de metros cúbicos por dia. Do total previsto, 90% são sustentados por recursos já descobertos, somando-se a reserva total e os recursos contingentes. Em 2031, 73% serão produzidos no pré-sal.

SAIBA MAIS

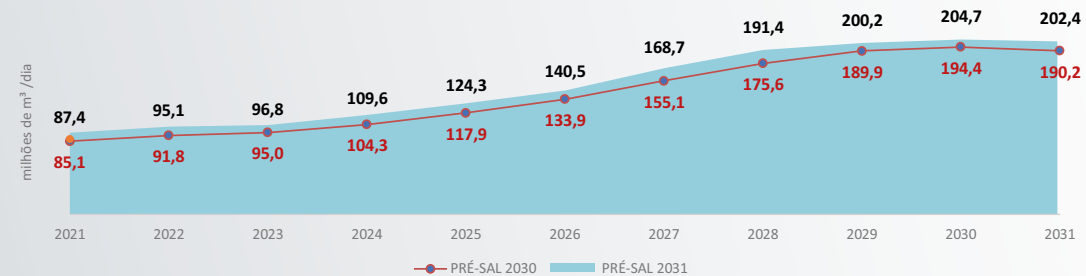
[Plano Decenal EPE de Expansão de Energia 2031](#)

[Consolidado da produção de petróleo e gás natural em 2021 \(ANP\)](#)

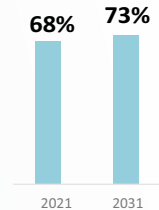
PREVISÃO DA PRODUÇÃO BRUTA DE GÁS NATURAL (MILHÕES M³/DIA)



PREVISÃO DA PRODUÇÃO BRUTA DE GÁS NATURAL NO AMBIENTE PRÉ-SAL



PRODUÇÃO BRUTA TOTAL DE GÁS NATURAL



Regimes Fiscais no Brasil

O Brasil conta com três regimes jurídico-fiscais para a exploração e a produção de petróleo e gás natural: o de cessão onerosa, o de concessão e o de partilha de produção.

No regime de cessão onerosa, foram outorgados anteriormente os blocos de Búzios, Itapu, Atapu, Sépia, Sul de Tupi, Sul e Norte de Berbigão, Sul e Norte de Sururu à Petrobras, mediante contrapartida pecuniária.

Os regimes de concessão e partilha diferem no modelo e na participação do Estado. Na concessão, todo o petróleo e o gás produzidos são adquiridos originariamente pelo concessionário, e o Estado não participa das atividades, limitando-se a regulá-las e fiscalizá-las. As companhias adquirem os blocos em leilões promovidos pela Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), competindo entre si no valor do bônus oferecido pelas áreas e na oferta de atividades exploratórias (programa exploratório mínimo). A remuneração do Estado se dá pela tributação e pelas participações governamentais. Além do Brasil, Estados Unidos, Canadá, Rússia, Argentina, Colômbia e México, entre outros países, adotam esse regime.

Na partilha de produção, o Estado participa, sem investir ou correr risco, da atividade de exploração e produção, além de regulá-la e fiscalizá-la. No leilão para oferta de áreas, o bônus é fixo, e a disputa ocorre pelo percentual de excedente da produção de petróleo e gás natural ofertados à União. É declarado vencedor o licitante que oferecer o maior percentual de excedente em óleo para a União.

Por serem consideradas de baixo risco exploratório e por seus elevados potenciais, as áreas no Polígono do Pré-Sal e as áreas consideradas estratégicas estão sob regime de partilha da produção. Países como Rússia, Índia, China, Indonésia, Nigéria, Angola e Cazaquistão trabalham com esse regime.

QUADRO COMPARATIVO DE REGIMES

CONCESSÃO	PARTILHA DE PRODUÇÃO
Todo o petróleo e gás produzidos são adquiridos originariamente pelo Concessionário.	Parte do petróleo e do gás é adquirida originariamente pelo contratado, e parte é adquirida pelo Estado.
Estado não participa das atividades de E&P, limitando-se a regulá-las e fiscalizá-las.	Estado participa diretamente das atividades de E&P, além de regulá-las e fiscalizá-las.
Remuneração do Estado se dá pela tributação e pelas participações governamentais.	Remuneração do Estado, além da tributação e participações governamentais, provém da comercialização de P&G.
Menor custo de governança.	Maior custo de governança.

Fonte: David, Olavo Bentes. Concessão e Partilha: evolução, conceitos, comparativos. Apresentação de aula proferida na FGV, julho/2020

Os diferentes papéis no regime de partilha de produção

MME

- Emana políticas de E&P
- Aprova orçamento da Pré-Sal Petróleo (PPSA)
- Remunera a PPSA pelas suas atividades
- Signatário dos contratos de partilha de produção

OPERADOR/CONSÓRCIO

- Executa programa de trabalho e orçamento
- Realiza as operações exploratórias
- Implementa projetos de desenvolvimento da produção
- Produz petróleo e gás natural

ANP

- Órgão regulador
- Aprova programas de trabalho

PPSA

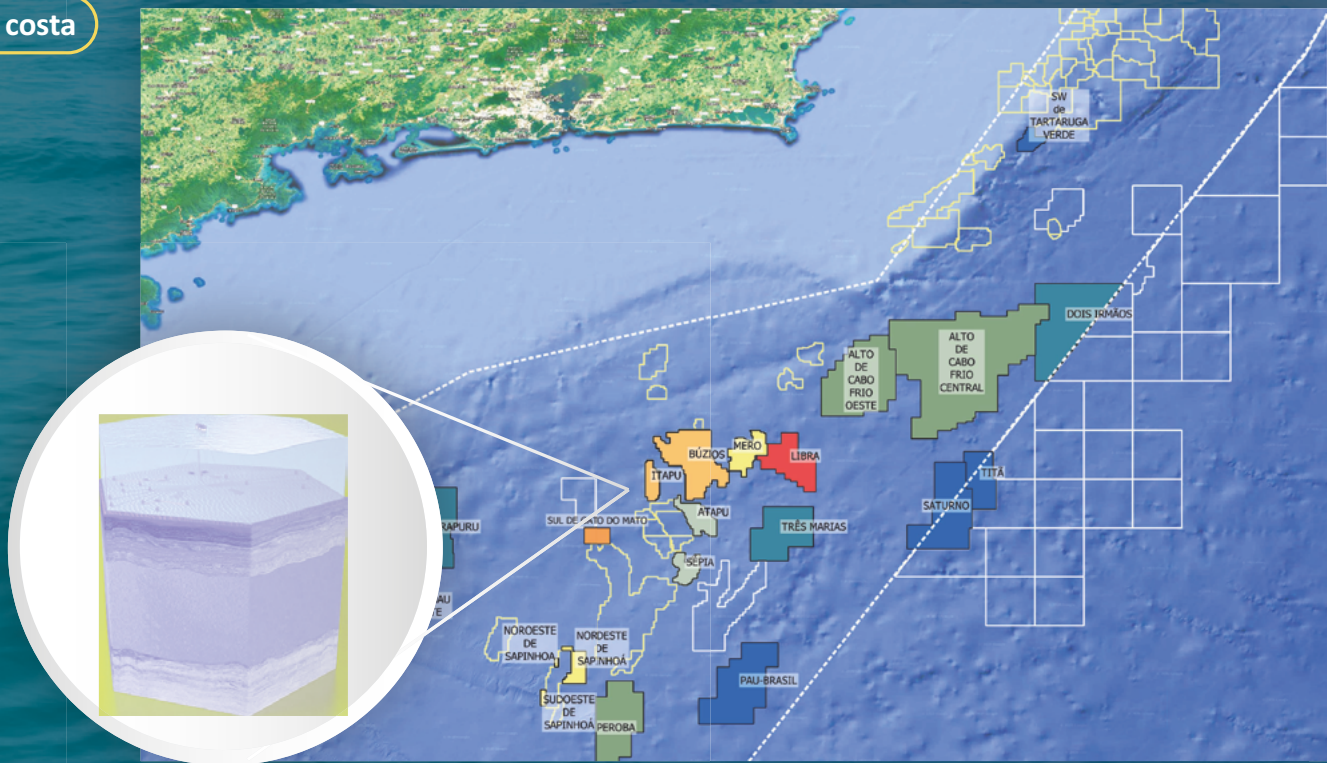
- Representa a União nas áreas não contratadas
- Gestora dos contratos de partilha
- Responsável pelo reconhecimento de custo e pela gestão da conta Custo em Óleo
- Comercializa o petróleo e gás natural da União

O Polígono do Pré-Sal

149 mil km²

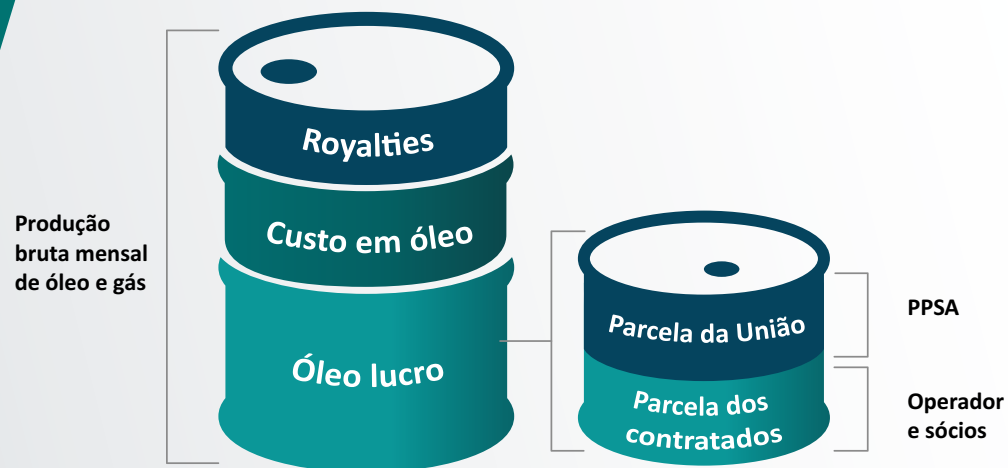
Distância de 300 km da costa

- | Grandes acumulações de óleo leve
- | Reservatórios de excelente qualidade e com profundidade de até 7000 metros
- | Alta pressão
- | Alta produtividade
- | Grandes espessuras de sal
- | Elevada Razão Gás Óleo e teor de CO2 variado
- | Sem analogia no mundo
- | Potencial para descobertas gigantes e supergigantes
- | Baixo risco exploratório



Entenda os conceitos: Custo em Óleo, Óleo Lucro e Excedente em Óleo da União

No regime de partilha de produção, o operador e os demais contratados arcam com todos os custos do empreendimento e, em caso de sucesso exploratório, têm direito à recuperação de um volume de hidrocarbonetos denominado Custo em Óleo. Para calcular a parcela de petróleo e gás natural da União e dos demais parceiros de cada projeto em regime de partilha, descontam-se, do total da produção de cada campo, o volume correspondente aos royalties devidos e todos os gastos de investimento e operacionais necessários para a execução das atividades de exploração e produção (Custo em Óleo). A diferença, denominada Óleo Lucro, é repartida entre as empresas participantes do consórcio e a União, a qual receberá a parcela de Excedente em Óleo que lhe foi ofertada no leilão.



Rodadas de Partilha de Produção

Até o momento, já foram realizadas seis Rodadas de Partilha de Produção e duas Rodadas de Volumes Excedentes da Cessão Onerosa, que ofereceram áreas a serem exploradas nesse regime. No total, 19 áreas foram arrematadas. Como duas delas – Sépia e Atapu – foram licitadas em dezembro de 2021, com previsão de assinatura de contrato no primeiro semestre de 2022, fizemos a gestão de 17 contratos de partilha de produção em 2021.

LINHA DO TEMPO DAS RODADAS

Também no final de 2021, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) aprovou os parâmetros técnicos e econômicos para a licitação de outros 11 blocos em regime de partilha de produção, autorizando a ANP a ofertá-los no sistema de Oferta Permanente.

Cinco desses blocos já haviam sido ofertados em Rodadas de Partilha de Produção realizadas anteriormente, não sendo arrematados: Itaimbezinho (4ª); Norte de Brava, Bumerangue, Cruzeiro do Sul e Sudoeste de Sagitário (6ª). Os demais seis blocos seriam ofertados em rodadas futuras inicialmente previstas: Ágata, Água marinha e Esmeralda (7ª) e Jade, Turmalina e Tupinambá (8ª).

DE 2013
A 2017

1ª, 2ª e 3ª Rodada

Libra (2013)
Sapinhoá
Carcará
Sul de Gato do Mato

Peroba
Alto de Cabo Frio Central
Alto de Cabo Frio Oeste

JUN/2018

4ª Rodada

Uirapuru
Três Marias
Dois Irmãos

SET/2018

5ª Rodada

Saturno
Titã
Pau-Brasil
SE de Tartaruga Verde

NOV/2019

6ª Rodada

Aram

1ª Rodada dos Volumes Excedentes da Cessão Onerosa

Atapu
Búzios

DEZ/2021

2ª Rodada dos Volumes Excedentes da Cessão Onerosa

Sépia
Atapu

NOSSOS CAPITAIS

Para atingir nossos objetivos, alocamos uma ampla gama de capitais em nossas atividades, em nossas três frentes de atuação. O quadro ilustra os capitais que consideramos relevantes para o negócio.



FINANCEIRO

Formado pelos recursos que temos disponíveis para realizar nossas atividades: contrato de remuneração com o Ministério de Minas e Energia (MME) pelos serviços prestados à União, participação no bônus das rodadas de licitação, integralização de capital e ganhos financeiros.



HUMANO

Formado pela nossa equipe altamente capacitada e experiente no setor de óleo, que com comprometimento e ética tem trazido os melhores resultados para a empresa.



INTELCTUAL

Formado pelo conjunto de metodologias, processos de gestão e modelos de contratos, entre outros, criados a partir do nosso conhecimento. Nosso capital intelectual traz colaborações efetivas para o desenvolvimento das atividades no Polígono do Pré-Sal.



SOCIAL

Formado pelo nosso relacionamento contínuo e ético com nossos públicos de interesse, sempre voltados à colaboração com a indústria e o governo, garantindo resultados duradouros da exploração e produção de petróleo e gás no Polígono do Pré-Sal para toda a sociedade.



NATURAL

Formado por nossas ações que apoiam a prosperidade e a saúde do ecossistema.

GERAÇÃO DE VALOR

Geramos valor maximizando os resultados econômicos da União, em todas as nossas frentes de atuação.



MODELO DE NEGÓCIOS

JANEIRO 2021

CAPITAL FINANCEIRO

R\$ 70,4 milhões por meio do contrato de remuneração com o Ministério de Minas e Energia (MME) pelos serviços prestados à União, participação no bônus das rodadas de licitação, integralização do capital e ganhos financeiros.
Endividamento Zero.

CAPITAL HUMANO

56 empregados e 1 servidor público cedido altamente qualificados e com amplo conhecimento sobre Exploração e Produção no pré-sal brasileiro. 4 diretores executivos. Cerca de 80% do quadro possui pós-graduação, mestrado ou doutorado

7 contratações - prestação de serviços: secretaria, comunicação, jurídico, comercialização/ acompanhamento da produção, tecnologia de informação e serviços gerais.

Comitê interno para iniciar a adequação da Lei Geral de Proteção de Dados.

Revisão do Plano de Cargos e Salários

Criação da Área de Integridade

Acompanhamento da vacinação dos colaboradores para a Covid-19

Adoção de práticas de controles internos, de governança e integridade

CAPITAL INTELECTUAL

Conhecimento para elaboração de modelagens dinâmicas de reservatórios e de modelos econômicos para auxílio à gestão dos projetos.

Estudo de esmativas de demanda de petróleo e gás e de arrecadação para o cenário 21-30

Conhecimento para elaboração de Acordos de Coparticipação, novo instrumento jurídico a ser implantado no pré-sal

Conhecimento dos reservatórios dos volumes excedentes da Cessão Onerosa

Estudo de modelo de negócio para a comercialização

Estudo de modelos logísticos para escoamento da produção da União

Estudo e acompanhamento de soluções técnicas adotadas nos consórcios

Acompanhamento do mercado de gás natural

Estudos e avaliações de planos de desenvolvimento e de planos de trabalho dos contratos de partilha de produção

CAPITAL SOCIAL

Implantação do Boletim Mensal dos contratos de partilha de produção

Oferta de conteúdo no site sobre legislação do setor de petróleo e gás

Iniciativas para melhor relacionamento com públicos de interesse

CAPITAL NATURAL

Acompanhamento dos programas de redução de emissões dos consórcios

NOSSAS
ATIVIDADES

GESTÃO DOS CONTRATOS
DE PARTILHA DE
PRODUÇÃO

REPRESENTAÇÃO DA
UNIÃO NOS ACORDOS DE
INDIVIDUALIZAÇÃO DA
PRODUÇÃO

GESTÃO DA
COMERCIALIZAÇÃO DE
PETRÓLEO E GÁS
NATURAL

GESTÃO DE PESSOAS,
GOVERNANÇA, INTEGRIDADE
E INFRAESTRUTURA

GESTÃO DO
CONHECIMENTO

GESTÃO
TECNOLOGICA

CONTINUAÇÃO NA PRÓXIMA PÁGINA

DEZEMBRO 2021

CAPITAL FINANCEIRO

Uso de recursos de R\$ 80 milhões e arrecadação de R\$ 1,22 bilhão para a União em 2021, 93% acima do previsto, com a comercialização da parcela de petróleo e gás natural da União.

Endividamento

CAPITAL HUMANO

56 empregados e 2 servidores públicos cedidos, altamente qualificados e com amplo conhecimento sobre Exploração e Produção no pré-sal brasileiro. 4 diretores executivos. Cerca de 87% do quadro possui pós-graduação, mestrado e ou doutorado

7 contratações - prestação de serviços: secretaria, comunicação, jurídico, comercialização/ acompanhamento da produção, tecnologia de informação e serviços gerais.

A LGPD está em implantação com orientação de consultoria especializada

Plano de Cargos e Salários e do Quadro de Pessoal: revisados e enviados à SEST em dez/2021.

Plano de Funções e Plano de Transição: elaborados e enviados à SEST em dez/2021.

Revisão e implantação de procedimentos de integridade; 100% dos colaboradores treinados em programa de ensino à distância sobre integridade

100% da força de trabalho com o esquema vacinal completo

Treinamentos de membros da equipe em governança, integridade, controles internos e LGPD;

Treinamento dos membros dos órgãos colegiados em governança.

CAPITAL INTELECTUAL

Conhecimento em modelagem dinâmica de reservatório e de avaliação econômica de projetos de exploração de petróleo utilizados para a negociação com a Petrobras sobre a participação dos contratos de cessão onerosa e de partilha de produção em Sépia e Atapu. Disso resultou o valor da compensação a ser paga à aquela pelos investimentos realizados nestes campos. A fixação a priori da compensação reduziu incertezas, colaborando para o sucesso da Segunda Rodada de Volumes Excedentes da Cessão Onerosa em dezembro de 2021.

Estudo de estimativas de demanda de petróleo e gás e de arrecadação para o cenário 22-31

Assinatura dos Acordos de Coparticipação de Búzios e Itapu, permitindo o início da produção dos volumes excedentes de Búzios em regime de partilha de produção em setembro de 2021, aumentando a parcela de óleo para a União nos próximos anos. A produção de Itapu tem previsão de início em 2023. Preparação das minutas dos Acordos de Coparticipação de Sépia e Atapu.

Avaliação dos volumes excedentes para a cessão onerosa nas áreas de Sul de Lula, Sul e Norte de Berbigão e Sul e Norte de Sururu, atendendo ao Acórdão do TCU

Realização de licitação para contratação de agente comercializador

Realização do 3º Leilão de Petróleo da União, com a comercialização de mais de 55 milhões de barris. Estima-se uma arrecadação de R\$ 25 bilhões nos próximos cinco anos decorrentes destes contratos.

Acompanhamento da tecnologia Cargo Transfer Vessel (CTV), a qual objetiva reduzir custo de levantamento de cargas de petróleo, permitindo a transferência do petróleo do FPSO diretamente para petroleiros de longo curso

Acompanhamento da aplicação de tecnologias pelos consórcios, a exemplo de sísmica 4D nos campos do pré-sal e da adoção do Hi-SEP, em Mero, que separa o gás rico em CO2 do petróleo ainda no leito marinho e o reinjeta no reservatório. Inserção no Planejamento Estratégico 22-26 de diretriz visando fomentar a aplicação de soluções técnicas e inovações nos projetos de E&P

Criação do Comitê de Gás Natural para acompanhamento do mercado de gás natural, com foco nos estudos de viabilidade técnica e econômica de escoamento do gás do pré-sal.

Análises dos projetos suportaram a implantação de projetos nos contratos de partilha de produção, com destaque para Mero, Búzios e Bacalhau.

CAPITAL SOCIAL

Criação de um Painel Interativo para visualização de dados de produção e arrecadação

Criação de Biblioteca Interativa com mais de 100 documentos legais

Realização do 4º Fórum Técnico Pré-Sal Petróleo de forma virtual com cerca de dez mil participantes.

Engajamento de aproximadamente 19 mil pessoas no LinkedIn da empresa e crescimento de % da audiência no site.

Criação de e-books didáticos sobre temas da empresa

CAPITAL NATURAL

Instituição do Comitê Permanente para Estudos de Redução de Emissões e Captura de Carbono, com o objetivo de fomentar a implementação de soluções para redução de emissões nos contratos de partilha.

CADEIA DE VALOR

Nossa cadeia de valor é estabelecida a partir dos nossos três pilares de atuação e suas atividades primárias. A seguir, detalhamos os macroprocessos e as atividades a eles associadas.

Macroprocesso de gestão dos contratos de partilha de produção

Esse macroprocesso tem início com a atuação dos gerentes executivos representando a gestora nos comitês operacionais de cada consórcio. Para isso, os gestores contam com o apoio dos corpos técnico e jurídico da empresa para aprovação das contratações a serem realizadas pelos consórcios e das estratégias e planos de trabalho na etapa de exploração.

À medida que um projeto amadurece, outras atividades primárias vão surgindo. A primeira é a de reconhecimento de custos. Nossos técnicos realizam uma análise técnica e contratual da pertinência dos custos apresentados pelos operadores. Essa análise servirá de base para o cálculo da conta de Custo em Óleo gerida pela empresa (atividade primária de gestão da conta de Custo em óleo).

O projeto avança, são realizadas descobertas, o plano de desenvolvimento da produção é avaliado e aprovado, tem sua implantação monitorada, e a produção se inicia. Nesse momento, passa a haver a contabilização e a ponderação entre óleo e gás produzidos e os gastos incorridos pelo operador.

Em paralelo, é realizada a atividade de monitoramento da produção, que serve de subsídio para o cálculo da recuperação de Custo em Óleo e o cálculo dos Excedentes em Óleo (atividade primária de monitoramento da produção).

Com base na ponderação entre o volume produzido e o gasto incorrido, já é possível ao operador recuperar, em óleo, parte do gasto incorrido nas fases de exploração e desenvolvimento da produção (atividade primária de recuperação de custo em óleo). Esse valor a ser recuperado depende de parâmetros definidos no Contrato de Partilha de Produção (atividade primária de cálculo do excedente e parcelas da produção). Após a recuperação em óleo dos custos incorridos e do volume correspondente aos royalties pagos, o excedente em óleo é partilhado entre os contratados e a União (atividade primária de cálculo de excedente em óleo da União), sendo posteriormente comercializado pela PPSA.

Para averiguar a adequação dos custos apresentados, complementando o processo de reconhecimento de custo, são realizadas atividades de auditoria do custo e do excedente em óleo no operador (atividade primária de fiscalização).

Macroprocesso de gestão dos Acordos de Individualização da Produção (AIPs)

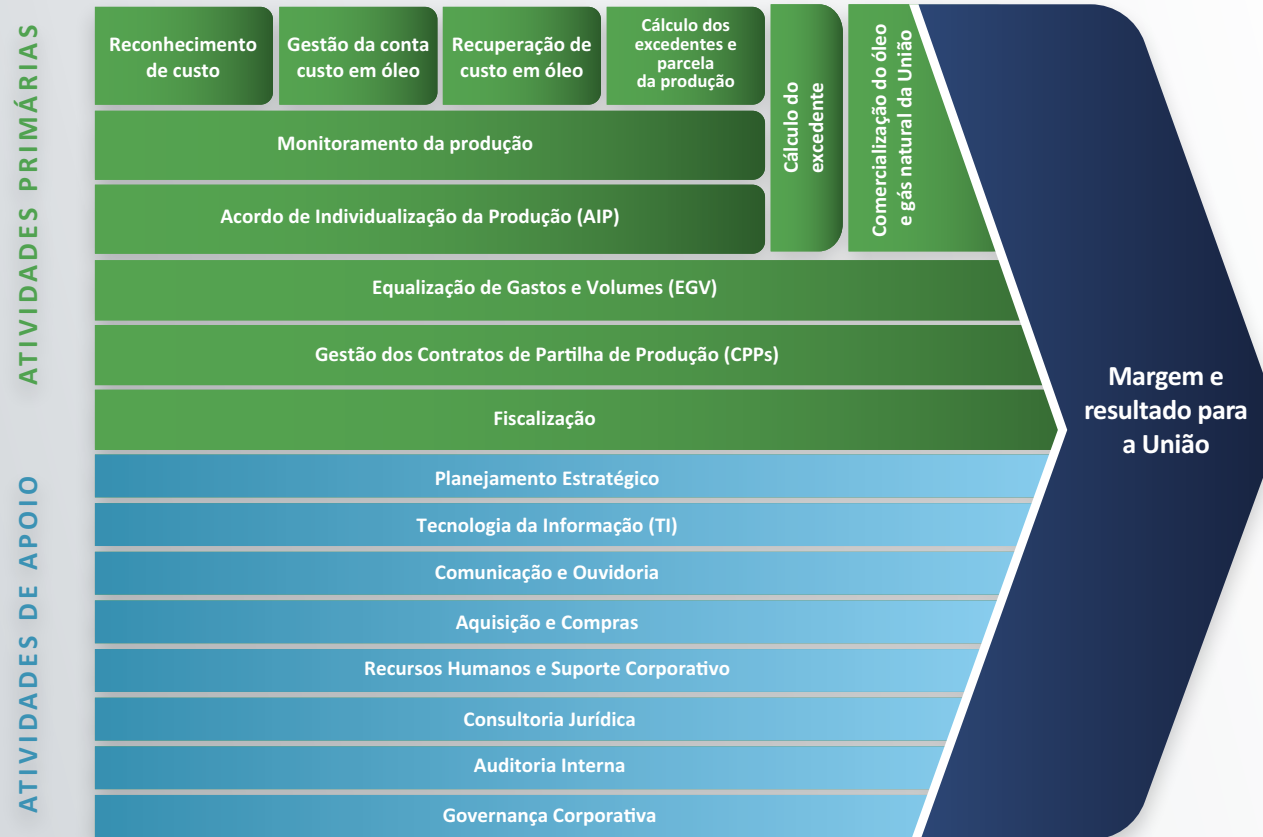
A representação da União nos AIPs é outro pilar nosso. Cabe à PPSA avaliar e negociar a parcela da União nesses acordos (atividade primária de negociação de AIPs), quando estão envolvidas áreas não contratadas internas ao Polígono do Pré-Sal ou áreas estratégicas. Após a definição da parcela da União, a empresa negocia um acordo de equalização de gastos e volumes com as partes unitizantes (atividade primária de EGV). Caso a União seja credora nessa equalização de gastos e produção, a diferença entre as receitas e gastos é negociada e paga em pecúnia à União. Caso a União seja devedora, seu débito será quitado em óleo, com a própria parcela de Excedente em Óleo cabível à União.

Com o objetivo de verificar os valores apresentados e negociados no processo de equalização de gastos e volumes, são realizadas atividades de auditoria (atividade primária de fiscalização).

Macroprocesso de comercialização

Trata-se da atividade que transforma em pecúnia o óleo e o gás natural advindos dos macroprocessos de representação da União nos AIPs e gestão dos contratos de partilha de produção (atividade primária de comercialização). A empresa é responsável pela gestão dos contratos para a comercialização do petróleo e do gás natural da União e pode comercializar o petróleo e o gás natural da União diretamente, preferencialmente por leilão, ou por meio da contratação de um agente comercializador.

A figura representa nossa Cadeia de Valor:



A figura demonstra como ocorre o ciclo do regime de partilha de produção e a importante participação da PPSA na atividade.

1 O Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) propõe ao Presidente da República os blocos a serem licitados em regime de partilha de produção. Havendo resolução do CNPE, os blocos são ofertados nas rodadas de licitação de partilha de produção promovidas pela Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustível (ANP).

2 Vence o leilão a empresa ou consórcio de empresas que oferecer o maior percentual de excedente em óleo para a União, respeitado o mínimo estabelecido no edital.

3 Os contratos de partilha de produção são celebrados entre a União, representada pelo Ministério de Minas e Energia (MME), como contratante, a ANP, como reguladora e fiscalizadora, a PPSA, como gestora, e as empresas contratadas.

4 No curso do contrato de partilha de produção, a PPSA pratica todos os atos necessários à sua gestão, em especial, representando os interesses na União nos consórcios e defendendo seus interesses nos comitês operacionais, cujo presidente é indicado pela gestora, avaliando técnica e economicamente os planos de exploração, avaliação, desenvolvimento e produção, fazendo cumprir as exigências contratuais de conteúdo local, monitorando e auditando a execução dos projetos, bem como seus custos e fornecendo, à ANP, as informações necessárias às suas funções regulatórias.

REGIME DE PARTILHA DE PRODUÇÃO

8 Os recursos arrecadados com a comercialização dos hidrocarbonetos da União são creditados na conta única do Tesouro Nacional, de onde são aportados no Fundo Social e às áreas de educação e saúde.

7 A PPSA passa a gerir a comercialização do quinhão de petróleo e de gás natural a que a União faz jus. A estimativa é a de que, até 2031, mais de um bilhão de barris de petróleo da União tenham sido comercializados.

6 O passo seguinte é o cálculo do Excedente em Óleo, que nada mais é do que a diferença entre o volume total produzido, o custo em óleo (volume correspondente aos gastos incorridos e reconhecidos) e o volume correspondentes aos royalties devidos. O Excedente em Óleo é então dividido (partilhado) entre a União e os contratados, na proporção ditada pela alíquota de Excedente em Óleo da União que configurou a oferta da empresa ou consórcio vencedor do leilão. A alíquota ofertada é ajustada mensalmente de acordo com o valor do Petróleo tipo Brent e a média mensal da produção diária dos poços produtores do campo ou da área de desenvolvimento em questão.

5 Iniciadas as atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural, a PPSA passa a reconhecer os gastos realizados pelos contratados na execução dessas atividades, computando-os na conta custo em óleo conforme as regras estabelecidas pela Lei nº 12.351/2010 e pelo contrato de partilha de produção. Após a eventual declaração de comercialidade de uma área, tem início a recuperação dos dispêndios efetuados pelos contratados, por meio de volumes de Petróleo e Gás Natural a eles disponibilizados que correspondem aos valores creditados na conta custo em óleo.

Impacto da Pandemia

A pandemia da Covid-19 eclodiu em 2020, transformando a vida das pessoas e as relações de trabalho em todo o mundo. O distanciamento social trouxe inúmeros aprendizados, entre eles o do trabalho remoto, adotado pela nossa empresa a partir de março de 2020. Desde então, disponibilizamos ferramentas on-line e ampliamos os sistemas de segurança de informação para garantir melhores condições de trabalho a distância e preservar, assim, a saúde e a segurança dos nossos colaboradores e de seus familiares.

Com o distanciamento social, em 2021 realizamos mais de dez mil reuniões remotas e cem mil interações por chats entre as equipes e os colegiados por meio da plataforma Microsoft Teams, sem prejudicar a comunicação entre os times e as deliberações necessárias. Pelo segundo ano consecutivo, nosso Fórum Técnico foi realizado de modo virtual, mantendo a habitual qualidade técnica do evento e atraindo mais de dez mil pessoas.

Para acompanhar o andamento da pandemia e auxiliar a Diretoria Executiva nas decisões da empresa sobre essas questões, montamos um Grupo de Trabalho liderado pelo Diretor de Administração, Finanças e Comercialização, e composto por outros cinco profissionais das áreas de Recursos Humanos, Licitações, Comunicação, Gerência Executiva de Contratos e Consultoria Jurídica.

NOSSA GENTE



REPORTE ATÉ 3 DE JANEIRO DE 2022



Equipe total*

99

* 58 próprios +
4 diretores +
4 estagiários +
33 prestadoresCasos
comunicados

18

*15 próprios

Casos
confirmados

14

Confirmados
recuperados

14

Casos
vigentes

0

IMUNIZAÇÃO

Equipe total
vacinada

99

Imunização
completa

99

Percentual da equipe
totalmente imunizada

100%

Em paralelo, investimos em campanhas de conscientização e orientação sobre os cuidados para a prevenção da doença. Na nossa empresa, tivemos 14 casos confirmados de Covid-19 em 2021, todos com plena recuperação. Incentivamos a imunização e acompanhamos o calendário vacinal da nossa equipe. Encerramos o ano com 100% da força de trabalho com o esquema vacinal completo.

Com o avanço da vacinação e a queda no número de contágio e de mortalidade, estabelecemos o retorno gradual ao escritório a partir de outubro de 2021. Elaboramos um guia e um vídeo com regras claras sobre o retorno presencial. Os colaboradores foram autorizados a ir ao escritório à medida que completassem o prazo de 15 dias após a segunda dose da vacina.

Encerramos 2021 com a certeza de que foi mais um ano marcado pelo espírito de resiliência, colaboração, criatividade e esforço da nossa equipe.

Perfil da equipe

O capital humano é o nosso principal ativo. Nossa equipe é altamente qualificada, formada por profissionais com grande experiência na indústria de óleo e gás, com reconhecida capacitação técnica.

Contamos com 56 empregados e dois servidores públicos cedidos, todos com amplo conhecimento sobre exploração e produção no pré-sal brasileiro. Cerca de 87% do quadro possui pós-graduação, mestrado e/ou doutorado. Nossa Diretoria Executiva é composta por quatro membros, todos com mais de 30 anos de atuação no setor de petróleo.

COMPOSIÇÃO DO QUADRO DE PESSOAL AUTORIZADO PARA A PPSA

- 1 Diretor-presidente
- 3 Diretores
- 58 Cargos de empregados de livre provimento
Aprovação: Portaria SEST nº 2.772, de 30/01/2020)

(*) Regime de pessoal regido pela Consolidação das Leis Trabalhistas - Lei nº 12.304/2010, art. 13.

(**) De acordo com o Estatuto Social, a companhia terá, no máximo, 150 empregados permanentes, além dessas 58 funções gratificadas de livre provimento, observado o limite aprovado pela Secretaria de Coordenação e Governança das Empresas Estatais (SEST) do Ministério da Economia.

O quadro abaixo apresenta as áreas de atuação divididas por diretoria:



José Eduardo Vinhaes Gerk

Diretor-Presidente

Assessoria de Planejamento
Estratégico

Consultoria Jurídica

Assessoria Especial
Comunicação e Ouvidoria

Assessoria da Presidência
Secretaria de Governança
Corporativa

Assessoria da Presidência
Fiscalização, Conteúdo Local e
Segurança, Meio Ambiente e Saúde

Auditoria Interna



Cristiane Formosinho Conde

Diretor-Técnico

Superintendência de
Desenvolvimento e
Produção

Superintendência de
Exploração

Superintendência de
Reservatórios



Osmond Coelho Junior

Diretor de Gestão de Contratos

Gerências Executivas de Contratos
Coordenação Técnica de Gestão de
Projetos e Contratos

Assessoria Especial



Samir Awad

**Diretor de Administração,
Finanças e Comercialização**

Gerência de Recursos Humanos
e Suporte Corporativo

Gerência de Controle
e Finanças

Gerência de Licitação
e Contratos

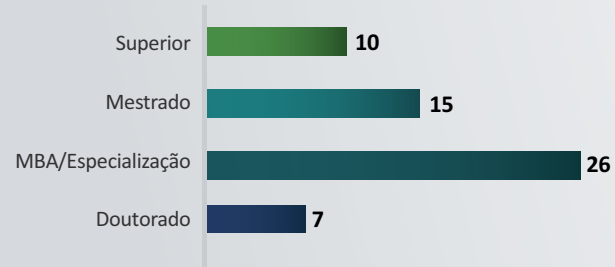
Gerência de Tecnologia
da Informação

Superintendência
de Comercialização de
Petróleo e Gás

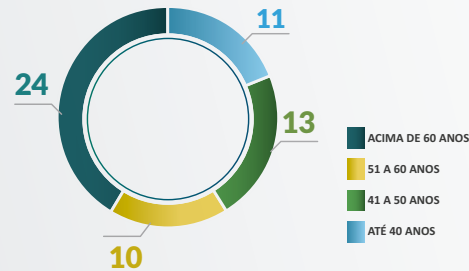
As figuras abaixo demonstram a formação profissional do quadro de pessoal, bem como a divisão por gênero, faixa etária, etnia e função.

QUADRO DE PESSOAL – NÍVEL DE FORMAÇÃO

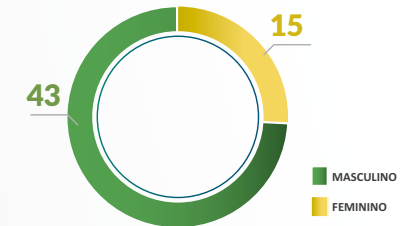
DEZ / 21



QUADRO DE PESSOAL – FAIXA ETÁRIA – 31/12/2021

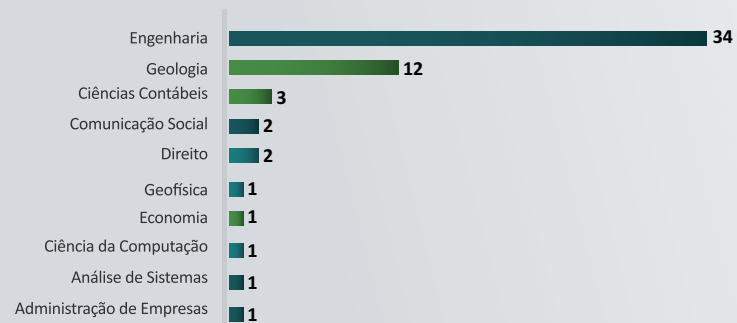


QUADRO DE PESSOAL – GÊNERO – 31/12/2021

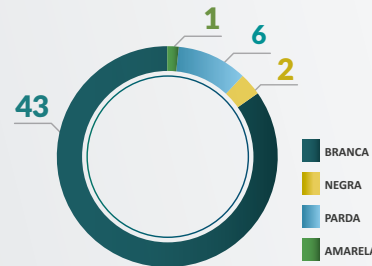


QUADRO DE PESSOAL – FORMAÇÃO UNIVERSITÁRIA

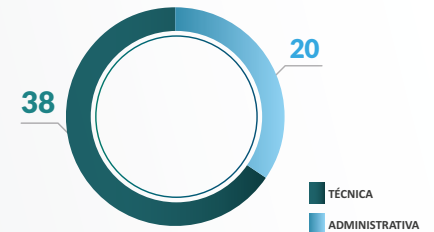
DEZ / 21



QUADRO DE PESSOAL – ETNIA – 31/12/2021



QUADRO DE PESSOAL – FUNÇÃO – 31/12/2021



SAIBA MAIS

[Veja nosso organograma](#)

Novas contratações

Nosso Plano Estratégico prevê a realização de processo seletivo público para contratação de quadro permanente até 2023. Para isto, em 2021 revisamos o Plano de Cargos e Salários, o Plano de Funções e o Quadro de Pessoal, os quais foram submetidos à análise e à aprovação da Secretaria de Coordenação e Governança das Empresas Estatais (SEST) em dezembro de 2021.

Trabalhamos também em um Plano de Transição que estabelece regras para a capacitação da futura equipe de empregados concursados pelos próprios empregados detentores de cargos em comissão, de livre provimento. Para facilitar a transição, aprovamos uma iniciativa estratégica de Gestão do Conhecimento, que definirá diretrizes para que o conhecimento e a qualificação técnica atual da empresa se perpetuem. Iniciamos em 2021 o programa Segundas Técnicas, evento interno para troca de informação e de conhecimento. Outras iniciativas de maior porte serão realizadas no próximo ciclo do Planejamento Estratégico.

Ambiente de trabalho e saúde ocupacional

Nosso ambiente profissional é pautado por valores de ética e respeito, temas amplamente tratados em nosso Código de Conduta e Integridade, que é divulgado para todos os profissionais e contempla princípios, valores e missão da empresa, além de orientações sobre a prevenção de conflitos de interesse e vedação de atos de corrupção e fraude. Até o momento não houve qualquer registro de casos de reclamação relacionados a assédio ou práticas discriminatórias ou trabalhistas. Em nossa empresa, a remuneração não difere em função do gênero dos empregados. Nossa preocupação com a saúde e o bem-estar da equipe se estende à saúde ocupacional e aos benefícios de saúde. Contamos com assistência médica e odontológica, extensiva aos dependentes legais, e auxílio-refeição. Como controle dos indicadores de saúde na empresa, realizamos consulta médica ocupacional anual.

Em 2021, implantamos a Comissão Interna de Prevenção de Acidentes (CIPA), que tem como objetivo harmonizar a realização do trabalho com a prevenção da vida e da saúde da equipe. A empresa destacou seis representantes para compor a comissão e os empregados elegeram outros seis.

Em dezembro, foi realizada, com enorme sucesso, a Primeira Semana de Prevenção de Acidentes de Trabalho (Sipat). Na ocasião, foram realizadas palestras de especialistas sobre saúde emocional, alimentação saudável e longevidade, terapias naturais como recursos para a saúde, a importância da ergonomia no escritório e no home office, os males da dependência digital e sobre as vacinas desenvolvidas para a Covid-19.

RELACIONAMENTO COM PÚBLICOS DE INTERESSE

Ampliar o relacionamento com nossos públicos de interesse é uma de nossas iniciativas estratégicas. Temos o compromisso de entender as expectativas e as demandas dos nossos públicos, manter o diálogo aberto e promover o engajamento com a empresa, seja por meio de nosso site, página no LinkedIn, contato direto com nossos parceiros e órgãos de governo, nossa equipe, imprensa, participações em eventos externos ou pelo Fala. BR, plataforma integrada de atendimento ao cidadão.

Para aumentar a percepção de valor gerado pela nossa empresa para a sociedade, investimos em ações didáticas sobre nossas atividades e no aumento da transparência de nossos dados. Nesse contexto, adotamos como princípio que a comunicação pública deve ser construída com informações claras, redigidas em linguagem simples, com uso de recursos gráficos e interativos, sempre que possível, facilitando assim o entendimento dos nossos públicos. Foi com base nessas premissas que desenvolvemos nossa atuação junto aos mais diversos públicos em 2021.





Interações com público de interesse



59 mil

interações
no LinkedIn



70%

de aumento de
seguidores no LinkedIn



de aumento de audiência
no site da empresa

Informações mais acessadas no site

Características do pré-sal
Dados sobre contratos de partilha de produção
Licitações e contratos
Notícias
Boletim mensal dos contratos de partilha de produção
Leilão de petróleo da União
O pré-sal em números
Composição da Diretoria Executiva
Acordos de individualização da produção



33

releases divulgados
para a imprensa



10

apresentações
externas



17

manifestações
recebidas no Fala.BR

1

manifestação recebida
no Canal de Denúncias



1340

matérias publicadas
na mídia



94

comunicados enviados
para a equipe interna



2

e-books produzidos
com comunicação didática
sobre nossos temas



120

normativos disponibilizados
em nossa Biblioteca Digital
de petróleo e gás natural



11 fontes de dados
disponibilizadas em Painel
Interativo com números
sobre arrecadação,
comercialização e projeções
futuras

Metas Alcançadas



Maior visibilidade da
empresa e dos resultados
gerados pela companhia;



Aumento da percepção de
valor gerado pela PPSA
para a sociedade;

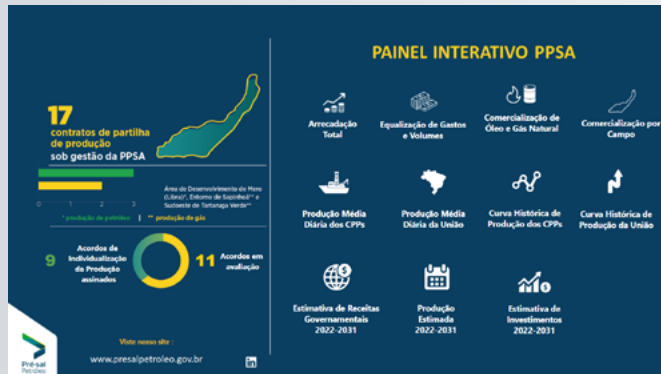


Aumento da
transparência;



Aumento da divulgação na
mídia sobre os resultados
da empresa.

Principais ações em 2021



PAINEL INTERATIVO

Para ampliar o acesso aos nossos números, desenvolvemos, em *Power BI*, um Painel Interativo que permite ao cidadão visualizar, como preferir, todos os dados relativos à produção em regime de partilha de produção, por campos produtores. Também é possível visualizar as cargas já comercializadas, os recursos arrecadados para a União e a projeção futura. A figura demonstra um descritivo das áreas disponíveis no painel:



ACESSE AQUI

<https://www.presalpetroleo.gov.br/ppsa/conteudo-tecnico/painel-interativo>



BIBLIOTECA DIGITAL

Construímos um painel dinâmico com todo o arcabouço legal do setor de óleo e gás, disponibilizando o acesso a mais de 120 leis, decretos, despachos, acordos, resoluções, portarias e contratos do setor. Para melhorar a usabilidade, os temas são demonstrados em nuvem de palavras. A figura demonstra a página principal da biblioteca com a divisão por normativos.



ACESSE AQUI

<https://www.presalpetroleo.gov.br/ppsa/conteudo-tecnico/biblioteca-interativa>



E-BOOKS

Nossos técnicos são profissionais renomados. Transformamos seus conhecimentos em dois e-books, com o objetivo de explicar alguns dos temas mais complexos da companhia: “Entendendo os Acordos de Individualização da Produção” e “Entendendo os Volumes Excedentes da Cessão Onerosa”.



SAIBA MAIS

<https://www.presalpetroleo.gov.br/ppsa/conteudo-tecnico/artigos-e-publicacoes>

Fórum Técnico Pré-Sal Petróleo

Mesmo com as exigências do distanciamento social, atendemos à iniciativa estratégica voltada ao aumento da informação sobre a atuação da empresa para seus públicos de interesse e realizamos, em 25 de novembro, o 4º Fórum Técnico Pré-Sal Petróleo.

O fórum, realizado em parceria com a Agência EPBR, teve, pelo segundo ano consecutivo, formato virtual. No dia do evento e nos subsequentes, contou com a audiência de mais de dez mil pessoas, por acesso via canais da agência no YouTube e no Facebook.

Na ocasião, nosso presidente apresentou o estudo “Estimativas de Resultados nos Contratos de Partilha de Produção”, com projeções sobre a produção de petróleo e gás nas áreas atualmente sob gestão da PPSA, até 2031. Executivos de empresas que atuam no Polígono do Pré-Sal participaram com palestras sobre a experiência da produção coparticipada em Búzios, iniciativas de redução de emissões no pré-sal e projeto Libra Digital.



SAIBA MAIS

[Veja os vídeos com os debates realizados durante o evento](#)



Ouvidoria

Nossa Ouvidoria foi criada em janeiro de 2021, com a missão de atuar como interface entre o cidadão e as partes interessadas no recebimento de sugestões e reclamações, visando melhorar o atendimento da companhia em relação a demandas de investidores, empregados, fornecedores, clientes e sociedade em geral. A área é vinculada diretamente ao Conselho de Administração.

Cabe à Ouvidoria a responsabilidade de receber e examinar denúncias internas e externas, inclusive sigilosas, relativas às atividades da companhia. A Ouvidoria recebe todas as demandas, realiza a primeira avaliação e as encaminha internamente, buscando soluções para as questões suscitadas, em parceria com as áreas responsáveis.

A área adota todas as medidas necessárias para garantir o cumprimento dos prazos legais para resposta ao demandante e assegurar a qualidade das respostas. Trata-se de um canal de diálogo imparcial e independente, que busca soluções para as questões recebidas, melhorias nos processos internos e aumento da transparência da empresa.

As demandas para a nossa empresa podem ser encaminhadas por meio da plataforma Fala.BR ou do Canal de Denúncias próprio, podendo também haver atendimento presencial no escritório no Rio de Janeiro.

No Fala.BR as demandas são classificadas conforme a figura:



SUGESTÃO:

Proposição de ideia ou formulação de proposta de aprimoramento de políticas e serviços prestados pela administração pública federal;



ELOGIO:

Demonstração ou reconhecimento ou satisfação sobre o serviço oferecido ou atendimento recebido;



SOLICITAÇÃO

Requerimento de adoção de providência por parte da administração;



RECLAMAÇÃO:

Demonstração de insatisfação relativa a serviço público; e



DENÚNCIA:

Comunicação de prática de ato ilícito cuja solução dependa da atuação de órgão de controle interno ou externo. O prazo para resposta é de 30 dias, prorrogáveis por mais 30 dias mediante justificativa.



ACESSO À INFORMAÇÃO:

Pedido de acesso a informações públicas.

Para pedidos de acesso à informação, o prazo para resposta é de 20 dias.

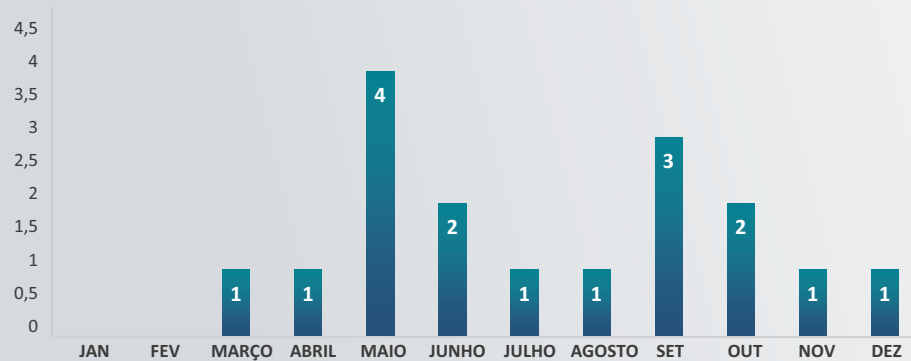
Fala.BR: <https://falabr.cgu.gov.br/>

Ao longo de 2021 foram recebidas 27 demandas pelo canal Fala.BR. Deste montante, somente 17 foram correlatas a nossa empresa. Embora o sistema Fala.BR permita encaminhar demandas entre órgãos do governo, tais manifestações não possuíam elementos que permitissem a identificação do órgão de interesse do cidadão.

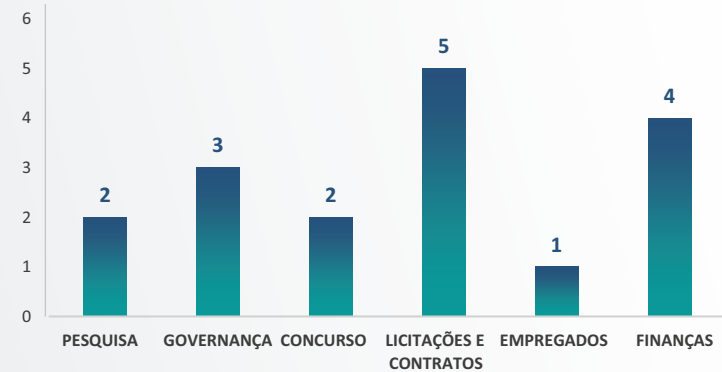
Em paralelo, outras 15 demandas foram recebidas e, após análise de que fugiam ao escopo de nossa atuação, foram redirecionadas aos órgãos que versam sobre o assunto demandado pelo cidadão.

Em função do percentual de demandas não correlatas ser muito alto (37%), o quadro abaixo ilustra apenas as 17 demandas direcionadas para a empresa ao longo dos meses. Quando analisadas por tipo, observa-se que não recebemos nenhuma denúncia. Das 17 demandas, 16 são pedidos de informação. Há também uma solicitação. Todas as demandas foram recebidas e tratadas prontamente. Para melhor identificar as áreas de interesse da sociedade, as demandas foram agrupadas por temas.

DEMANDAS PPSA (jan-dez 21)



DEMANDAS POR TEMAS

**SAIBA MAIS**[Acesse o Relatório Anual da Ouvidoria](#)

Lei Geral de Proteção de Dados

Sancionada em agosto de 2018, a Lei 13.709/18 - Lei Geral de Proteção de Dados Pessoais (LGPD) - dispõe sobre o tratamento de dados pessoais, inclusive nos meios digitais, por pessoa natural ou por pessoa jurídica de direito público ou privado, com o objetivo de proteger os direitos fundamentais de liberdade e de privacidade e o livre desenvolvimento da personalidade da pessoa natural. Estamos comprometidos em garantir a privacidade, a proteção dos dados pessoais e a segurança das informações, em conformidade com a Lei, pois acreditamos que tais ações aumentarão a proteção dos dados com os quais trabalhamos, elevarão o padrão de segurança da informação na empresa e contribuirão com a transparência.

Em 2021, contratamos uma consultoria para implementar um programa de atendimento à legislação, estabelecendo e revisando processos e políticas internas para assegurar a adoção das melhores práticas nesse tema.

Em dezembro de 2021, nomeamos nossa encarregada e sua suplente para o tratamento de dados pessoais (DPO - Data Protection Officer) da PPSA, conforme requer o art. 41 da Lei 13.709/2018- LGPD. Para desenvolver as ações na empresa, a encarregada conta com o apoio do Comitê LGPD, formado por cinco empregados, sob liderança da Gerência de Tecnologia da Informação. As ações para o cumprimento da legislação são acompanhadas pela Diretoria de Administração, Finanças e Comercialização e pelo Comitê de Auditoria.



SAIBA MAIS

[Acesse a página da LGPD em nosso site](#)



GOVERNANÇA, CONTROLES INTERNOS E GESTÃO DE RISCOS

Nossa governança

Gestão de riscos e controles internos

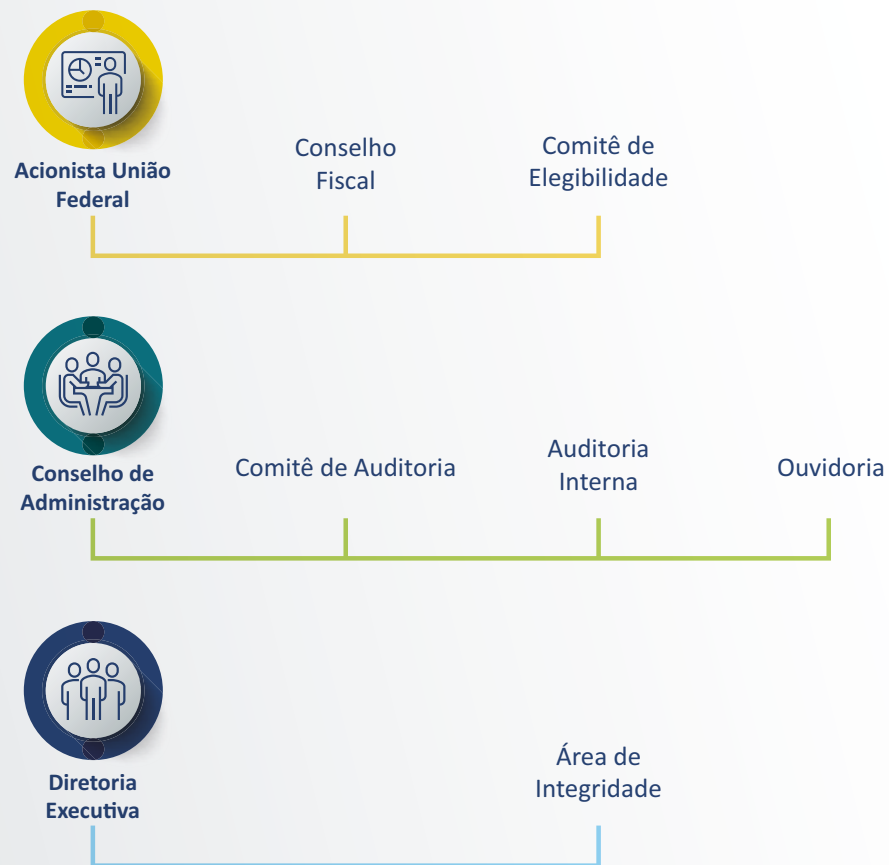
Programa de Integridade

NOSSA GOVERNANÇA

Nossa governança corporativa é pautada pelos princípios de ética, transparência, clareza e idoneidade. Contamos com um sistema de gestão e um arcabouço de políticas e instrumentos normativos que estabelecem padrões a serem adotados pela empresa para garantir as melhores práticas na área.

A estrutura de governança da PPSA é composta pelos seguintes órgãos estatutários: Assembleia-Geral, Conselho de Administração, Diretoria Executiva, Conselho Fiscal, Comitê de Auditoria, Comitê de Elegibilidade, Auditoria Interna, Ouvidoria e Área de Integridade.

O modelo a seguir representa os órgãos de governança da companhia e como se relacionam para cumprir a sua missão.



Nossa empresa é administrada pelo Conselho de Administração e por uma Diretoria Executiva, composta por um Diretor-Presidente e três Diretores. Nosso Conselho de Administração discute, aprova e monitora decisões que envolvem práticas de governança corporativa e de relacionamento com partes interessadas, aprova o plano de negócios para o exercício anual seguinte e a estratégia de longo prazo, atualizada com base em análise de riscos e oportunidades para o quinquênio, e subscreve a Carta Anual de Governança e Políticas Públicas, além de aprovar todas as políticas e as principais decisões estratégicas da companhia.

A competência de cada órgão estatutário está descrita no Estatuto Social, que traz os regramentos que norteiam os atos da administração e definem a estrutura organizacional interna, bem como as funções das áreas que a compõem. Os órgãos acompanham as principais decisões estratégicas da empresa e orientam a gestão no cumprimento da missão, na realização da visão e na promoção dos valores institucionais.

Em 2021, foi eleita a nova composição da Diretoria Executiva, com prazo de gestão unificado em dois anos- até 31 de março de 2023. Em segundo mandato: José Eduardo Vinhaes Gerck, Diretor-Presidente, Samir Passos Awad, Diretor de Administração, Finanças e Comercialização, e Osmond Coelho Júnior, Diretor de Gestão de Contratos. Eleita em primeiro mandato: Cristiane Formosinho Conde, Diretora Técnica.

A figura demonstra a composição dos órgãos e breve descritivo de suas funções:



Conselho Fiscal

3 membros efetivos e seus respectivos suplentes, sendo:

- ↳ **2** conselheiros titulares, e respectivos suplentes, indicados pelo Ministério de Minas e Energia;
- ↳ **1** conselheiro titular, e respectivo suplente, indicado pelo Ministério da Economia, como representante do Tesouro Nacional, que deverá ser servidor público com vínculo permanente com a Administração pública.

Órgão permanente de fiscalização da PPSA, de atuação colegiada e individual. O prazo de atuação dos membros é de dois anos, permitidas, no máximo, duas reconduções consecutivas.



Comitê de Elegibilidade

- ↳ **3** membros que poderão ser empregados, integrantes do Comitê de Auditoria ou do Conselho de Administração, sem remuneração adicional.

Com a revisão do Estatuto Social da PPSA para adequá-lo ao estatuto modelo das empresas estatais federais, esse comitê passa a se chamar Comitê de Pessoas, Elegibilidade, Sucessão e Remuneração.



Comitê de Auditoria

3 membros

- ↳ Órgão de assessoramento ao Conselho de Administração, auxiliando esse, entre outros, no monitoramento da qualidade das demonstrações financeiras, dos controles internos, da conformidade, do gerenciamento de riscos e das auditorias interna e independente.

O mandato é de três anos, não coincidente para cada membro, permitida uma única reeleição.



Auditoria interna

- ↳ **1** membro

A área é vinculada ao Conselho de Administração e tem como missão agregar valor à gestão com a finalidade de auxiliar a empresa a alcançar seus objetivos institucionais, por meio dos serviços de avaliação, assessoramento e consultoria, utilizando uma abordagem sistemática e disciplinada, com vistas ao aprimoramento dos processos de controle interno, gerenciamento de riscos e governança corporativa.



Conselho de Administração

5 membros, sendo:

- ↳ **1** conselheiro indicados pelo Ministério de Minas e Energia, presidindo o colegiado;
- ↳ **2** conselheiros indicados pelo Ministério da Economia;
- ↳ **1** conselheiro indicado pela Casa Civil da Presidência da República; e
- ↳ O Diretor-Presidente da PPSA.

O Conselho de Administração tem prazo de gestão unificado de dois anos, permitidas, no máximo, três reconduções consecutivas.



Diretoria Executiva

- ↳ Diretor-Presidente
- ↳ Diretor de Gestão de Contratos
- ↳ Diretor Técnico
- ↳ Diretor de Administração, Finanças e Comercialização

Órgão executivo de administração e representação da PPSA.

O prazo de gestão da Diretoria Executiva é unificado em dois anos, sendo permitidas, no máximo, três reconduções consecutivas



Área de Integridade

- ↳ **3** membros – todos empregados da empresa.

A área é vinculada ao Diretor-Presidente da Companhia e ao Conselho de Administração e tem como objetivo propor políticas de Integridade (Conformidade) para a PPSA, verificar a aderência da estrutura organizacional e dos processos, produtos e serviços às leis, entre outros, além de atuar, institucionalmente, como supervisora de conformidades no ambiente empresarial.



Ouvidoria

- ↳ **1** membro

A área é vinculada ao Conselho de Administração e tem a missão de atuar como interface entre o cidadão e partes interessadas no recebimento de sugestões, reclamações e denúncias internas e externas relativas ao descumprimento do Código de Conduta e Integridade e das demais normas internas.



SAIBA MAIS

[Acesse o Estatuto Social](#)

[Acesse a nossa página de Governança Corporativa para conhecer a composição dos órgãos e ter acesso a atas de reunião](#)

Treinamento

Com o objetivo de alcançar as melhores práticas, oferecemos aos membros dos Comitês de Assessoramento, aos nossos Administradores e Conselheiros Fiscais treinamentos sobre temas relacionados à governança corporativa, à política de gestão de riscos e à Lei anticorrupção. Em 2021, os membros dos colegiados participaram do curso de “Aprimoramento em Governança para Administradores e Conselheiros Fiscais de Empresas Estatais e Sociedades de Economia Mista” e do “Encontro de Conselheiros: Embarque para o Conselho do Futuro: Tendência, Cenários e Impactos”, ambos organizados pelo Instituto Brasileiro de Governança Corporativa- IBGC.

Outros cursos e encontros específicos da Área de Integridade fizeram parte dos treinamentos dos membros da equipe, como o “I Encontro Nacional para Administradores Públicos, Estatais e Entidades do Sistema “S” sobre Compliance, Integridade, Lei Anticorrupção e LGPD”.

Instrumentos de gestão

Em busca da consolidação das melhores práticas de governança corporativa, mantivemos o compromisso permanente de implementar e atualizar nossas políticas, manuais, procedimentos e instrumentos de controle.

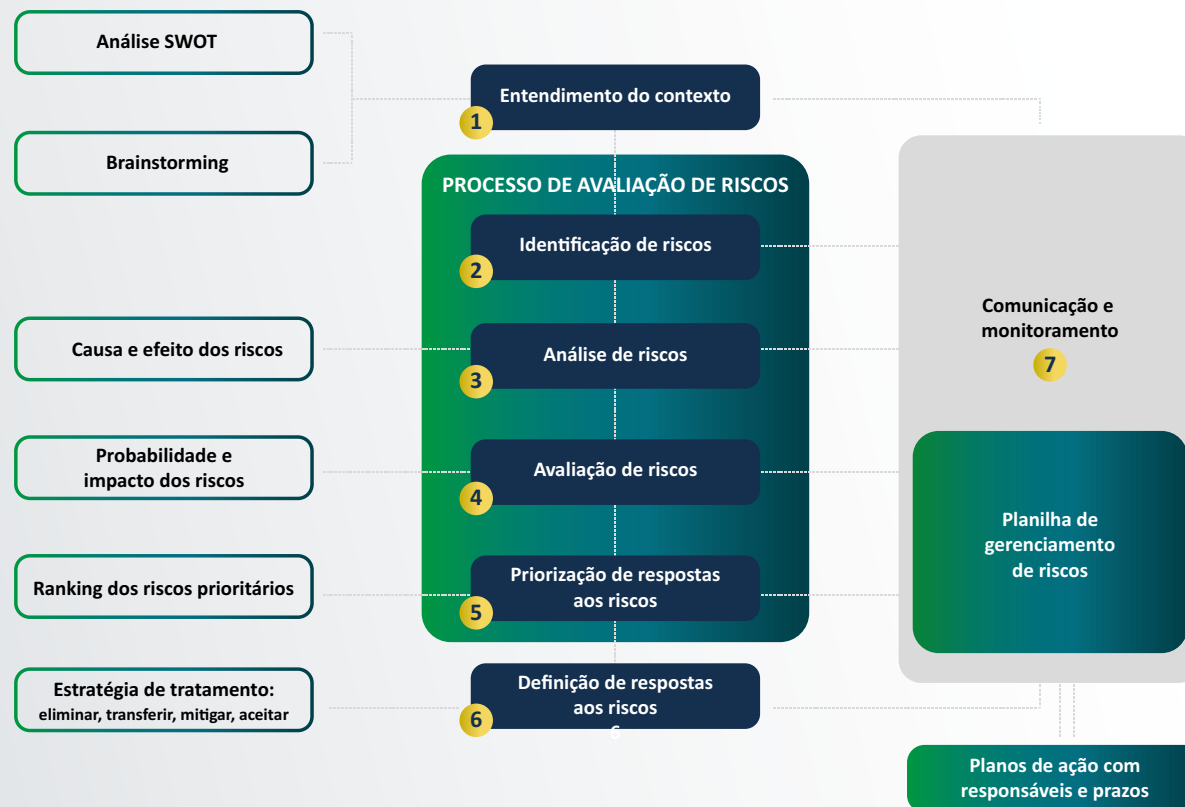
PRINCIPAIS INSTRUMENTOS DE GESTÃO

- ✓ Estatuto Social
- ✓ Código de Conduta e Integridade
- ✓ Política Anticorrupção
- ✓ Política de Riscos
- ✓ Política de Distribuição de Dividendos
- ✓ Política de Divulgação de Informações
- ✓ Política de Transação com Partes Relacionadas
- ✓ Política de Hedge
- ✓ Procedimentos de integridade
- ✓ Regulamento Interno de Licitações e Contratos
- ✓ Regimentos Internos dos colegiados e da empresa
- ✓ Procedimento de Governança para os Contratos de Partilha de Produção (CPP) com a Matriz de Limite de Competência e Autoridade nos CPPs

GESTÃO DE RISCOS E CONTROLES INTERNOS

O processo de gerenciamento de risco, importante instrumento da nossa governança, é conduzido pela equipe de Planejamento Estratégico e vem sendo aprimorado ao longo dos anos. O processo visa à prevenção e à mitigação dos principais riscos a que estamos expostos, inclusive aqueles relacionados à integridade das informações contábeis e financeiras e os relacionados à ocorrência de atos de corrupção e fraude.

O ciclo de gerenciamento de riscos é realizado anualmente com a participação de um grupo de trabalho multidisciplinar e o patrocínio da Diretoria Executiva. A análise consiste em sete etapas apresentadas na figura abaixo, que abarcam desde o entendimento do contexto, com análises das ameaças internas e externas que afetam a empresa, e a identificação dos riscos, até a definição de ações de mitigação e estratégias de monitoramento e comunicação.



Os diretores participam das etapas de validação do método, do cronograma, do entendimento do contexto, dos riscos priorizados e do plano de respostas, além da aprovação do Relatório Final de Gerenciamento de Riscos, que também é aprovado pelo Conselho de Administração.

As ações do Plano de Ação para Tratamento dos Riscos são monitoradas mensalmente pelo Planejamento Estratégico. Trimestralmente, é apresentado um status aos diretores. O Comitê de Auditoria Estatutário acompanha, trimestralmente, o desenvolvimento dos trabalhos de elaboração e gerenciamento da matriz de riscos, analisando as reclassificações feitas e sugerindo melhorias.

As diretrizes para o processo estão estabelecidas em nossa Política de Gestão de Riscos, que incorpora a dimensão dos riscos à tomada de decisões estratégicas, em conformidade com as regulamentações aplicáveis, com os nossos princípios de integridade e com as melhores práticas de mercado de óleo e gás. Cabe ao Conselho de Administração aprovar e supervisionar a implementação da Política.

A figura apresenta os riscos aos quais estamos expostos, em nossa avaliação. Para cada um deles, identificamos as causas, estabelecemos ações de mitigação e fazemos uma rotina de acompanhamento:

RISCOS DE NEGÓCIO

São aqueles associados à estratégia da empresa e à gestão.

RISCOS OPERACIONAIS

São aqueles relacionados a falhas ou deficiências em processos internos, pessoas, sinistros ou catástrofes naturais.

RISCOS DE IMAGEM

São aqueles com capacidade de afetar a reputação da empresa.

RISCOS FINANCEIROS

São aqueles capazes de afetar a sustentabilidade financeira da empresa.

RISCOS DE INTEGRIDADE

São aqueles associados à conduta ética da equipe e administradores, ao descumprimento de práticas de conformidade e segurança da informação.

Anualmente, durante a elaboração do Plano Estratégico quinquenal, capturamos as análises de riscos realizadas previamente pela empresa e fazemos um novo exercício, verificando as ameaças e as oportunidades para a empresa em um horizonte de cinco anos. Consideramos importante que haja esse relacionamento direto dos objetivos estratégicos com a mitigação dos principais riscos da empresa, assim como no aproveitamento das oportunidades existentes.

Para cada um dos riscos listados há um plano de mitigação acompanhado pela nossa empresa. As iniciativas estratégicas foram formuladas considerando os riscos e as ações de mitigação criadas para tratamento dos mesmos.

Riscos e ações de mitigação identificados estão descritos a seguir:

ESTRUTURAÇÃO DA EMPRESA

Principais ações de mitigação: realizar processo seletivo público, reter recursos humanos, investir em transformação digital, implantar a gestão do conhecimento e simplificar os processos.

SUSTENTABILIDADE FINANCEIRA DE LONGO PRAZO DA PPSA

Principal ação de mitigação: definir alternativas para remuneração da PPSA.

PROCESSO DE COMERCIALIZAÇÃO DE ÓLEO E GÁS

Principal ação de mitigação: considerar novas alternativas no processo de comercialização.

SEGURANÇA DA INFORMAÇÃO

Principais ações de mitigação: ampliar investimentos em segurança da informação.



Fomentar a melhoria na concepção, na eficiência operacional e na gestão dos projetos, disseminando melhores práticas e tecnologias.

Otimizar a gestão dos processos através da transformação digital e gestão de dados técnicos.

Contribuir com estudos de viabilidade para a redução de emissão de carbono e aumento da eficiência energética.

Contribuir com estudos de viabilidade para disponibilização do Gás Natural.

Linhas de defesa

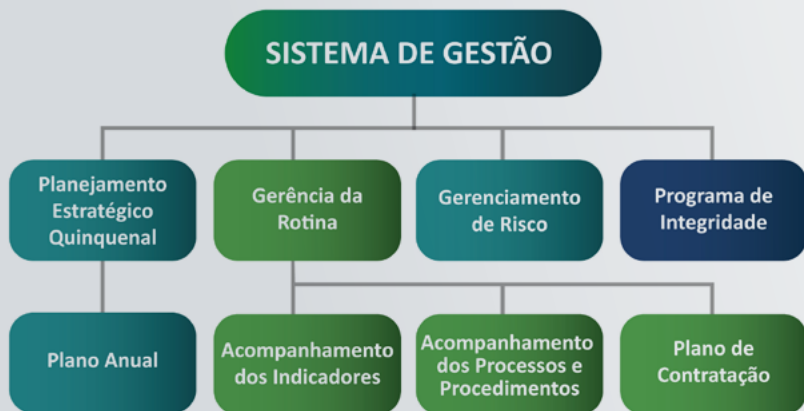
O modelo das Três Linhas de Defesa foi estruturado na empresa com o objetivo de apoiar o gerenciamento de riscos, a implementação e o acompanhamento do planejamento estratégico, bem como o estabelecimento e o monitoramento dos controles internos e da gestão.

Esse modelo, ilustrado na figura abaixo, garante uma estrutura de reporte à administração e aos órgãos de governança e controle da companhia.



PONTOS DE DESTAQUES DA NOSSA LINHA DE DEFESA:

- ✓ Nosso Sistema de Gestão é composto por Planejamento Estratégico, Gerência da Rotina, Gerenciamento de Risco e Programa de Integridade.



- ✓ A Gerência da Rotina estabelece uma reunião de análise crítica mensal, com a participação da equipe e da Diretoria Executiva para acompanhamento dos indicadores de desempenho, do plano de contratações e do andamento da implantação dos processos e procedimentos na empresa. O objetivo é a busca da melhoria contínua e o cumprimento dos requisitos de qualidade, de custo e de entrega dos resultados. O método PDCA (Planejar, Fazer, Checar e Agir, em tradução livre) é utilizado para a melhoria dos resultados.



- ✓ O Plano Estratégico (PE) é quinquenal e prevê um ciclo anual de revisão. O Plano é construído de forma colaborativa em seminários de análise de cenários e grupos focais, contando com a participação do corpo gerencial e coordenado pela Assessoria de Planejamento Estratégico. O Plano é acompanhado mensalmente, por meio de uma reunião de análise crítica junto à Diretoria Executiva e aos coordenadores das iniciativas. O Comitê de Auditoria Estatutário e o Conselho de Administração fazem acompanhamento mensal do tema. O Conselho Fiscal acompanha a cada trimestre.
- ✓ A Gerência de Controle e Finanças é responsável por assegurar a confiabilidade dos registros e controles contábeis e a pronta elaboração de relatórios e demonstrações contábeis. As transações são transparentes, contabilizadas e classificadas para contas que refletem a sua natureza, de maneira precisa e completa. As demonstrações são auditadas trimestralmente e anualmente, por auditores externos independentes, supervisionados pelo Comitê de Auditoria Estatutário.
- ✓ As contratações de bens e serviços são realizadas com base nos preceitos previstos na Lei nº 13.303/2016 e no Regulamento Interno de Licitações e Contratos, aprovado pela nossa administração. Cada contrato com

fornecedor possui um gestor. Cabe ao gestor acompanhar as entregas e validar mensalmente a nota fiscal enviada pelo fornecedor para a PPSA. Só após esta validação, a Gerência de Controle e Finanças realiza o pagamento. Esta, por sua vez, demanda tripla aprovação para todas as operações financeiras, como forma de prevenir irregularidades.

- ✓ O Conselho Fiscal acompanha o fechamento contábil mensal do balanço patrimonial e da demonstração do resultado, bem como da realização orçamentária acumulada, até aquela data, e o fluxo de caixa realizado e projetado, que dá visibilidade dos recursos financeiros ao longo do tempo.
- ✓ Por recomendação do Comitê de Auditoria, elaboramos, em 2021, a nossa Política de Hedge. Ela tem o objetivo de estabelecer critérios para decisões que envolvem riscos cambiais e fluxo de caixa e liquidez. Desta forma, busca a mitigação da exposição a variáveis de mercado que impactam ativos e passivos da companhia, reduzindo, assim, em suas demonstrações financeiras, os efeitos da flutuação dessas variáveis e assegurando que os resultados da companhia reflitam o seu real desempenho operacional, com a minimização da volatilidade de seu fluxo de caixa. A Política foi aprovada pelo Conselho de Administração.

✓ A auditoria interna é a terceira linha de defesa da empresa e desempenha uma atividade independente de avaliação e consultoria, voltada para melhorar as operações da organização. Auxilia a empresa a alcançar seus objetivos institucionais, utilizando uma abordagem sistemática e disciplinada, para avaliar e aprimorar a eficácia dos processos de gerenciamento de riscos, controles internos e governança corporativa. Trabalha para fortalecer e assessorar a gestão, bem como para desenvolver ações preventivas e prestar apoio, contribuindo para a garantia da legalidade, moralidade, impessoalidade e probidade dos atos da administração. A unidade está subordinada ao Conselho de Administração, com o objetivo de proporcionar um posicionamento suficientemente elevado na hierarquia que permita o desenvolvimento de suas atividades com mais autonomia e independência, de acordo com o § 3º, do art. 15, do Decreto nº 3.591/2000.

✓ Estamos trabalhando em uma iniciativa estratégica com o objetivo de estudar alternativas para a remuneração da companhia, visto que a sustentabilidade financeira de longo prazo é um dos riscos levantados no ciclo de gerenciamento anual. Entre as ações estão a negociação de mudanças no contrato de remuneração com o MME e o monitoramento da evolução do PL 6211/2019, que prevê a possibilidade de contarmos com uma parcela do montante recebido com a comercialização da parcela de óleo e gás natural da União a título de remuneração.

Somos uma empresa ética, transparente e responsável. Nossos princípios e as regras obrigatórias de conduta estão estabelecidos no nosso Código de Conduta e Integridade, de conhecimento obrigatório de toda a equipe. Na nossa empresa, todos são tratados com respeito e honestidade e estão proibidos quaisquer tipos de discriminação, assédio e retaliação. Temos um ambiente de trabalho agradável e construtivo.

Em 2021, demos continuidade à implantação do nosso Programa de Integridade, elaborado para fornecer um conjunto de diretrizes e procedimentos, com o objetivo de assegurar o cumprimento dos valores éticos de nosso Código e da Política Anticorrupção, e proteger a empresa e as pessoas de boa-fé.

Nossa Diretoria Executiva esteve à frente do Programa todo o tempo, reafirmando permanentemente, junto à equipe, seu comprometimento com a manutenção dos mais altos padrões de integridade, ética e governança na condução dos negócios.

PROGRAMA DE INTEGRIDADE

Os controles necessários para assegurar o cumprimento das diretrizes aprovadas no nosso Código de Conduta e Integridade e na Política Anticorrupção são descritos em procedimentos focados nos pilares de prevenção, detecção e correção. Entre eles estão controles utilizados para evitar conflitos de interesse, vínculo societário relevante e acesso à informação privilegiada e tratamento de denúncias.

Em caso de desvios ao nosso Código de Conduta e Integridade, disponibilizamos para nossa equipe, parceiros e público externo um Canal de Denúncias próprio e o atendimento pelo Fala.BR. Por meio da nossa Ouvidoria, estabelecemos um canal direto com a sociedade e todas as partes interessadas para endereçamento de sugestões e reclamações com a nossa companhia.

Entenda nossos pilares de atuação:

MECANISMOS DE PREVENÇÃO, DETECÇÃO E CORREÇÃO

PREVENÇÃO

Normativos, treinamentos e programas de comunicação instruindo como as pessoas devem agir e o que devem fazer para estarem em sintonia com o nosso Programa de Integridade, visando mitigar o risco de ocorrência de desvios de integridade.

DETECÇÃO

Canal de Denúncias próprio e atendimento pela Plataforma Fala.BR com o objetivo de identificar eventual ocorrência de atos contrários ao Código de Conduta e Integridade.

CORREÇÃO

Tolerância zero para desvios. Procedimentos de apuração e adoção de medidas de responsabilização em caso de comprovação de desvio de integridade.

Treinamento

Consideramos que nossos colaboradores são os principais protagonistas da integridade em nossa empresa. Para fortalecer a conduta ética, fomentamos o tema em nossas comunicações e realizamos treinamento, com dez módulos sobre questões constantes em nosso Código de Conduta e Integridade, para garantir alinhamento e conscientização de todos os empregados próprios, terceirizados e estagiários às normas de conduta no ambiente corporativo.

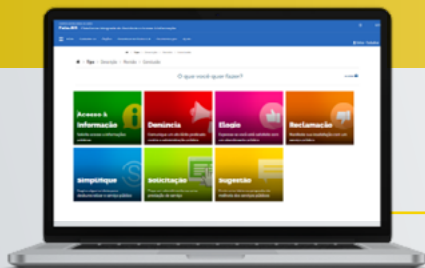
Desta forma, garantimos não só que nossos profissionais estejam aptos para a atuação em nossa empresa, em conformidade com o nosso código, como promovemos o efeito disseminador e multiplicador de conhecimentos sobre o tema. Após as aulas, todos precisaram, de fato, refletir sobre cada uma das questões, sendo avaliados, por meio de prova, em cada um dos módulos de treinamento.

Durante os treinamentos, nossos diretores realizaram encontros com as suas equipes para troca de ideias sobre os temas abordados em nosso Código de Conduta e Integridade. Nos momentos de diálogo, reforçaram que a empresa adota tolerância zero para corrupção, incentivaram o reporte em casos de desvios e asseguraram a proteção contra qualquer forma de retaliação aos que, de boa-fé, denunciarem eventual prática de atos de corrupção.

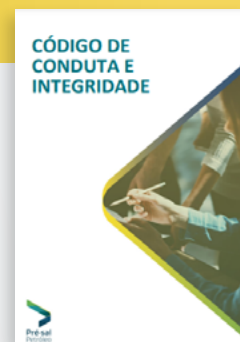
TEMAS DO TREINAMENTO

- 1 Canal de Ética
- 2 Código de Conduta
- 3 Presentes e Hospitalidades
- 4 Conflito de Interesses
- 5 Bens e Informações
- 6 Sistema de Compliance
- 7 Cotidiano
- 8 Uso de Procedimentos
- 9 Lei Anticorrupção
- 10 Recém-contratado

ACESSE:



**PLATAFORMA
INTEGRADA FALA.BR**



**NOSSO CÓDIGO
DE CONDUTA E
INTEGRIDADE**



**NOSSO CANAL DE
DENÚNCIAS**



**NOSSA POLÍTICA
ANTICORRUPÇÃO**



RESULTADOS DA GESTÃO

Resultados do Plano Estratégico 2021-2025

Gestão dos contratos de partilha de produção

Representação da União nos acordos de Individualização da produção

Comercialização de petróleo e gás natural da União

Transformação digital

Gestão orçamentária e financeira

Gestão de custos

Gestão patrimonial

Gestão da sustentabilidade

Gestão de licitações e contratações

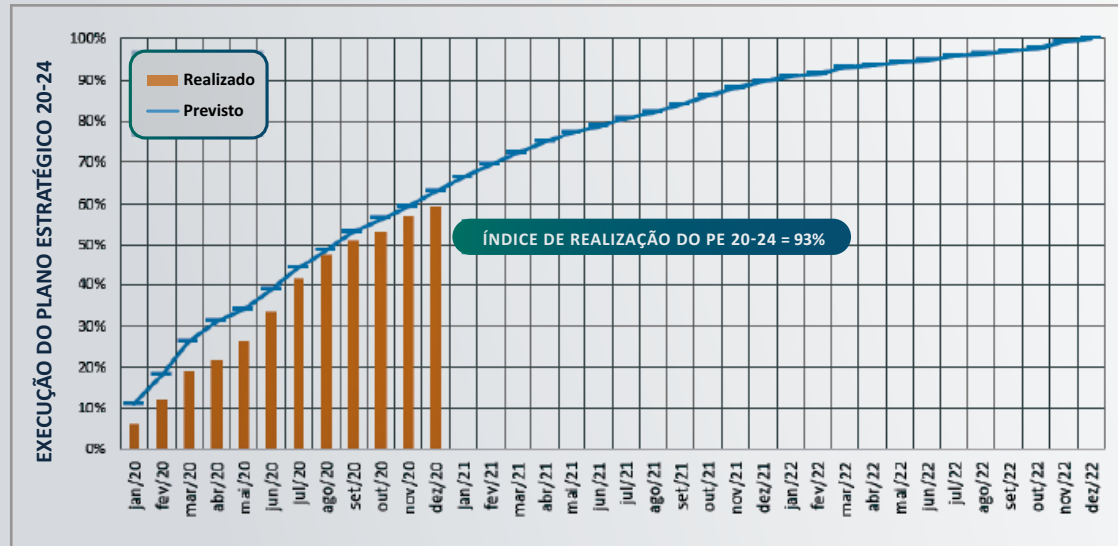
O Plano Estratégico 2021-2025 da Pré-Sal Petróleo foi alicerçado em quatro Diretrizes Estratégicas, que se desdobraram em 19 Iniciativas Estratégicas. Para garantir a implementação do Plano, adotamos um mecanismo de governança, constituído da seguinte forma:

- ✓ 1 patrocinador (Diretor-Presidente);
- ✓ 3 diretores responsáveis pelas diretrizes estratégicas;
- ✓ 1 coordenador executivo (Assessor de Planejamento Estratégico);
- ✓ 8 coordenadores técnicos (equipes das áreas).

O acompanhamento das ações ocorre de maneira sistemática:

- ✓ Reunião mensal de Análise Crítica (RAC) do Planejamento Estratégico da companhia, quando também é apresentada a curva de evolução;
- ✓ Acompanhamento trimestral do desempenho pelo Conselho de Administração.

Resultados do Plano Estratégico 2021-2025



Em 2021, atingimos o índice de realização de 80% das tarefas previstas para as iniciativas estratégicas, cumprindo parcialmente as metas do Planejamento Estratégico 2021-2025. Cinco das 19 iniciativas terminaram naquele ano. As demais foram replanejadas e consideradas no PE 2022-2026, de acordo com a análise dos cenários e da revisão do planejamento quinquenal. As iniciativas que não atingiram 100% da meta não comprometeram os bons resultados obtidos pela companhia em 2021, que desempenhou, com eficiência, atividades nas suas três frentes de trabalho.

O quadro abaixo demonstra o percentual de realização de cada iniciativa. O Índice de Realização (IR) de cada iniciativa é calculado dividindo o percentual realizado da iniciativa estratégica em 2021 pelo percentual previsto no mesmo ano.

INICIATIVAS ESTRATÉGICAS	IR 2021 % realizado / % previsto
1.1.1 – Diagnosticar os processos técnicos e de gestão e implementar melhorias visando maior agilidade e eficiência dos processos	82%
1.1.2 – Realizar ações cabíveis à PPSA para permitir a assinatura do ACP de Búzios	100%
1.1.2 – Realizar ações cabíveis à PPSA para permitir a assinatura do ACP de Itapu	100%
1.1.3 - Avaliar Volumes excedentes em Sul de Lula, Sul e Norte de Berbigão e Sul e Norte de Sururu	100%
2.1.1 – Contratar Agente Comercializador	100%
2.1.2 – Construir alternativa de leilão por meio de plataforma eletrônica (após 2022)	--
2.1.3 – Viabilizar a venda direcionada a parceiros de cada bloco	9%
2.2.1 – Estudar novas tecnologias para offloading (ex: CTV (cargo transfer vessel))	100%
2.3.1 – Estudar alternativas de comercialização do gás natural de acordo com o projeto de lei “Novo Mercado de Gás”, observando a riqueza do gás	100%
3.1.1 – Adequar a força de trabalho da PPSA	71%
3.1.2 – Implantar políticas de RH	100%
3.1.3 – Buscar a sustentabilidade financeira de longo prazo da Pré-Sal Petróleo	100%
3.2.1 – Implantar o SIGAD (Sistema Informatizado de Gestão Arquivística de Documentos)	44%
3.2.2 – Implantar o Analytics (Análise de dados, Business Intelligence)	--
3.2.3 – Implantar ERP (Sistema Integrado de Gestão, Enterprise Resource Planning)	--
3.3.1 – Implementar programas de relacionamento com públicos de interesse	88%
3.4.1 – Implantar Programa de Integridade da Empresa	77%
4.1.1 – Identificar áreas de conhecimento da empresa	100%
4.2.1 – Definir estratégias para implementação da gestão de conhecimento	65%

Índice de Realização do Planejamento Estratégico em 2021: 80%

O IR tracejado (--) indica que a iniciativa foi planejada para iniciar depois de 2022, não tendo, portanto, início no ano de 2021. Elas foram incluídas na elaboração do Planejamento Estratégico 22-26.

Algumas iniciativas estratégicas não atingiram 100% de índice de realização (IR) pelos motivos expostos abaixo:

- IE 1.1.1- Diagnosticar os processos técnicos e de gestão e implementar melhorias visando maior agilidade e eficiência dos processos – IR 82%. As atividades de elaboração do checklist dos requisitos obrigatórios para os ballots e do seu compartilhamento com os operadores não terminaram em 2021, como previsto no planejamento inicial. Essas ações terão continuidade no primeiro trimestre de 2022 e estão previstas no PE 2022-2026.
- IE 2.1.3- Viabilizar a venda direcionada a parceiros de cada bloco – IR = 09%. Essa iniciativa estratégica foi iniciada em 2021, mas não teve evolução durante o ano, para permitir a realização do leilão de óleo da União, dado que os recursos necessários eram coincidentes nos dois trabalhos. Essa decisão foi tomada pela Diretoria DAFC e aprovada pela Diretoria Executiva, uma vez que o leilão para contratação do agente comercializador deu vazão. A iniciativa de viabilizar a venda direcionada a parceiros de cada bloco está mantida para o PE 2022-2026.
- IE 3.1.1 Adequar a força de trabalho da PPSA – IR 71%. A atividade de submissão dos planos à SEST (quadro de pessoal, plano de cargos e salários, plano de funções e plano de transição) não foi realizada em 2021, como planejado inicialmente. A aprovação dos planos pelo Conselho de Administração ocorreu apenas em dezembro, por decisão do próprio conselho. A PPSA dará continuidade à iniciativa estratégica no PE 2022-2026.
- IE 3.2.1 Implantar o Sigad (Sistema Informatizado de Gestão Arquivística de Documentos) – IR 44%. A atividade de elaboração do termo de referência para a contratação de um sistema de gestão arquivística foi realizada em 2021, porém a Diretoria Executiva optou pela suspensão dessa contratação para priorizar a implantação do Sistema SuperBR do Governo Federal (Novo sistema da administração pública federal que incorpora conceitos de produção e gestão de documentos e processos administrativos).
- IE 3.3.1- Implementar programas de relacionamento com públicos de interesse – IR 88%. A realização de palestras virtuais sobre temas técnicos da PPSA foi adiada de 2021 para 2022, para priorizar demais programas de comunicação, como a realização do 4º Fórum Técnico da PPSA.
- IE 3.4.1 Implantar Programa de Integridade da Empresa – IR 77%. As aprovações de cinco procedimentos do Programa de Integridade previstos inicialmente para 2021 serão concluídas em 2022 e monitoradas na RAC de Gerenciamento da Rotina.
- IE 4.2.1 - Definir estratégias para implementação da gestão de conhecimento – IR 65%. As atividades de identificação e priorização das necessidades de gestão do conhecimento nas equipes atuais, por diretoria, bem como a atividade de definição dos mecanismos de transferência de conhecimento foram replanejadas de dezembro de 2021 para o primeiro trimestre de 2022, e estão previstas no PE 2022-2026.

Critério de avaliação de desempenho

O critério de avaliação de desempenho é baseado na verificação do cumprimento trimestral da implantação do Plano Estratégico, mediante regra de pontuação que reflita seu grau de atingimento.

Cada uma das iniciativas estratégicas recebe uma pontuação quando de sua avaliação, conforme exposto no quadro:

A pontuação de cada diretriz estratégica é a média ponderada das pontuações das iniciativas que constituem a diretriz. A pontuação final de desempenho será a média aritmética do conjunto de diretrizes.

META	AVALIAÇÃO
TC	Totalmente cumprida (>90%) = 1,0
PC _s	Parcialmente cumprida superior (75 a 90%) = 0,8
PC _i	Parcialmente cumprida inferior (60 a 75%) = 0,6
NC	Não cumprida (<60%) = 0,0



SAIBA MAIS

[Acesse o relatório de resultados do Plano Estratégico 2021-2025](#)

Gestão dos contratos de partilha de produção

O regime de partilha de produção foi estabelecido há 11 anos e os resultados estão em franca evolução.

Iniciamos nossa atuação na mesma época, com apenas o contrato de Libra sob nossa gestão. Em 2021, fizemos a gestão de 17 contratos, cumprindo nossas obrigações legais e interagindo com os operadores e as empresas consorciadas. Atuam no regime de partilha de produção 14 empresas, sendo cinco operadores – Petrobras, BP, Equinor, ExxonMobil e Shell – e outras nove empresas consorciadas. A Petrobras é a principal operadora desse regime, presente em 11 dos 17 contratos.

Listagem dos Contratos por Rodada:

RODADA	CONTRATO	OPERADOR	ASSINATURA	EXCEDENTE EM ÓLEO PARA A UNIÃO	BÔNUS
Rodada 1	Libra	Petrobras	dez-13	41,65%	R\$ 15 bi
Rodada 2	Entorno de Sapinhoá	Petrobras	jan-18	80,00%	R\$ 3,3 bi
	Norte de Carcará	Equinor	jan-18	67,12%	
	Sul de Gato do Mato	Shell	jan-18	11,53%	
Rodada 3	Alto de Cabo Frio Central	Petrobras	jan-18	75,86%	R\$ 2,8 bi
	Alto de Cabo Frio Oeste	Shell	jan-18	22,87%	
	Peroba	Petrobras	jan-18	79,96%	
Rodada 4	Dois Irmãos	Petrobras	dez-18	16,43%	R\$ 3,1 bi
	Três Marias	Petrobras	dez-18	49,95%	
	Uirapuru	Petrobras	dez-18	75,49%	
Rodada 5	Saturno	Shell	dez-18	70,20%	R\$ 6,8 bi
	Pau Brasil	BP	dez-18	63,79%	
	Titã	Exxon Mobil	dez-18	23,49%	
	Sudoeste de Tartaruga Verde	Petrobras	dez-18	10,01%	
Rodada 6	Aram	Petrobras	mar-20	29,96%	
1ª Rodada dos Volumes Excedentes da Cessão Onerosa	Búzios	Petrobras	mar-20	23,24%	R\$ 69,96 bi
	Itapu	Petrobras	mar-20	18,15%	
2ª Rodada dos Volumes Excedentes da Cessão Onerosa	Sépia	Petrobras	assinado em 2022	37,43%	R\$ 11,14 bi
	Atapu	Petrobras	assinado em 2022	31,68%	

A partir de 2022, com a assinatura do contrato de S epia, a Petronas, da Mal asia, iniciar  suas atividades no Polígono do Pré-Sal.

Ao longo desses anos, a produção dos contratos em regime de partilha de produção cresceu significativamente, assim como os resultados para a União. Libra foi o primeiro contrato a iniciar a produção, no final de 2017, com um Teste de Longa Duração na área de Desenvolvimento de Mero. Em 2018, os campos de Entorno de Sapinhoá e Tartaruga Verde também iniciaram suas atividades e contabilizamos, naquele ano, uma produção total de 10 milhões de barris de petróleo e 13 milhões de metros cúbicos de gás natural.

Em 2021, os volumes excedentes da cessão onerosa no campo de Búzios também passaram a ser produzidos em regime de partilha de produção. Fechamos o ano com uma produção total de 62 milhões de barris de petróleo e 187 milhões de metros cúbicos de gás natural.

Quando observamos a parcela de petróleo e gás natural de direito da União na produção desses contratos, também vemos um salto expressivo: de 1,5 milhão de barris de petróleo e de 1 milhão de metros cúbicos de gás natural de direito da União, em 2018, para 3,9 milhões de barris de petróleo e 50 milhões de metros cúbicos de gás natural de direito da União, em 2021.

Evolução do regime de partilha de produção

2013

Primeira Rodada de Partilha de Produção, Assinatura do Contrato de Libra e criação da Pré-Sal Petróleo com a missão de fazer a gestão dos Contratos de Partilha de Produção.

2017

Início da produção (novembro) da Área de Desenvolvimento de Mero.

Realização da 2ª e da 3ª Rodadas de Partilha de Produção (outubro), com a contratação de Sul de Gato do Mato, Entorno de Sapinhoá e Norte de Carcará (pela 2ª Rodada), e Alto de Cabo Frio Oeste e Alto de Cabo Frio Central (pela 3ª Rodada).

2018

Realização da 4ª Rodada de Partilha de Produção (junho), com a contratação de Uirapuru, Dois Irmãos e Três Marias.

Realização da 5ª Rodada de Partilha de Produção (setembro), com a contratação de Saturno, Titã, Pau Brasil e Sudoeste de Tartaruga Verde.

Início da produção do Entorno de Sapinhoá (novembro) e de Tartaruga Verde Sudoeste (dezembro).

Produção total de 10 milhões de barris de petróleo e 13 milhões de metros cúbicos de gás natural.

Produção de 1,5 milhão de barris de petróleo e de 1 milhão de metros cúbicos de gás natural de direito da União.

2019

Realização da 1ª Rodada de Volumes Excedentes da Cessão Onerosa (novembro), com a contratação de Búzios e Itapu.

Produção total de 21 milhões de barris de petróleo e 98 milhões de metros cúbicos de gás natural.

Produção de 3,3 milhões de barris de petróleo e de 19 milhões de metros cúbicos de gás natural de direito da União.

2020

Produção total de 16,3 milhões de barris de petróleo e 89,7 milhões de metros cúbicos de gás natural.

Produção de 2,9 milhões de barris de petróleo e de 32 milhões de metros cúbicos de gás natural de direito da União.

2021

Início da produção de Búzios em regime de partilha de produção (setembro).

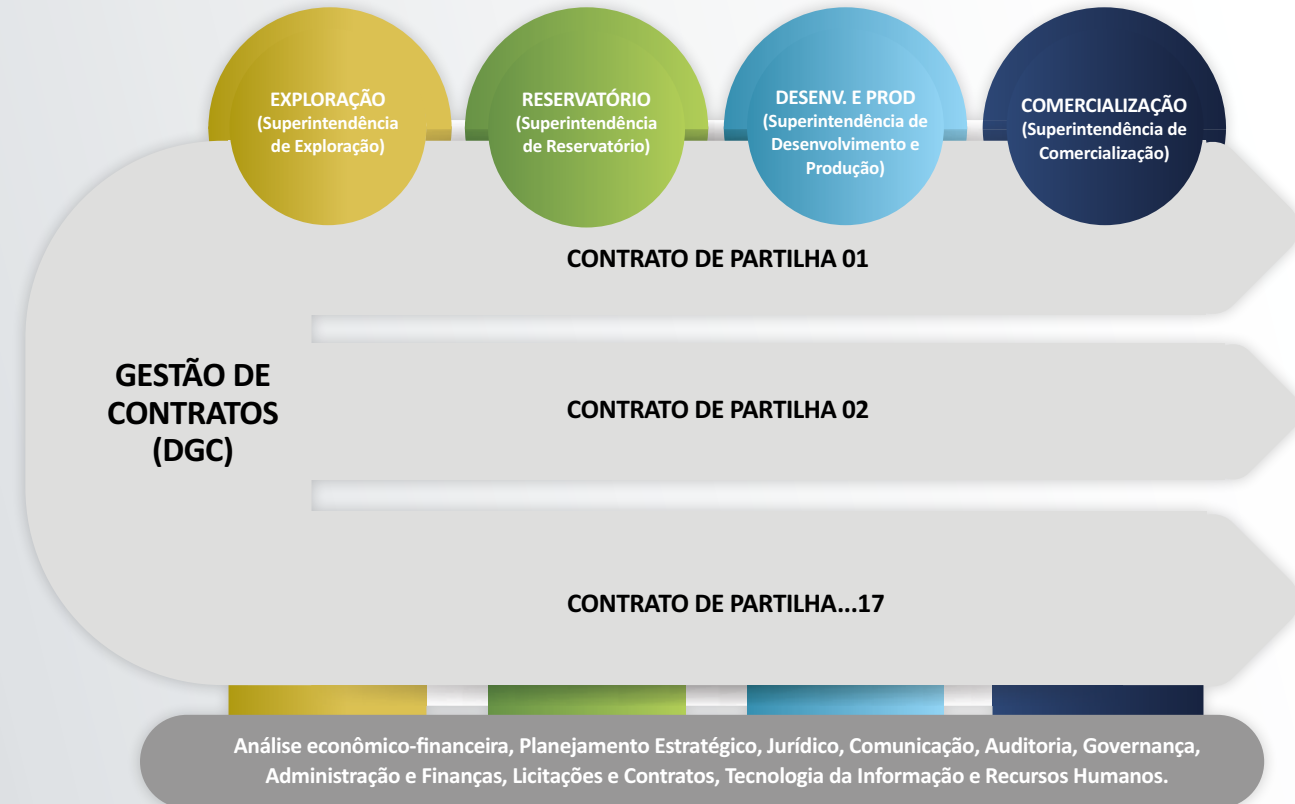
Realização da 2ª Rodada de Volumes Excedentes da Cessão Onerosa (dezembro), com a contratação de Sépia e Atapu (contratos a serem assinados em 2022).

Produção total de 62 milhões de barris de petróleo e 187 milhões de metros cúbicos de gás natural.

Produção de 3,9 milhões de barris de petróleo e de 50 milhões de metros cúbicos de gás natural de direito da União.

Nossa gestão

Para cumprir nossas atribuições como gestora, contamos com uma equipe altamente capacitada. São sete gerentes executivos, diretamente responsáveis pela gestão dos contratos, três superintendentes técnicos e um comercial, que trabalham junto aos operadores, apoiados por equipes de geólogos, geofísicos, petrofísicos, engenheiros de reservatório, engenheiros de petróleo, economistas e advogados, entre outras especialidades. Como nosso modelo é matricial, todas as áreas da empresa são envolvidas na gestão de contratos, incluindo as áreas meio. A figura abaixo demonstra o modelo adotado na empresa.



Como gestores, temos atribuições legais de acompanhamento dos contratos. Presidimos todos os Comitês Operacionais dos contratos de partilha de produção e atuamos tecnicamente para aprovar e auditar os gastos com custeio e investimento passíveis de recuperação pelos contratados, via volume de petróleo produzido. Também verificamos o cumprimento das exigências do conteúdo local no desenvolvimento das jazidas petrolíferas do Polígono do Pré-Sal e contribuimos com iniciativas que tragam benefícios aos projetos por meio de inovações tecnológicas. A figura demonstra as atribuições da gestora.

Embora nossa atuação esteja sempre pautada em obter os melhores resultados para a União, a própria característica do regime de partilha de produção, em que o chamado Óleo Lucro é dividido entre o consórcio e a União, faz com que um resultado eficiente de gestão traga benefícios tanto para os cofres públicos quanto para os consórcios.

Nesse contexto, a colaboração entre a nossa equipe técnica e os times dos consorciados tem se consolidado como um aspecto fundamental para o sucesso dos projetos. Em meio a atividades altamente complexas, a diversidade de conhecimentos da força de trabalho de empresas globais somada à senioridade e à expertise de nosso corpo técnico têm se transformado em efetivos resultados para os consórcios e para a União. Com o conhecimento adquirido na gestão de 17 contratos, estamos também nos tornando, pouco a pouco, um catalisador de inovação técnica, compartilhando e agregando as boas soluções entre os consórcios.



Fomento a novas tecnologias e melhores práticas

Criamos uma diretriz em nosso Plano Estratégico que tem como meta catalisar a adoção das melhores práticas de soluções técnicas e inovações adotadas em projetos de exploração e produção do pré-sal brasileiro. Acreditamos que a sistematização de um processo de Gestão Tecnológica, que identifique oportunidades de melhorias dos resultados, tem grande potencial para trazer maior retorno aos consórcios que atuam no regime de partilha de produção e à própria União.

Ao desempenhar nosso papel de gestora temos, naturalmente, a oportunidade de avaliar aplicações tecnológicas em diversos contratos. Assim, será possível apresentar sugestões de estudos e avaliações aos demais consórcios sobre práticas e tecnologias que possam ser evitadas ou empregadas, trazendo melhores resultados econômicos, maior segurança (HSE) e redução de riscos aos projetos.


Em paralelo à sistematização da gestão tecnológica, ao longo de 2021, nossa equipe acompanhou e fomentou a aplicação de diversas tecnologias nos contratos de partilha de produção. Entre os destaques estão a adoção do Cargo Transfel Vessel (CTV), cujo objetivo é reduzir o custo de levantamento de cargas de petróleo, permitindo a transferência do petróleo do FPSO diretamente para petroleiros de longo curso, a aplicação de sísmica 4D nos campos do pré-sal e a adoção do Hi-SEP, em Mero, que separa o petróleo do gás rico em CO2 ainda no leito marinho e o reinjeta no reservatório.


A figura demonstra o modelo de trabalho adotado na empresa.




RESULTADOS DA GESTÃO

O quadro demonstra um retrato do regime de partilha de produção em 2021.

17 
contratos
de Partilha de Produção
sob gestão da PPSA

6 
contratos
com declaração de comercialidade
(Libra (Mero), Entorno de Sapinhoá,
Sudoeste de Tartaruga Verde, Norte de
Carcará, Búzios (Volume Excedente) e
Itapu (Volume Excedente))

4 
contratos
em produção [Libra (Mero),
Entorno de Sapinhoá,
Sudoeste de Tartaruga
Verde e Búzios (Volume
Excedente)]

11 
contratos
em fase de exploração,
com atividades geológicas
e geofísicas em busca de
descobertas de jazidas de
petróleo.




5 empresas
operadoras e **14** empresas
consorciadas


62 milhões
de barris de
petróleo
produzidos e
187
milhões de m³ de gás
natural disponibilizados
para comercialização por
contratos em regime de
partilha de produção





3,9
milhões
de barris de petróleo e
50 milhões de
metros cúbicos
de gás natural de direito
da União no período




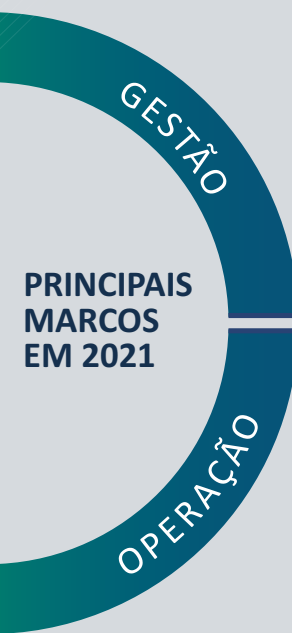
8 FPSOs
em operação e 10 em
construção (4 de mero, 4
de Búzios, 1 de Itapu e 1
de Carcará Norte)



3 novas
descobertas
em 2021. Foram identificados
presença de indícios de
hidrocarbonetos nos poços
pioneiros: Temisto-N, em Três
Marias; Titã-1, em Titã; e poço
1-BRSA-1381-SPS, em Aram.



2 
novos blocos
arrematados ao final
do ano e que a partir
de 2022 estarão sob
gestão da PPSA: Sépia
e Atapu (Volume
Excedente)



- ✓ Levantamento e diagnóstico dos principais processos e indicadores relacionados à gestão dos contratos de partilha de produção a fim de simplificar a atuação, reduzir prazos e aprimorar o monitoramento;
- ✓ 16 contratos em processo de reconhecimento de custos. Itapu iniciará o processo de reconhecimento no primeiro trimestre de 2022;
- ✓ 4 contratos em processo de recuperação de custos;
- ✓ Cálculo e negociação, com a Petrobras, das participações e compensação entre os contratos de cessão onerosa e os contratos de partilha de produção nas áreas de Búzios (Cessão Onerosa com 26,186% e Contrato de partilha com 73,814%) e Itapu (Cessão Onerosa com 51,708% e Contrato de partilha com 48,292%), que permitiram a celebração dos Acordos de Coparticipação (ACP) de Búzios e de Itapu entre Petrobras e PPSA;
- ✓ Avaliação dos volumes excedentes para a cessão onerosa nas áreas de Sul de Lula, Sul e Norte de Berbigão e Sul e Norte de Sururu, atendendo ao Acórdão 2458/2019 - Plenário do TCU;
- ✓ Cálculo e negociação, com a Petrobras, das participações e compensação entre os contratos de cessão onerosa e os contratos de partilha de produção nas áreas de Sépia e Atapu, reduzindo incertezas para a 2ª Rodada de Volumes Excedentes da Cessão Onerosa;

- ✓ Instituição do Comitê de Gás Natural na PPSA, com a finalidade de apoiar e prover esclarecimentos ao Ministério de Minas e Energia (MME), ao Ministério de Economia (ME), à Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e à ANP, referentes ao aproveitamento e à comercialização de gás natural oriundo do pré-sal, além de participar das iniciativas conduzidas por estes mesmos órgãos, no sentido de dinamizar o Novo Mercado de Gás;
- ✓ Publicação do Boletim de Gás Natural, elaborado pelo Comitê de Gás Natural da PPSA;
- ✓ Instituição do Comitê Permanente para Estudos de Redução de Emissões e Captura de Carbono, com objetivo de fornecer à administração da PPSA elementos para cooperação com os parceiros e para a tomada de decisão quanto aos futuros passos necessários para enfrentar o problema da descarbonização. As atividades do Comitê englobam a identificação e avaliação das tecnologias envolvidas na redução de emissões e captura de carbono no processo de produção de petróleo;
- ✓ Análises técnico-econômicas que suportaram a implantação de projetos diversos nos contratos de partilha de produção, com destaque para Mero, Búzios e Bacalhau;
- ✓ Acompanhamento de novas tecnologias.

- ✓ Início da produção, em setembro, dos volumes excedentes da cessão onerosa de Búzios, em regime de partilha de produção;
- ✓ Produção permanente dos contratos de Libra (Mero), Entorno de Sapinhoá, Sudoeste de Tartaruga Verde e Búzios;
- ✓ Conclusão do Sistema de Produção Antecipada 1 (SPA-1) da Área de Desenvolvimento de Mero e início do SPA-2. Devolução à ANP da área Sudeste de Libra e continuidade dos estudos sísmicos e geológicos da área Central;

- ✓ Definição, para os primeiros meses de 2022, do início da perfuração de três áreas: poço de desenvolvimento em Itapu; poço pioneiro de Alto de Cabo Frio Central; e poço pioneiro Vaz Lobo-N, em Dois Irmãos;
- ✓ 3 novas descobertas confirmadas pela presença de indícios de hidrocarbonetos nos poços pioneiros Temisto-N, em Três Marias; Titã-1, em Titã; e poço 1-BRSA-1381-SPS, em Aram.



SAIBA MAIS

[Acesse o Boletim Mensal dos Contratos de Partilha de Produção para acompanhar a produção dos contratos e da União](#)

[Acesse nosso Painel Interativo para conhecer a produção média diária nos contratos de partilha de produção, a produção média diária do excedente da União, a produção acumulada nos contratos desde 2017, a produção acumulada do excedente da União e as estimativas de produção entre 2022-2031.](#)

Contribuímos de forma relevante para a realização da Segunda Rodada dos Volumes Excedentes da Cessão Onerosa, realizada em dezembro de 2021, que teve os blocos de Sépia e Atapu arrematados com percentuais de excedente em óleo para a União de 37,43% e 31,68%, respectivamente, correspondendo a ágios de 149,20% e 437,86%.

Os campos de Atapu e Sépia foram ofertados, pela primeira vez ao mercado, em novembro de 2019, mas não foram arrematados. Entre os motivos estavam as incertezas da época em relação ao valor da compensação e ao percentual das participações. Para aumentar a atratividade do futuro leilão para a nova oferta dessas áreas, o Ministério de Minas e Energia (MME) entendeu como necessárias duas ações principais a serem executadas pela nossa empresa: a definição das participações recíprocas do Contrato de Cessão Onerosa e do futuro Contrato de Partilha de Produção e a avaliação e a negociação, com a Petrobras, para o cálculo do valor da compensação antes da divulgação do pré-edital do leilão.

Sépia e Atapu: atuação para redução de incertezas

Em fevereiro de 2020, iniciamos os trabalhos de avaliação técnica das jazidas de Atapu e Sépia. Nossos técnicos possuem amplo conhecimento em modelagem dinâmica de reservatório e de avaliação econômica de projetos de exploração de petróleo, ambos largamente utilizados nesse trabalho. Em setembro do mesmo ano, encaminhamos à ANP, em conjunto com a Petrobras, nosso relatório técnico com a definição das participações recíprocas do Contrato de Cessão Onerosa e do futuro Contrato de Partilha de Produção.

Em dezembro de 2020, a ANP aprovou as participações, estabelecendo os percentuais de 60,5% e de 68,7% para a participação em partilha de produção de Atapu e Sépia, respectivamente.

Em abril de 2021, foi celebrado um Acordo entre a nossa empresa e a Petrobras, com base em diretrizes emanadas por um Comitê Propositivo, submetendo à aprovação do MME os parâmetros acordados e o valor calculado da compensação, a ser paga à cessionária pelos futuros contratados em regime de Partilha de Produção, no montante de US\$ 6,45 bilhões para os dois campos (US\$ 3.253.580.741,00 para Atapu e US\$ 3.200.388.219,00 para Sépia, atrelados à Tabela de Complementação da Compensação, conforme constante no Acordo).

Com a redução das incertezas, o resultado da rodada superou as expectativas. Houve competição entre os consórcios, o que elevou o percentual de excedente em óleo para a União, gerando um resultado extraordinário para o país.

A partir da assinatura dos dois contratos, passaremos a atuar como gestora dos mesmos.

**SAIBA MAIS**

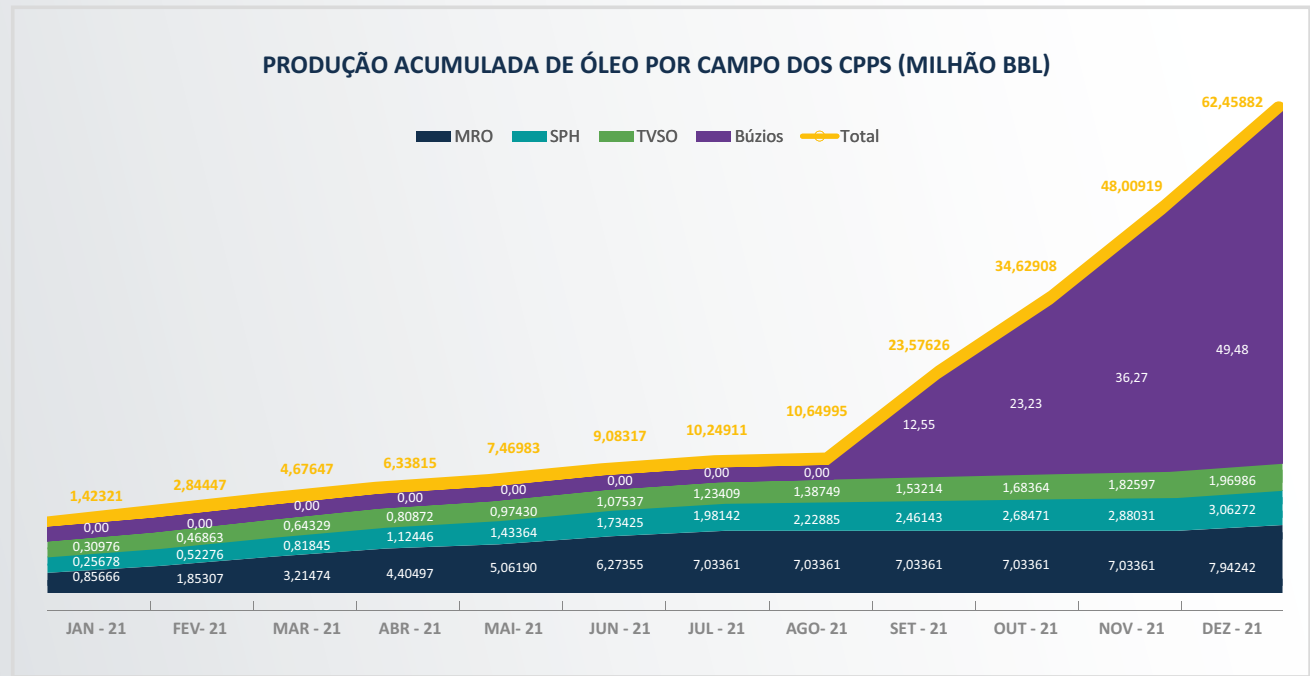
Acesse o nosso e-book “Entendendo os Volumes Excedentes da Cessão Onerosa”

Produção em regime de partilha de produção em 2021

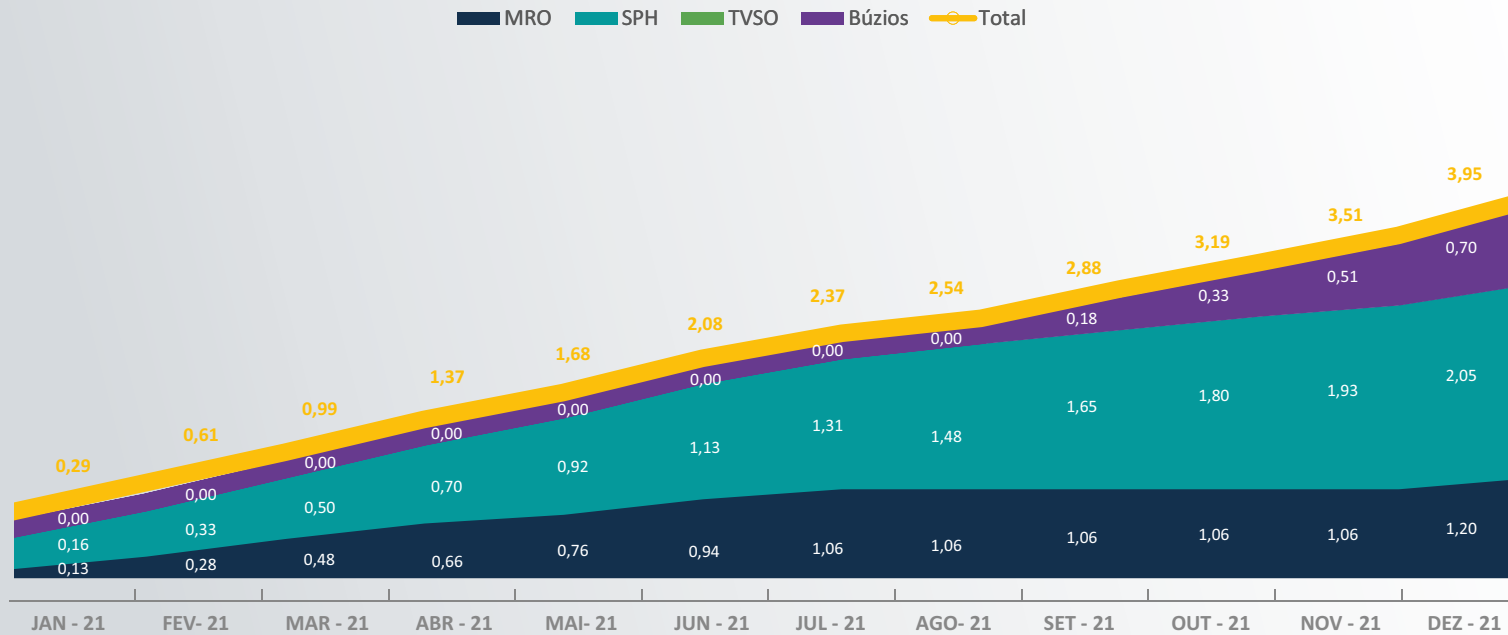
Os contratos em regime de partilha apresentaram uma produção de 62 milhões de barris de petróleo em 2021, quase quatro vezes mais do que o volume alcançado em 2020. A marca, a mais alta da série histórica desde 2017, foi atingida por meio de quatro contratos: Libra (Área de Desenvolvimento de Mero), Entorno de Sapinhoá, Tartaruga Verde Sudoeste e Búzios. Entretanto, foi a entrada em produção dos volumes excedentes da cessão onerosa de Búzios, a partir de setembro, que puxou o resultado do ano. Em apenas quatro meses, Búzios produziu mais da metade do volume registrado pelos CPPs em 2021.

A União teve direito a uma parcela de 3,9 milhões de barris de petróleo no ano, 35% a mais do que em 2020. A maior contribuição foi do Entorno de Sapinhoá, que respondeu por 2 milhões de barris. Na sequência estão a Área de Desenvolvimento de Mero, com 1,2 milhão de barris, e Búzios, com 700 mil barris.

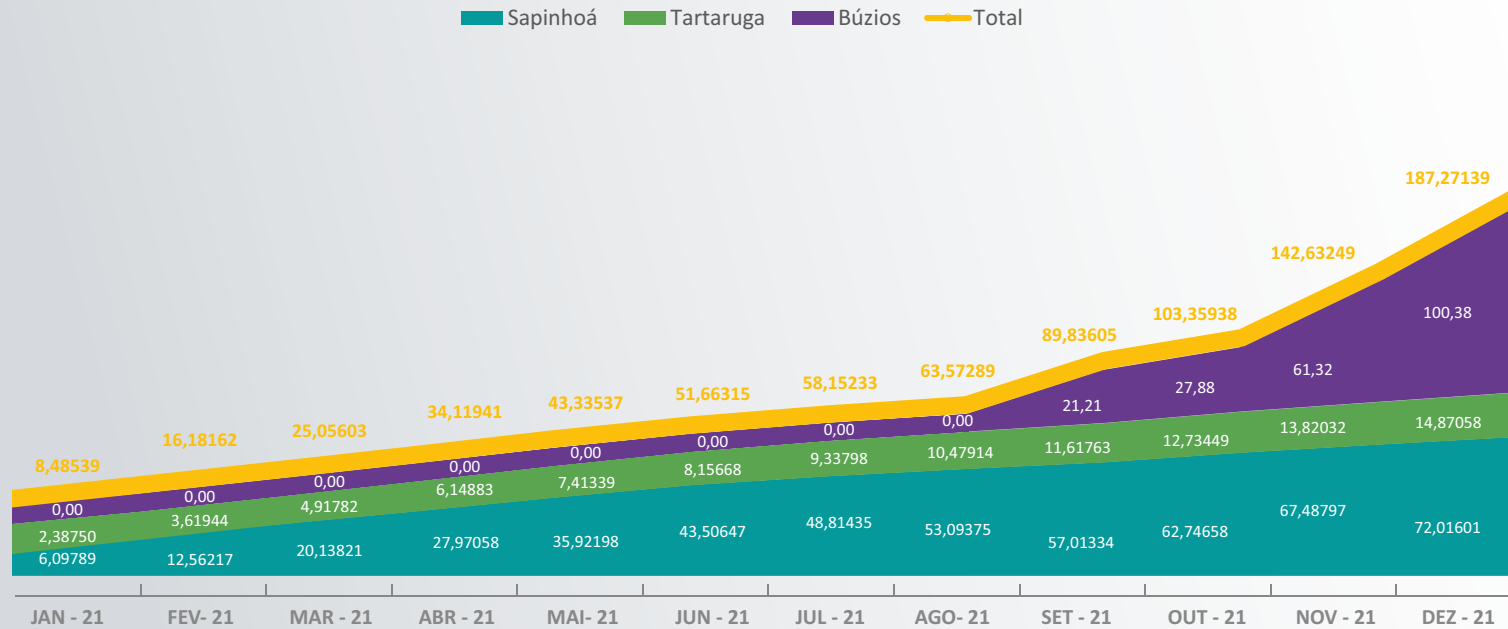
De 2017 a dezembro de 2021, a produção acumulada em regime de partilha de produção soma 110 milhões de barris de petróleo. Desse total, a União teve direito a uma produção de 11,6 milhões de barris, sendo 50% de origem da Área de Desenvolvimento de Mero.



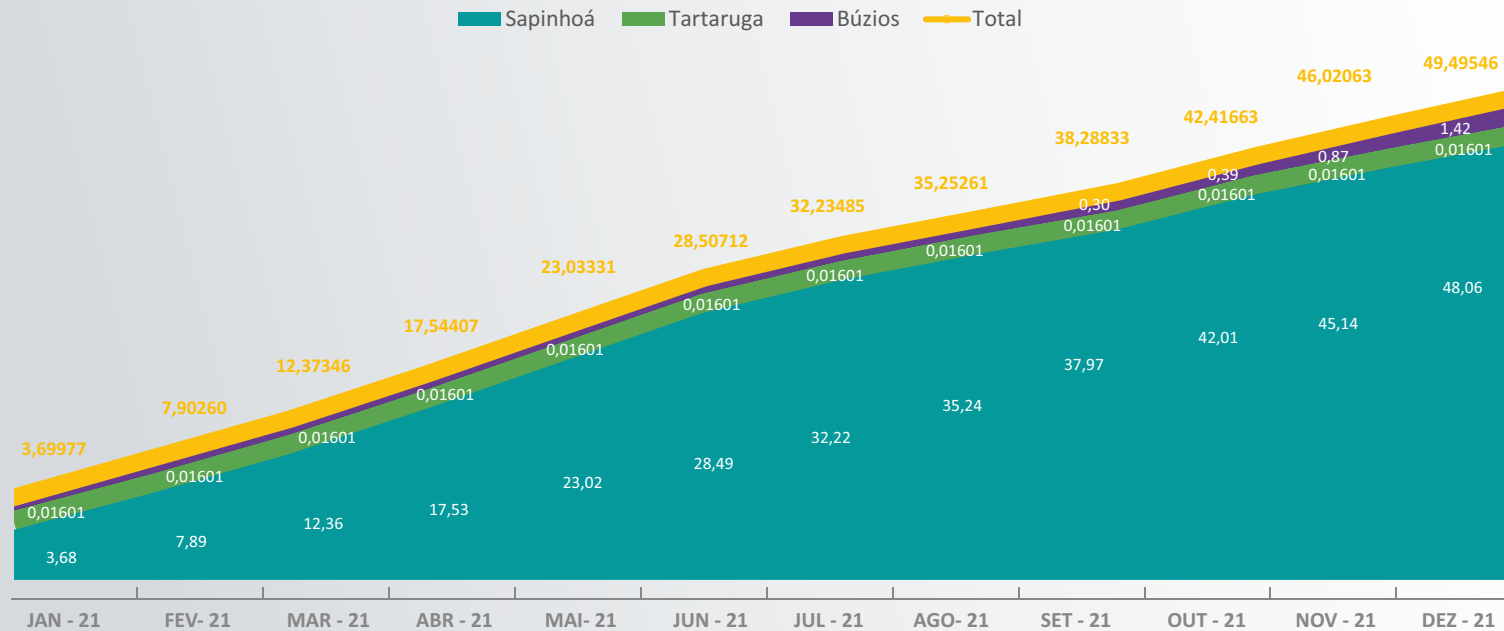
EXCEDENTE EM ÓLEO DA UNIÃO ACUMULADO POR CAMPO DOS CPPS (MILHÃO BBL)

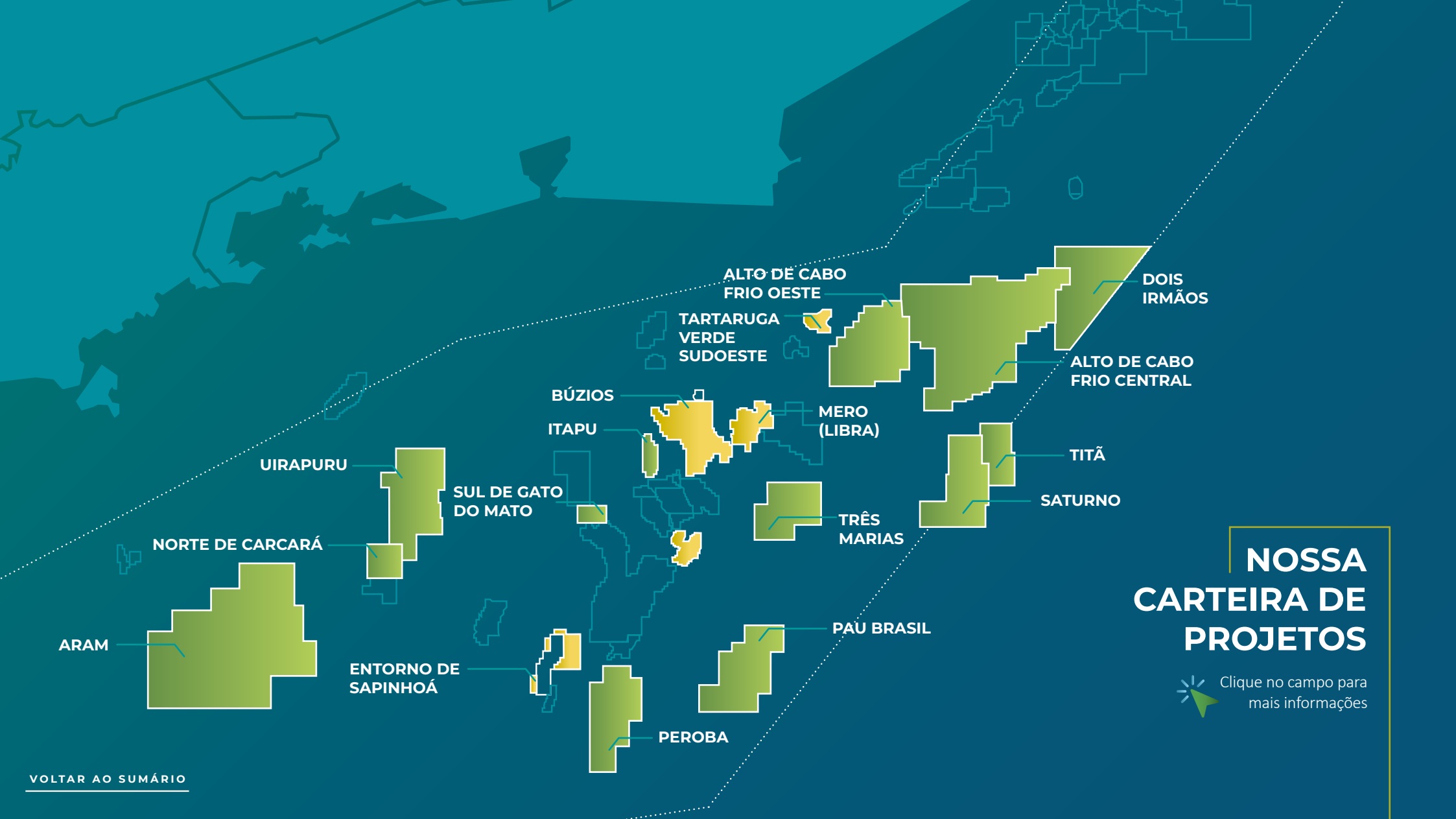


PRODUÇÃO ACUMULADA DE GÁS NATURAL DISPONÍVEL PARA COMERCIALIZAÇÃO (MILHÕES M3)




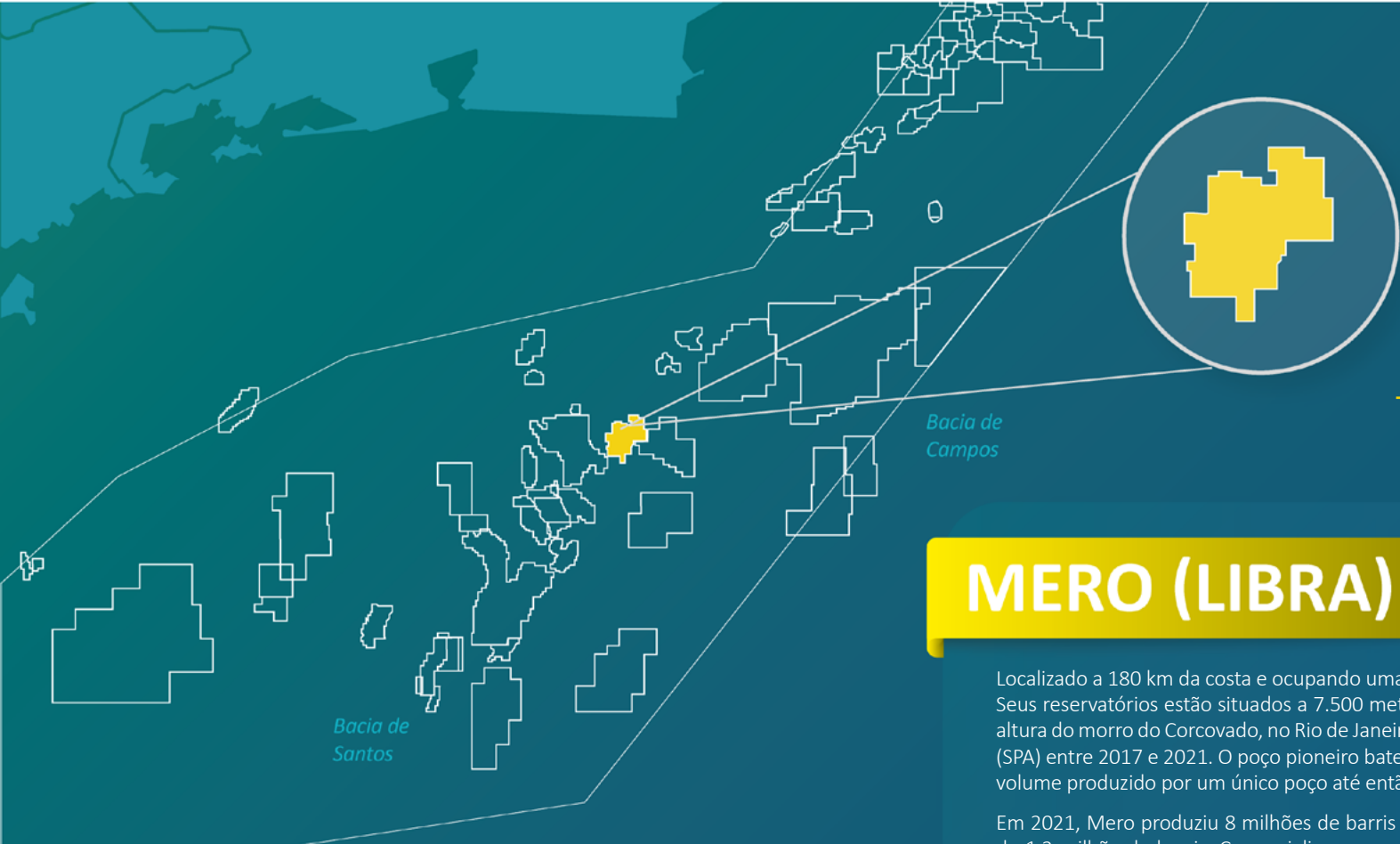
EXCEDENTE EM GÁS NATURAL ACUMULADO POR CAMPO DOS CPPS (MILHÃO M3)





NOSSA CARTEIRA DE PROJETOS

 Clique no campo para mais informações



Nossa carteira de projetos

[VOLTAR AO MAPA](#)

MERO (LIBRA)

Localizado a 180 km da costa e ocupando uma área de 315 km, **Mero** é o terceiro maior campo do pré-sal. Seus reservatórios estão situados a 7.500 metros de profundidade total, o que corresponde a dez vezes a altura do morro do Corcovado, no Rio de Janeiro. O campo já abrigou dois Sistemas de Produção Antecipada (SPA) entre 2017 e 2021. O poço pioneiro bateu o recorde de 44 mil barris de petróleo por dia (bpd), maior volume produzido por um único poço até então.

Em 2021, Mero produziu 8 milhões de barris de petróleo. Deste total, a União teve direito a uma parcela de 1,2 milhão de barris. Comercializamos parte da carga em 2021 e negociamos, em leilão realizado na Bolsa de Valores em São Paulo, mais de 40 milhões de barris com a Petrobras, vencedora do leilão, para os próximos três anos. Os barris foram comercializados com ágio de R\$ 52,00 sobre o Preço de Referência de Petróleo estabelecido pela ANP.

A partir de 2022, entrará em operação a primeira plataforma definitiva do campo, o FPSO Guanabara. Com capacidade de produzir até 180 mil barris de petróleo por dia (bpd) e processar 12 milhões de metros cúbicos de gás natural, será determinante para ampliar a produção do pré-sal. Estão previstos outros três sistemas definitivos para entrada em operação até 2025.

CONTRATOS EM PRODUÇÃO

[VOLTAR AO MAPA](#)

MERO (LIBRA)

Bacia – Santos

Rodada – 1

Ano – 2013

Data da assinatura do contrato – 2/12/2013

Bônus de assinatura - **R\$ 15 bilhões**

Percentual de excedente em óleo ofertado – **41,65%**



FPSOS	CAPACIDADE ÓLEO (mil bbl/d)	INÍCIO DA PRODUÇÃO
FPSO Pioneiro de Libra	50	01/11/2017
FPSO Guanabara	180	30/04/2022

EMPRESAS CONSORCIADAS



40%



20%



20%



10%



10%

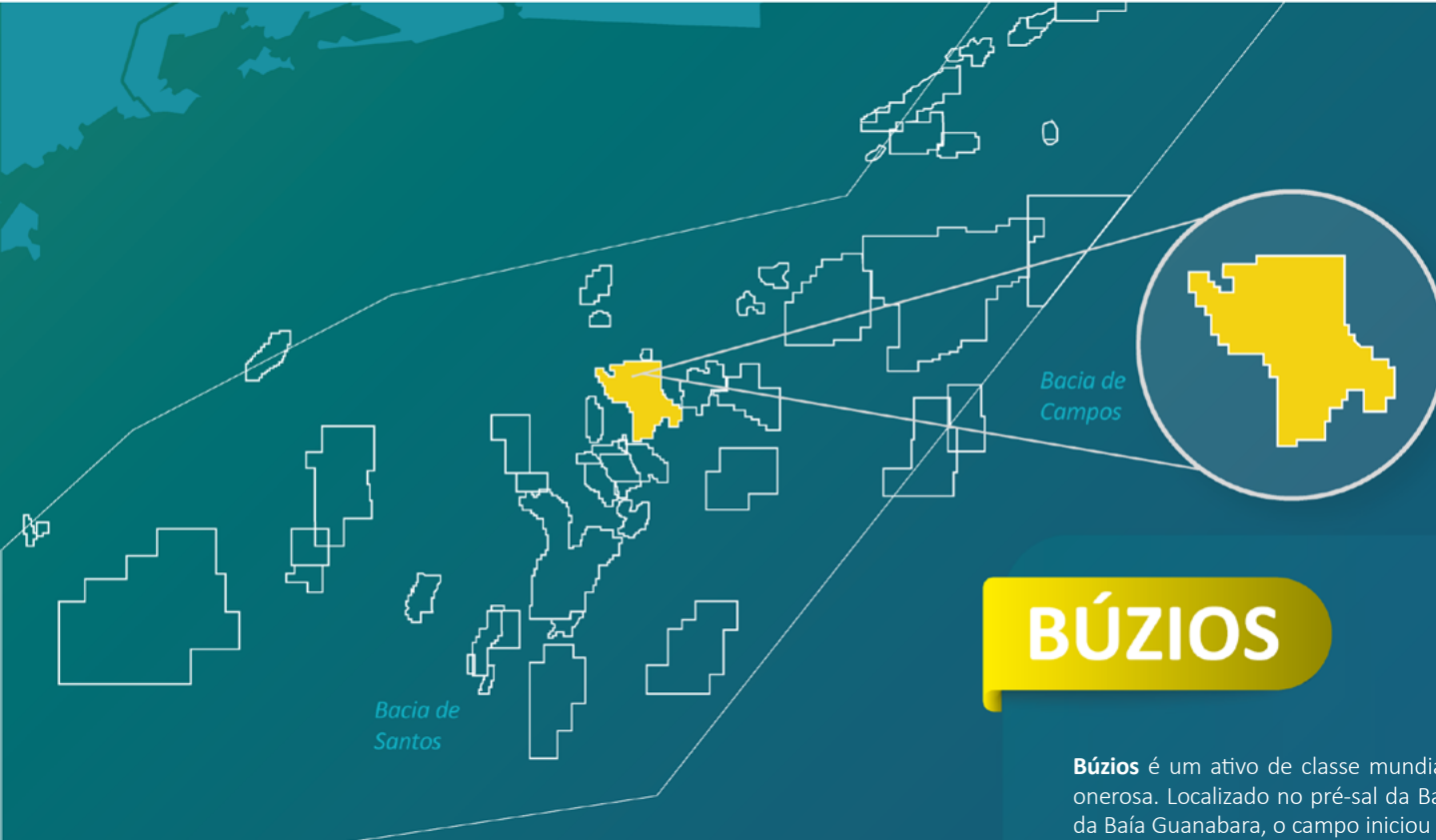


PRODUÇÃO DE ÓLEO EM 2021

8 milhões de barris

PRODUÇÃO DE ÓLEO DA UNIÃO EM 2021

1,2 milhão de barris de petróleo



Nossa carteira de projetos

[VOLTAR AO MAPA](#)

BÚZIOS

Búzios é um ativo de classe mundial explorado, inicialmente, apenas pela Petrobras, em regime de cessão onerosa. Localizado no pré-sal da Bacia de Santos em uma área de 852 km², mais que o dobro do tamanho da Baía Guanabara, o campo iniciou a produção em abril de 2018. Em março de 2020, os volumes excedentes da cessão onerosa foram licitados pela ANP em regime de partilha de produção e arrematados pela Petrobras (90%) em parceria com as chinesas CNOOC Brasil (5%) e CNOOC Petroleum Brasil Ltda (5%). O excedente em óleo oferecido à União foi de 23,24%.

Após a assinatura de um Acordo de Coparticipação, estabelecendo a participação da produção em cada regime (Cessão Onerosa com 26,186% e Contrato de Partilha com 73,814%, na área coparticipada), iniciou-se, em setembro de 2021, a produção dos volumes excedentes em regime de partilha. De setembro a dezembro, foram produzidos 49 milhões de barris de petróleo. Deste total, 700 mil barris foram de direito da União.

Em novembro de 2021, em Leilão de Petróleo da União na B3, comercializamos mais de seis milhões de barris do petróleo de Búzios, que serão entregues ao longo dos próximos 36 meses. Em um evento marcado pela competição, o barril de petróleo de Búzios foi arrematado pela Petrobras com um ágio de R\$ 65,00 sobre o Preço de Referência estabelecido pela ANP.

CONTRATOS EM PRODUÇÃO

[VOLTAR AO MAPA](#)

BÚZIOS

Bacia – Santos

Rodada – Primeira Rodada de Volumes Excedentes da Cessão Onerosa

Ano – 2019

Data da assinatura do contrato – 30/3/2020

Bônus de assinatura - **R\$ 68,194 bilhões**

Percentual de excedente em óleo ofertado – **23,24%**

*Composição do consórcio em dezembro de 2021.

EMPRESAS CONSORCIADAS



90%



5%



5%



FPSOS	CAPACIDADE ÓLEO (mil bbl/d)	CAPACIDADE GÁS (mm3/dia)	INÍCIO DA PRODUÇÃO
FPSO P-74	150	6	01/04/2018
FPSO P-75	150	6	11/11/2018
FPSO P-76	150	6	01/02/2019
FPSO P-77	150	6	01/09/2019



PRODUÇÃO DE ÓLEO EM 2021
49,5 milhões de barris

PRODUÇÃO DE ÓLEO DA UNIÃO EM 2021
700 mil barris de petróleo



PRODUÇÃO DE GÁS NATURAL EM 2021
100 milhões de metros cúbicos

PRODUÇÃO DE GÁS NATURAL DA UNIÃO EM 2021
1,4 milhão de metros cúbicos

Tartaruga Verde Sudoeste foi arrematado pela Petrobras na 5ª Rodada de Partilha de Produção promovida pela ANP. O campo iniciou a produção em dezembro de 2018. Em 2021, foram produzidos 2 milhões de barris de petróleo e 15 milhões de metros cúbicos de gás. A União não se apropriou da produção do campo naquele ano, uma vez que o excedente em óleo e gás natural foi destinado à quitação de Acerto de Contas realizado com a Petrobras.

O campo possui uma extensão de 4,31 km² e está localizado na porção centro sul da Bacia de Campos, a aproximadamente 125 km da costa do estado do Rio de Janeiro, em lâmina d'água que varia de 650 a 1.200 m.

CONTRATOS EM PRODUÇÃO

[VOLTAR AO MAPA](#)

TARTARUGA VERDE SUDOESTE

Bacia – Campos

Rodada – 5

Ano – 2018

Data da assinatura do contrato – 17/12/2018

Bônus de assinatura - **R\$ 100 milhões**

Percentual de excedente em óleo ofertado – **10,01%**



PRODUÇÃO DE ÓLEO EM 2021

2 milhões de barris



PRODUÇÃO DE GÁS NATURAL EM 2021

15 milhões de metros cúbicos

FPSOS	CAPACIDADE ÓLEO (mil bbl/d)	CAPACIDADE GÁS (mm3/dia)	INÍCIO DA PRODUÇÃO
Cidade dos Campos dos Goytacazes	150	5	01/12/2018

EMPRESA CONSORCIADA



100%

O **Entorno de Sapinhoá** foi arrematado na Segunda Rodada de Partilha de Produção pelo consórcio formado pela Petrobras (operadora, com 45%), Shell (30%) e Repsol (25%), mesmo grupo que explora o contrato de concessão BM-S-9, onde se localiza o Campo de Sapinhoá.

A área do Entorno de Sapinhoá tem cerca de 233 quilômetros quadrados, lâmina d'água de 2.140 metros, elevado potencial produtivo e está situada na Bacia de Santos.

Durante o leilão realizado na B3, em 2021, foram comercializados 2,4 milhões de barris com ágio de R\$ 7,35 sobre o Preço de Referência de Petróleo estabelecido pela ANP.



CONTRATOS EM PRODUÇÃO

[VOLTAR AO MAPA](#)

ENTORNO DE SAPINHOÁ

Bacia – Santos

Rodada – 2

Ano – 2017

Data da assinatura do contrato – 31/1/2018

Bônus de assinatura - **R\$ 200 milhões**

Percentual de excedente em óleo ofertado – **80%**

Fase - produção



PRODUÇÃO DE ÓLEO EM 2021

3 milhões de barris

PRODUÇÃO DE ÓLEO DA UNIÃO EM 2021

2 milhões de barris de petróleo



2
FPSOs



PRODUÇÃO DE GÁS NATURAL EM 2021

72 milhões de metros cúbicos

PRODUÇÃO DE GÁS NATURAL DA UNIÃO EM 2021

48 milhões de metros cúbicos

FPSOS	CAPACIDADE ÓLEO (mil bbl/d)	CAPACIDADE GÁS (mm3/dia)	INÍCIO DA PRODUÇÃO
FPSO Cidade de São Paulo	120	5	01/11/2018
FPSO Cidade de Ilha Bela	150	6	01/11/2018

EMPRESAS CONSORCIADAS



45%



30%



25%

CONTRATOS COM DECLARAÇÃO DE COMERCIALIDADE

[VOLTAR AO MAPA](#)

NORTE DE CARCARÁ

Bacia – Santos

Rodada – 2

Ano – 2017

Data da assinatura do contrato – 31/01/2018

Bônus de assinatura - **R\$ 3 bilhões**

Percentual de excedente em óleo ofertado – **67,12%**

EMPRESAS CONSORCIADAS



40%



40%



20%

ITAPU

Bacia – Santos

Rodada – VECO1

Ano – 2019

Data da assinatura do contrato – 30/03/2020

Bônus de assinatura - **R\$ 1,766 bilhão**

Percentual de excedente em óleo ofertado – **18,15%**

EMPRESAS CONSORCIADAS



100%

CONTRATOS EM FASE DE EXPLORAÇÃO

[VOLTAR AO MAPA](#)



SUL DE GATO DO MATO

Bacia – Santos

Rodada – 2

Ano – 2017

Data da assinatura do contrato – 31/01/2018

Bônus de assinatura - **R\$ 100 milhões**

Percentual de excedente em óleo ofertado – **11,53%**

EMPRESAS CONSORCIADAS



50%



30%



20%

[VOLTAR AO MAPA](#)

CONTRATOS EM FASE DE EXPLORAÇÃO

PEROBA

Contrato em devolução

Bacia – Santos

Rodada – 3

Ano – 2017

Data da assinatura do contrato – 31/01/2018

Bônus de assinatura - **R\$ 2 bilhões**

Percentual de excedente em óleo ofertado – **76,96%**

EMPRESAS CONSORCIADAS



40%



40%



20%

ALTO DE CABO FRIO CENTRAL

Bacia – Campos

Rodada – 3

Ano – 2017

Data da assinatura do contrato – 31/01/2018

Bônus de assinatura - **R\$ 500 milhões**

Percentual de excedente em óleo ofertado – **75,86%**

EMPRESAS CONSORCIADAS



50%



50%

[VOLTAR AO MAPA](#)

CONTRATOS EM FASE DE EXPLORAÇÃO

UIRAPURU

Bacia – Santos

Rodada – 4

Ano – 2018

Data da assinatura do contrato – 17/12/2018

Bônus de assinatura - **R\$ 2,650 bilhões**

Percentual de excedente em óleo ofertado – **75,49%**

EMPRESAS CONSORCIADAS



30%



28%



28%



14%

ALTO DE CABO FRIO OESTE

Bacia – Santos

Rodada – 3

Ano – 2017

Data da assinatura do contrato – 31/01/2018

Bônus de assinatura - **R\$ 350 milhões**

Percentual de excedente em óleo ofertado – **22,87%**

EMPRESAS CONSORCIADAS



55%



25%



20%

[VOLTAR AO MAPA](#)

CONTRATOS EM FASE DE EXPLORAÇÃO

TRÊS MARIAS

Bacia – Santos

Rodada – 4

Ano – 2018

Data da assinatura do contrato – 17/12/2018

Bônus de assinatura - **R\$ 100 milhões**

Percentual de excedente em óleo ofertado – **49,95%**

EMPRESAS CONSORCIADAS



30%



40%



30%

DOIS IRMÃOS

Bacia – Campos

Rodada – 4

Ano – 2018

Data da assinatura do contrato – 17/12/2018

Bônus de assinatura - **R\$ 400 milhões**

Percentual de excedente em óleo ofertado – **16,43%**

EMPRESAS CONSORCIADAS



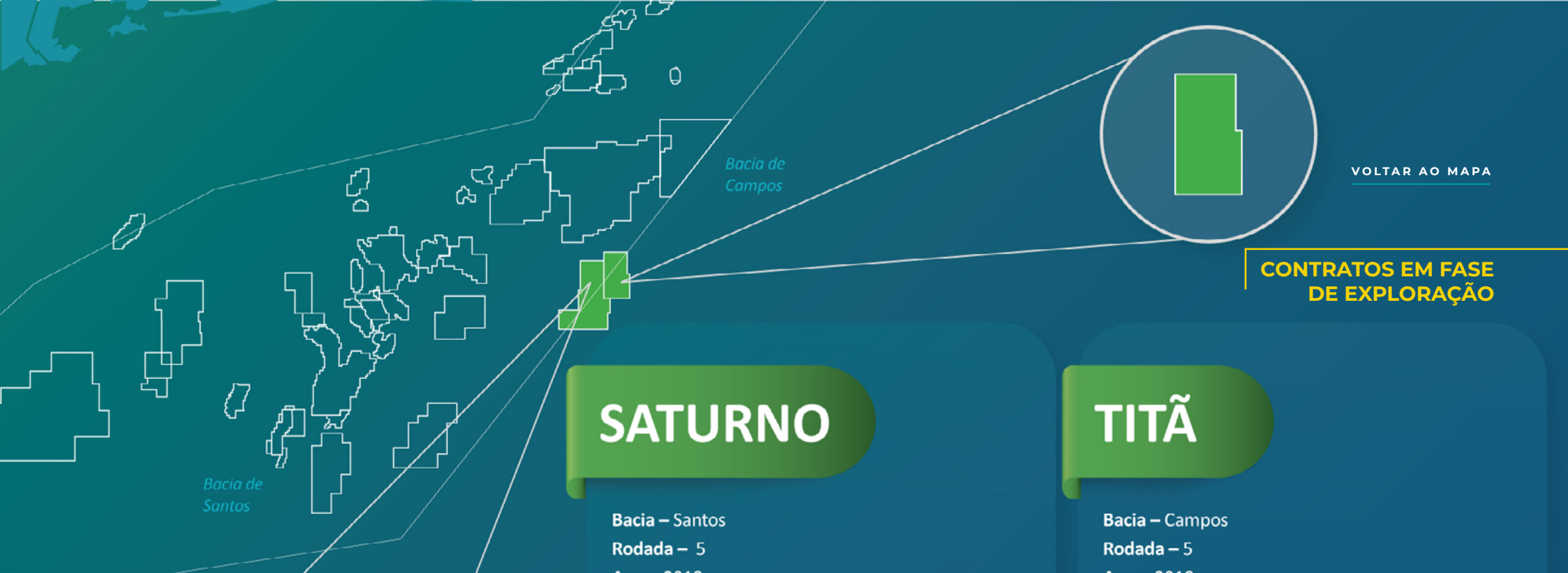
45%



30%



25%



[VOLTAR AO MAPA](#)

CONTRATOS EM FASE DE EXPLORAÇÃO

SATURNO

Bacia – Santos

Rodada – 5

Ano – 2018

Data da assinatura do contrato – 17/12/2018

Bônus de assinatura - **R\$ 3,125 bilhões**

Percentual de excedente em óleo ofertado – **70,20%**

EMPRESAS CONSORCIADAS



45%



45%



10%

TITÃ

Bacia – Campos

Rodada – 5

Ano – 2018

Data da assinatura do contrato – 17/12/2018

Bônus de assinatura - **R\$ 3,125 bilhões**

Percentual de excedente em óleo ofertado – **23,49%**

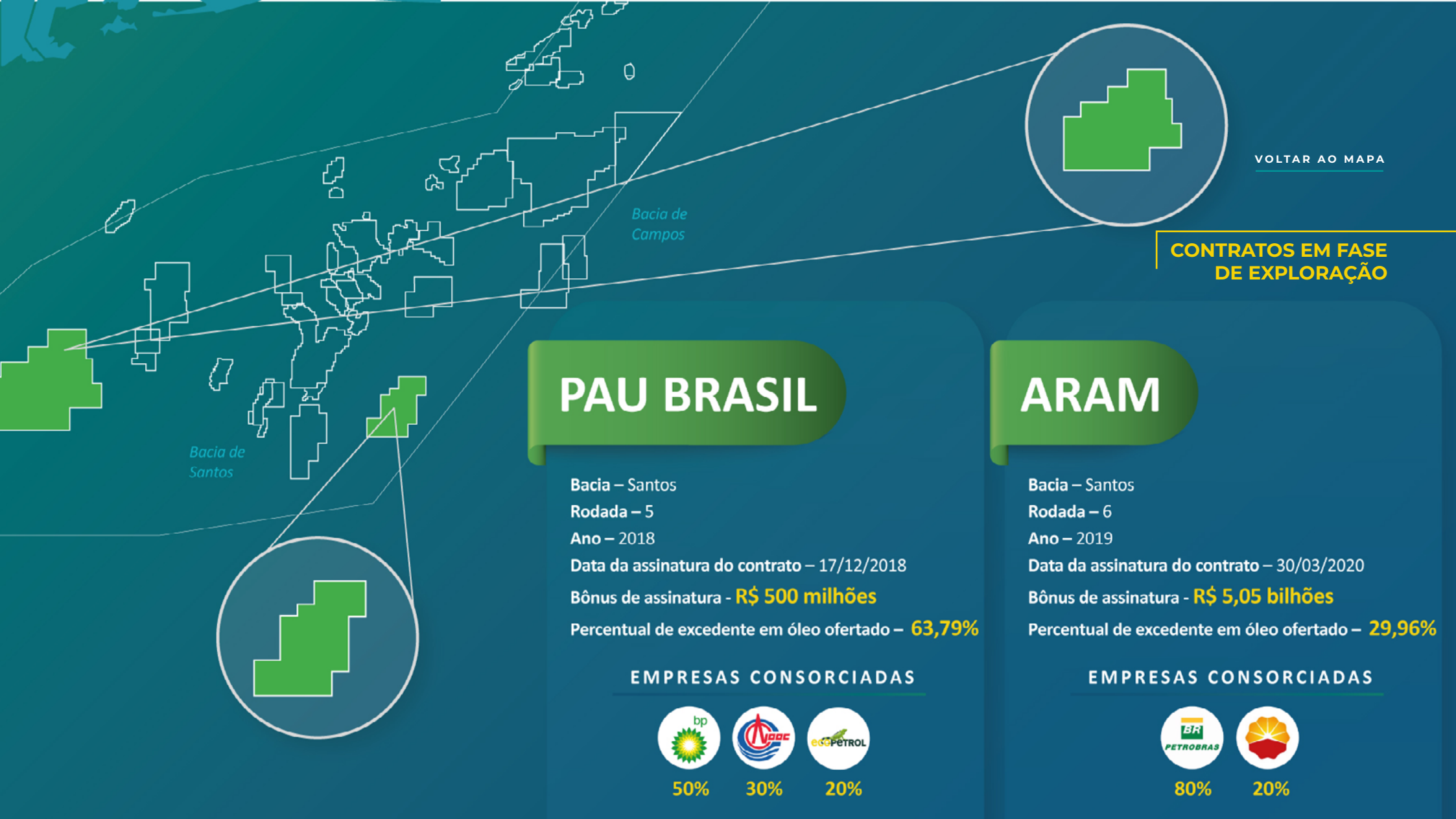
EMPRESAS CONSORCIADAS



64%



36%



[VOLTAR AO MAPA](#)

CONTRATOS EM FASE DE EXPLORAÇÃO

PAU BRASIL

Bacia – Santos
Rodada – 5
Ano – 2018
Data da assinatura do contrato – 17/12/2018
Bônus de assinatura - **R\$ 500 milhões**
Percentual de excedente em óleo ofertado – **63,79%**

EMPRESAS CONSORCIADAS

		
50%	30%	20%

ARAM

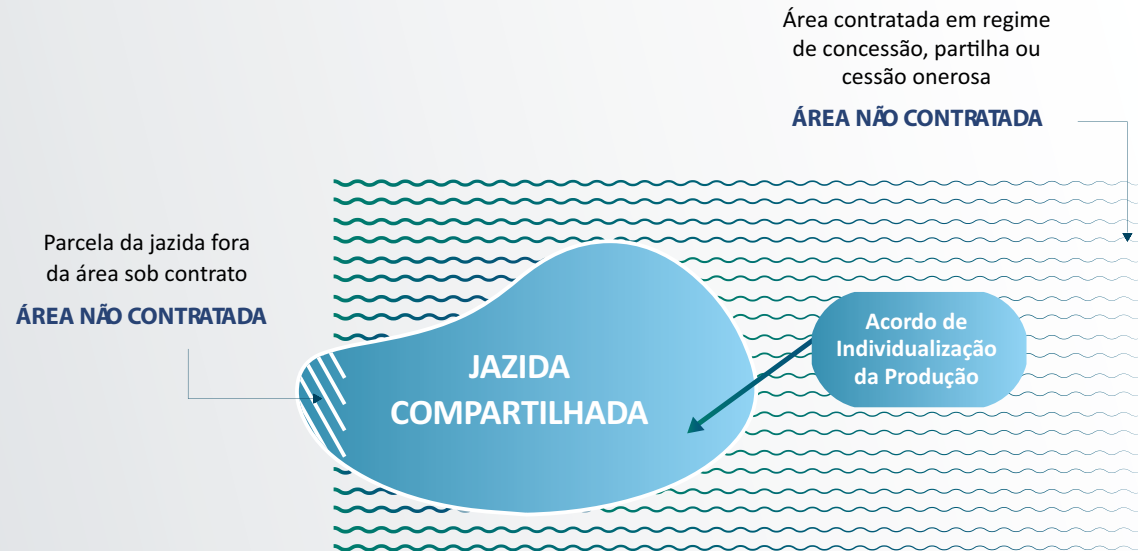
Bacia – Santos
Rodada – 6
Ano – 2019
Data da assinatura do contrato – 30/03/2020
Bônus de assinatura - **R\$ 5,05 bilhões**
Percentual de excedente em óleo ofertado – **29,96%**

EMPRESAS CONSORCIADAS

	
80%	20%

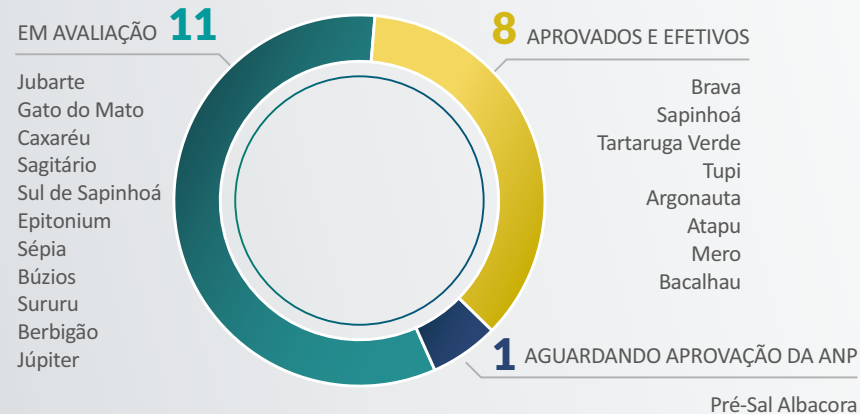
REPRESENTAÇÃO DA UNIÃO NOS ACORDOS DE INDIVIDUALIZAÇÃO DA PRODUÇÃO

Um acordo de individualização da produção (AIP), também conhecido como unitização, é iniciado quando se verifica a possibilidade do limite de uma jazida petrolífera ultrapassar a área outorgada. Nessas circunstâncias, quando uma área não contratada no Polígono do Pré-sal ou uma área estratégica está envolvida, é nossa atribuição representar a União nesses acordos. A unitização permite que a produção, os custos e o plano de desenvolvimento da jazida sejam compartilhados entre os titulares de direitos sobre as áreas, garantindo a racionalidade da produção e evitando a lavra predatória.



Desenho esquemático de uma jazida de petróleo e/ou gás natural que extrapola a área de contrato. Nesse caso, procede-se com um acordo de individualização da produção.

Até o momento, concluímos nove acordos de individualização da produção, sendo oito deles já aprovados pela ANP. Desses, dois foram aprovados em 2021: o AIP de Bacalhau, assinado por Equinor Brasil, ExxonMobil, Petrogal Brasil e Pré-Sal Petróleo, que estabelece as participações do Contrato de Concessão do BM-S-8 e do Contrato de Partilha de Produção de Norte de Carcará na Jazida Compartilhada, bem como a participação indivisa de cada parte nos direitos e nas obrigações associados às atividades conjuntas a ela relacionadas; e o AIP da Jazida Compartilhada de Mero, entre o Contrato de Partilha de Produção LIBRA-P1 e a União, representada pela PPSA. O nono acordo, o AIP do pré-sal de Albacora (Forno), encontra-se em aprovação na ANP. Outros 11 acordos estão sendo avaliados pela nossa equipe.



Jazida Compartilhada de Mero

O AIP da Jazida Compartilhada de Mero, localizada na Bacia de Santos, foi aprovado pela ANP, na reunião de Diretoria Colegiada nº 1.074, realizada dia 9 de dezembro de 2021, e está efetivo desde 1º de janeiro de 2022.

A Jazida Compartilhada de Mero compreende a área do Campo de Mero (Contrato de Partilha de Produção LIBRA-P1, com 96,5%) e a área adjacente (União, representada pela PPSA, com 3,5%).

O acordo estabelece as participações de cada uma das partes e as regras da execução conjunta das operações de desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural na jazida compartilhada. As participações de cada parte na jazida compartilhada de Mero passam a ser: Petrobras (38,6%), Shell Brasil (19,3%), TotalEnergies (19,3%), CNODC (9,65%), CNOOC (9,65%) e PPSA (3,5%).

Em decorrência do processo de individualização da produção da jazida, as partes estão negociando a equalização entre os gastos incorridos e as receitas relativas aos volumes produzidos até a data da efetividade do AIP.

Jazida Compartilhada de Bacalhau

O Acordo de Individualização da Produção (AIP) de Bacalhau, assinado pela Equinor Brasil, ExxonMobil, Petrogal Brasil e Pré-Sal Petróleo (PPSA), estabelece a participação de 48% do Contrato de Concessão do BM-S-8 e de 52% do Contrato de Partilha de Produção de Norte de Carcará na Jazida Compartilhada. Nossa empresa é a gestora do Contrato de Partilha de Norte de Carcará e assina o AIP como Interveniente Anuente. O AIP, submetido à ANP em 29 de janeiro de 2021, foi aprovado pela Agência em 9 de dezembro do mesmo ano e está efetivo desde 1º de janeiro de 2022.

Em 12 de março de 2021, a ANP aprovou o Plano de Desenvolvimento (PD) da Fase 1 da Jazida Compartilhada de Bacalhau, estabelecendo também importantes condicionantes a respeito do progresso da Fase 2.

Bacalhau está localizado na Bacia de Santos, a 185 km do litoral do município de Ilhabela/SP, no estado de São Paulo, em lâmina d'água de 2.050 metros. Em 31 de maio de 2021, a Equinor e seus parceiros chegaram à Decisão Final de Investimento (FID) para a Fase 1 de Bacalhau, com investimentos da ordem de US\$ 8,5 bilhões, com expectativa de geração de 400 novos empregos e arrecadação de US\$ 29 bilhões em participações governamentais.



SAIBA MAIS

[Acesse o nosso e-book "Entendendo os Acordos de Individualização da Produção"](#)

A comercialização da parcela de petróleo e gás natural da União teve início em 2018, com a venda de um primeiro lote de 1,25 milhão de barris do petróleo produzido na Área de Desenvolvimento de Mero. Conforme o esperado, com o desenvolvimento dos contratos, o volume de cargas da União entrou em ritmo de crescimento. Em 2021, comercializamos 3,5 milhões de barris de petróleo da Área de Desenvolvimento de Mero (Libra) e do Entorno de Sapinhoá, e 57,6 milhões de metros cúbicos de gás natural dos campos de Búzios, Entorno de Sapinhoá, Tartaruga Verde Sudoeste e Tupi.

Com esse resultado, obtivemos 140% de atingimento do Indicador de cumprimento da comercialização de óleo (% Volume comercializado/% Volume Previsto no ano) e geramos uma arrecadação recorde de R\$ 1,22 bilhão no ano. Desde 2018, o resultado acumulado apenas com a comercialização de hidrocarbonetos da União soma R\$ 2,62 bilhões.

Em 2021, realizamos, na Bolsa de Valores de São Paulo, o 3º Leilão de Petróleo da União para a comercialização de mais de 55 milhões de barris de petróleo de propriedade da União, oriundos dos campos de Búzios, Sapinhoá, Tupi e da Área de Desenvolvimento de Mero. Seis empresas foram habilitadas para participar. O leilão teve como objetivo a seleção da proposta mais vantajosa, com critério de maior ágio sobre o Preço de Referência fixado pela ANP, para a comercialização do petróleo da União. Após disputa, toda a produção dos quatro lotes leiloados foi arrematada pela Petrobras, com estimativa de arrecadação, para a União, de cerca de R\$ 25 bilhões em cinco anos. Os contratos foram assinados em 16 de dezembro de 2021.

COMERCIALIZAÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL DA UNIÃO



Confira o resultado do 3º Leilão de Petróleo da União:

LOTE	QUANTIDADE ESTIMADA (BBL)	PRAZO DE CONTRATO (MESES)	PROPOSTANTES VENCEDORAS	VALOR (POR M ³)
Búzios	6,6 milhões	36	Petrobras	PR + R\$ 65
Sapinhoá	2,4 milhões	60	Petrobras	PR + R\$ 7,35
Tupi	3,3 milhões	60	Petrobras	PR + R\$ 3,35
Mero	43,4 milhões	36	Petrobras	PR + R\$ 52

Por lei, podemos comercializar os hidrocarbonetos da União diretamente, preferencialmente por leilão, ou por mercado spot ou ainda por meio da contratação de um agente comercializador. Certos de que a busca pelo melhor modelo de comercialização para as produções da União deve ser uma constante, também realizamos em 2021 uma licitação internacional para a contratação de um agente comercializador para a venda da parcela da União na Área Individualizada de Tupi.

Embora três empresas tenham solicitado cadastramento para participar, as documentações necessárias para o certame não foram enviadas pelas mesmas e a licitação foi considerada deserta. A produção foi comercializada, posteriormente, no leilão da B3, com os três outros lotes dos demais campos.

Alípio Ferreira, gerente executivo de comercialização externa da Petrobras, e Eduardo Gerck, diretor-presidente da PPSA

[B]³

Cenário futuro

Nossas projeções mostram um salto para os próximos dez anos: estimamos que até 2031 devam ser produzidos **8,2 bilhões** de barris de petróleo em regime de partilha de produção, dos quais **1,5 bilhão** de barris pertencerá à União. A estimativa de arrecadação é de **US\$ 122,7 bilhões** com a negociação desse volume. Os dados constam do estudo “Estimativa de Resultados nos Contratos de Partilha de Produção- 2022-2031”, elaborado pela companhia.

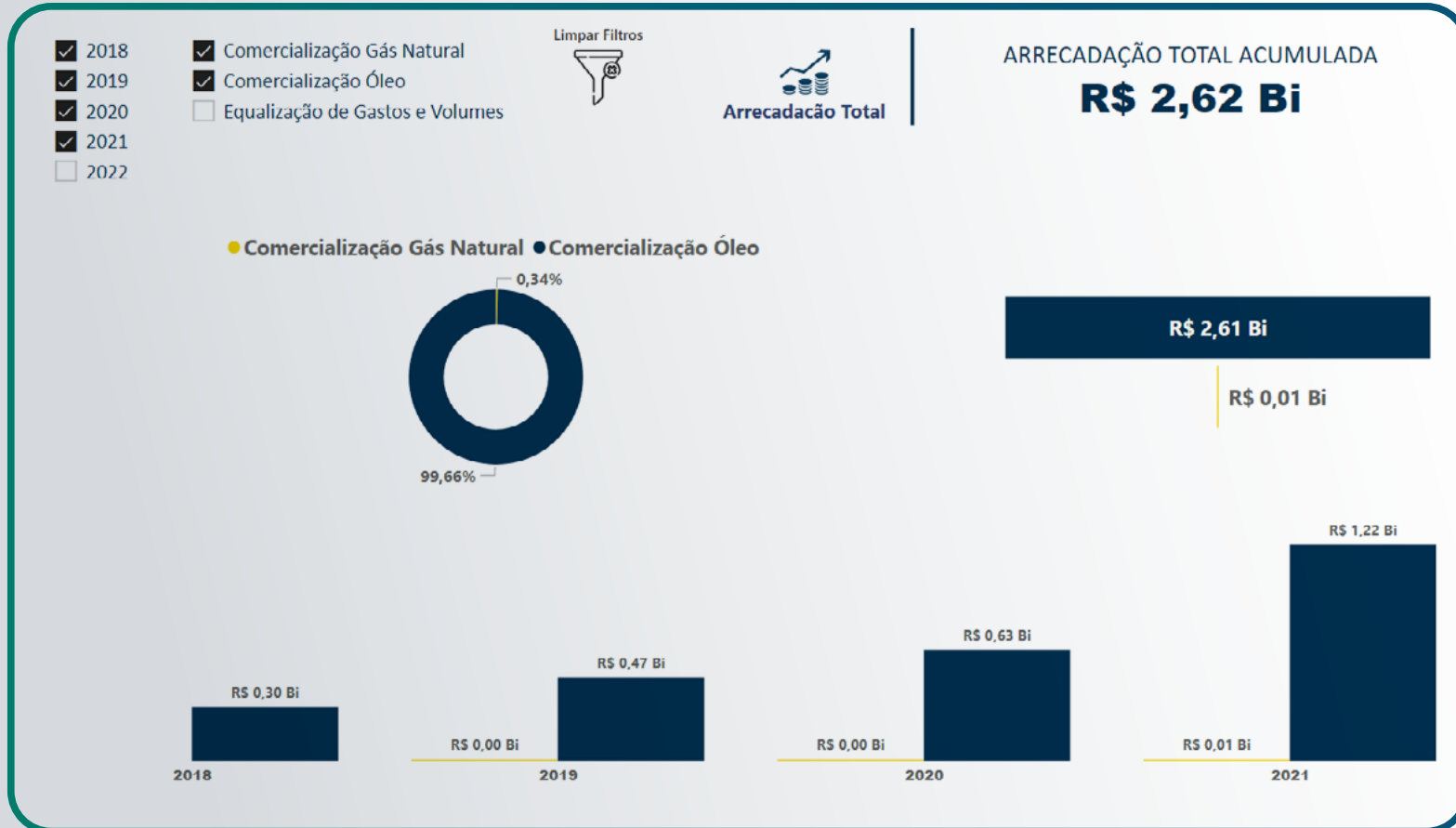


SAIBA MAIS

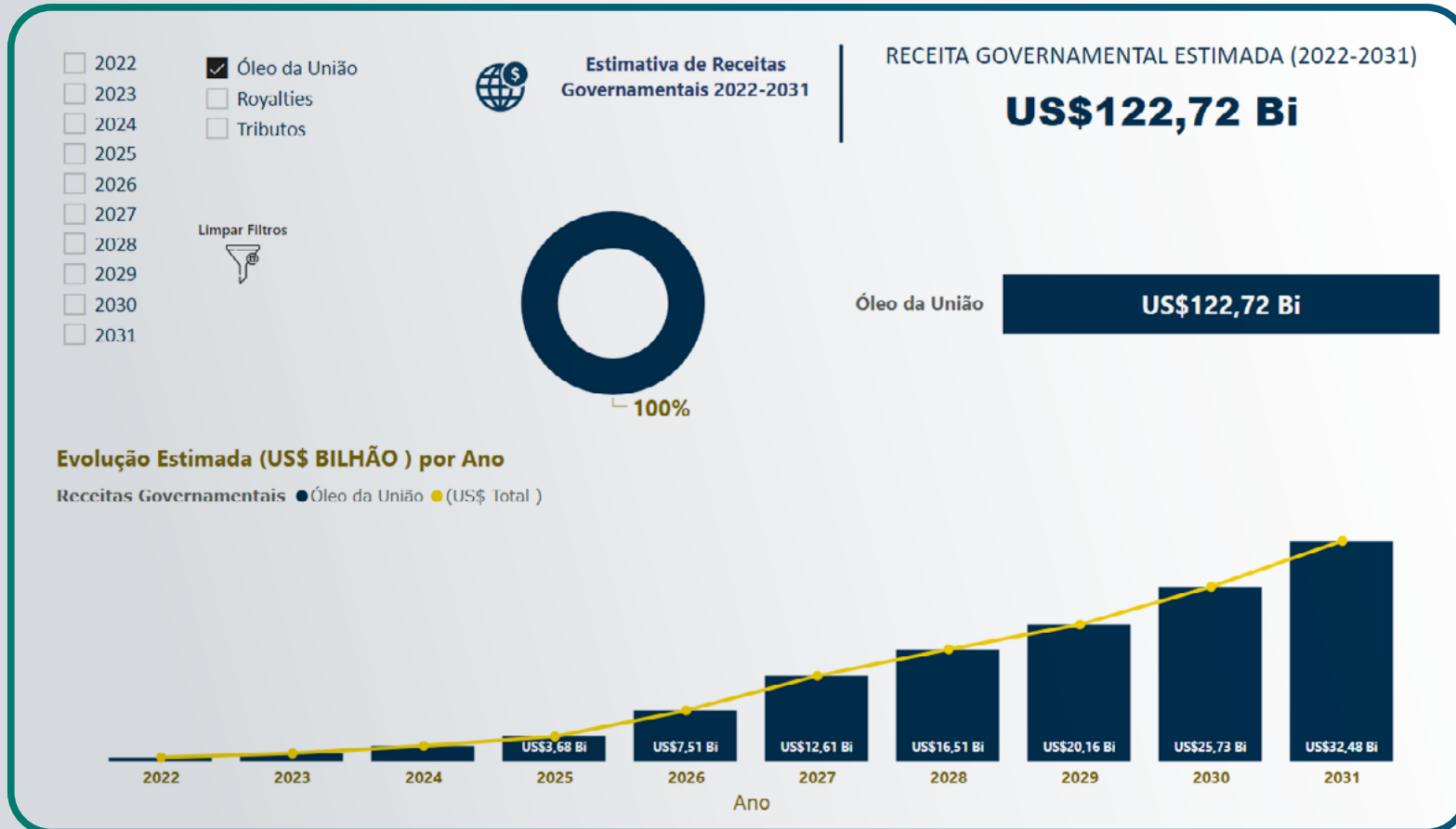
[Confira o estudo “Estimativa de Resultados nos Contratos de Partilha de Produção - 2022-2031”](#)

[Acesse nosso Painel Interativo para conhecer os valores anualmente arrecadados, em reais, com a comercialização desde 2018, os volumes de petróleo e gás natural da União comercializados por campo produtor e as estimativas de receita da União com a comercialização do petróleo para os próximos dez anos.](#)

Arrecadação com a comercialização 2018-2021



Arrecadação estimada com a comercialização 2022-2031



A figura abaixo demonstra a evolução da comercialização desde 2013 e a expectativa para os próximos anos:



Logística do óleo do pré-sal

Em outra frente de atuação, estamos acompanhando, em conjunto com os operadores, a busca por novas tecnologias para redução de custos logísticos nas operações no pré-sal, no intuito de potencializar os ganhos para a União no escoamento de sua produção. Entre os estudos, destacam-se as alternativas para as operações de descarregamento (alívio) do óleo das Unidades FPSO (Floating, Production, Storage & Offloading), em substituição ao emprego de navios especiais equipados com posicionamento dinâmico.

O Cargo *Transfer Vessel* (CTV), embarcação de menor porte e que dispõe de posicionamento dinâmico, tem se apresentado como uma opção para o descarregamento do óleo de FPSOs nas bacias de Santos e Campos. A embarcação conecta o FPSO ao navio aliviador convencional em segurança e tem potencial de grande simplificação e redução dos custos de alívio nos projetos de desenvolvimento de produção.

TRANSFORMAÇÃO DIGITAL

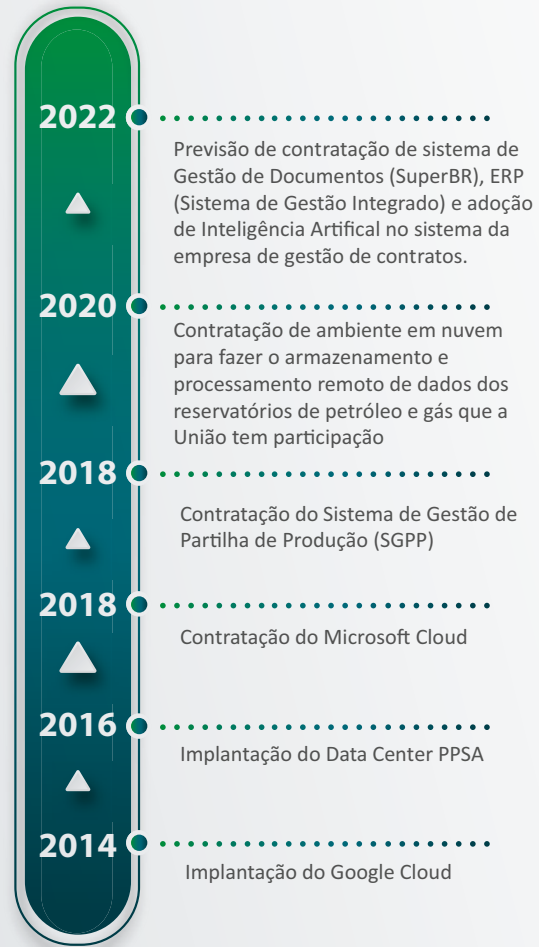
Promover a transformação digital e buscar maior agilidade nos processos internos são ações que compõem uma das quatro diretrizes do nosso Plano Estratégico. Para maior eficiência da atuação como gestora, possuímos o Sistema de Gestão de Partilha da Produção (SGPP), plataforma que realiza, entre outras atividades, os controles de reconhecimento e de recuperação de custos, acompanhamento da produção e cálculos dos Excedentes de Óleo da União e da comercialização, exigidos legalmente.

Ao longo do ano, foram realizadas melhorias no SGPP, permitindo, por exemplo, a elaboração do relatório de Excedente em Óleo da União para contratos com mais de um campo, o que até então não era possível. Tais melhorias têm impacto direto nos processos de gestão dos contratos e de comercialização das parcelas da União. O sistema também passou a fazer reconhecimento de custos de jazidas compartilhadas, nas quais a União possui parcela de excedente em óleo por meio de um contrato de partilha de produção e, em paralelo, participação em um acordo de individualização da produção.

Em uma ação com o objetivo de ampliar a transparência da empresa, foi desenvolvido um Painel Interativo por meio do software Power BI. A ferramenta permitiu à empresa inovar em seu papel institucional, apresentando, de forma transparente, organizada, objetiva e customizável - de acordo com a busca do usuário - dados de produção, arrecadação e projeções futuras.

Os próximos passos incluem adoção de novas funcionalidades no SGPP, iniciativas para a ampliação da segurança da informação, ampliação do uso de nuvem, adoção de novas ferramentas de suporte ao trabalho remoto e implantação de um sistema de Gestão de Documentos.

A figura ao lado demonstra a evolução da transformação digital na empresa.



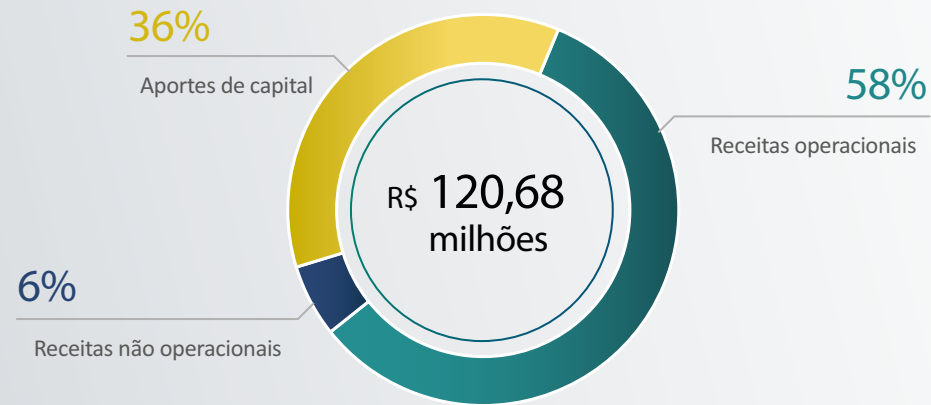
Plano de Continuidade dos Negócios

Iniciamos em 2021 a elaboração do nosso Plano de Continuidade de Negócios, que visa assegurar a continuação das nossas atividades, em caso de paralisação decorrente de sinistro de um ou mais processos considerados críticos.

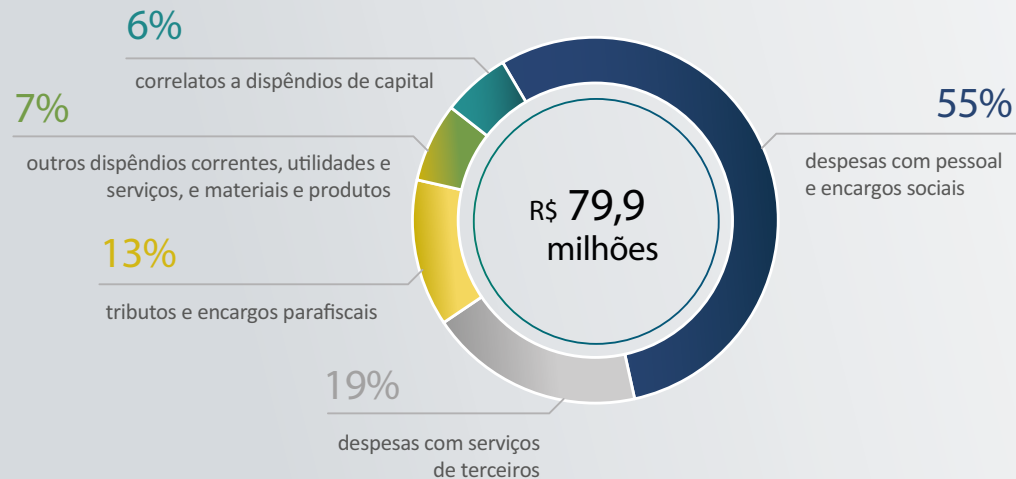
O desenvolvimento do Plano de Continuidade de Negócios é baseado na avaliação dos processos críticos estabelecidos pela Administração, compreendendo as suas principais etapas: análise de riscos do negócio; análise de riscos de Tecnologia da Informação; análise de Impacto nos Negócios; e estratégia de recuperação. Como parte desse trabalho, estamos realizando todas as análises críticas, estabelecendo fluxos de atendimento ao plano e definindo responsabilidades e escopo de atuação para os colaboradores em sua execução do plano. O trabalho será concluído no segundo semestre de 2022.

GESTÃO ORÇAMENTÁRIA E FINANCEIRA

O Programa de Dispêndios Globais (PDG) de 2021 foi aprovado pelo Decreto 10.560 de dezembro de 2020, onde foram realizadas 79% das fontes de recursos planejadas, perfazendo o total de R\$ 120,7 milhões. Desse total, 58% foram relativos a receitas operacionais; 36%, a aportes de capital do controlador, e 6%, a receitas não operacionais.



No que tange aos usos de recursos, foram realizados 76% dos usos de recursos planejados, perfazendo R\$ 79,9 milhões. Desse total, 13% corresponderam a tributos e encargos parafiscais, 55%, a despesas com pessoal e encargos sociais, 6%, a dispêndios de capital e 19%, a despesas com serviços de terceiros. Outros 7% responderam pelas rubricas de outros dispêndios correntes, utilidades e serviços, e materiais e produtos.



No ano de 2021, a receita operacional bruta foi menor em 59% quando comparada ao ano de 2020. No ano de 2020, a empresa teve receitas com parcela dos bônus de assinatura, o que não aconteceu em 2021 e explica essa redução. Para o ano de 2022, constam no PDG receitas com bônus de assinatura em R\$ 14,6 milhões.

No ano de 2021, realizamos 81% do previsto referente às nossas despesas operacionais. Esse índice foi justificado pela pandemia, quando algumas despesas foram postergadas ou canceladas.

Também em virtude da pandemia, os investimentos programados em imobilizado se reduziram em 2021, sendo revistos para o ano de 2022.

GESTÃO DE CUSTOS

Atualmente, nosso sistema de apropriação de custos está estruturado de forma setorial, classificado em centros de custos, em atendimento às exigências do art. 50, § 3º, da Lei Complementar nº 101/2000 e da Portaria STN nº 157/2011. Neste contexto, em 2021 o sistema de apropriação de custos foi composto por 25 centros de custos.

O sistema de apropriação de custos tem como propósito contribuir para a mensuração, o controle e a avaliação dos gastos. Além disso, o seu objetivo é alavancar a avaliação da qualidade do gasto público, sendo mecanismo de apoio à tomada de decisão, permitindo também análises setoriais dos custos. No caso da nossa empresa, os gastos apropriados pelas áreas finalísticas são classificados como custos dos serviços prestados. Já os gastos apropriados pelas áreas de suporte, ou demais áreas, são classificados como despesas operacionais.

GESTÃO PATRIMONIAL

Em 2021, investimos um total de R\$ 2.744.748,19 em aquisições de licenças de softwares. Outros investimentos programados no imobilizado foram postergados para 2022 em virtude das incertezas causadas pela pandemia. Não houve baixa ou mudança de algum item do ativo imobilizado.

Nossa empresa não possui imóveis próprios e ocupa, desde 2014, um andar no Edifício RB1, localizado na Avenida Rio Branco, nº 1, no centro da cidade do Rio de Janeiro. O imóvel está alugado junto à JC Investimentos Ltda.

Em nossa filial de São Paulo, temos alugado, desde 2018, um espaço físico independente exclusivo junto à *Open Offices* Escritórios Compartilhados Ltda. Já em relação à nossa sede em Brasília, desde 2017 temos alugado, junto à empresa AHF Sistemas de Informática Ltda., um espaço físico e serviços administrativos.

No contexto do monitoramento do processo de gestão patrimonial, possuímos um controle informatizado de todos os itens de imobilizado, que são, atualmente, representados, majoritariamente, por equipamentos de TI, aquisição de móveis e utensílios e benfeitorias de infraestrutura efetuadas ao final de 2019 e início de 2020 no escritório central do Rio de Janeiro.

GESTÃO DA SUSTENTABILIDADE

Estamos instalados no Edifício RB1, no Centro do Rio de Janeiro, e nos comprometemos, sistematicamente, com as iniciativas da administração do prédio. Recentemente, o sistema de climatização do RB1 foi renovado, utilizando a metodologia VRF (Fluxo de Refrigerante Variável), que traz um conceito mais moderno, com redução de danos ao meio ambiente, graças a um mecanismo de filtragem fina que possibilita maior controle da qualidade do ar, operando com máxima economia em carga total ou parcial.

O condomínio também implementa coleta seletiva desde 2010, em conformidade com a Política Nacional de Resíduos Sólidos e, nos anos subsequentes, em atendimento aos pré-requisitos da certificação ISO 14001, que orienta a implementação de sistemas de gestão ambiental nas organizações.

Internamente, nossa atuação na área de Licitações e Contratos observa os parâmetros do Decreto 7.746/2012, que estabelece critérios, práticas e diretrizes para a promoção do desenvolvimento nacional sustentável nas contratações realizadas pela administração pública federal. Os fornecedores são obrigados a cumprir cláusulas específicas referentes à proteção ambiental, tais como: uso de produtos biodegradáveis; equipamentos que apresentem eficiência energética; redução de consumo e de desperdícios; e menor poluição.

Na gestão dos contratos de partilha de produção, estamos trabalhando para auxiliar a indústria de óleo e gás a ser mais sustentável. Como gestores, já acompanhamos regularmente esse tema nos subcomitês técnicos dos contratos de partilha de produção e, em novembro passado, incluímos o debate em nosso 4º Fórum Técnico. Decidimos, durante a elaboração de nosso Planejamento Estratégico para o ciclo 22-26, que deveríamos incluir uma iniciativa para nos aprofundarmos nessa questão. Para isso, instituímos o Comitê Permanente para Estudos de Redução de Emissões e Captura de Carbono, liderado por nosso Assessor de Planejamento Estratégico e que conta com a participação de outros cinco técnicos.

A iniciativa tem como objetivo identificar e avaliar tecnologias na redução de emissões e captura de carbono, além de fatores e processos de mudanças climáticas para estabelecer subsídios para a implantação de políticas de atuação para nossa empresa, em conjunto com parceiros industriais. Queremos discutir o tema de perto com as operadoras, avaliar as tecnologias que estão sendo adotadas e as que estão em estudo, e aprofundar o conhecimento sobre as boas práticas adotadas.

GESTÃO DE LICITAÇÕES E CONTRATAÇÕES

Em 2021, foram realizadas 32 contratações, envolvendo um valor aproximado de R\$ 10 milhões. Entre as contratações mais significativas, destacamos a prestação de serviços de Contabilidade e Folha de Pagamento (R\$ 3,7 milhões); a prestação de serviços de Agência de Comunicação (R\$ 800 mil); a contratação de consultoria para a adequação da PPSA à Lei Geral de Proteção de Dados -LGPD (R\$ 50 mil); a rescisão contratual original e a conseqüente contratação do remanescente da prestação de serviços Gerais de Apoio e Suporte Administrativo (R\$ 1,1 milhão), além de várias contratações visando preparar o escritório central para a retomada das atividades presenciais no segundo semestre de 2021, tendo em vista que as medidas públicas de vacinação da população para enfrentamento da pandemia da Covid-19 assim o permitiram.

Cabe destacar, também, a contratação da prestação de serviços técnicos da B3 (operadora da bolsa brasileira), no valor de R\$ 850 mil, para a consultoria na elaboração do Edital de Leilão de venda de Petróleo da União em quatro poços da área do Pré-sal, publicado em 26 de outubro de 2021, e a realização do Leilão de Petróleo da União, na sede da B3, em 26 de novembro de 2021.

A maior parte dos nossos processos é feita por licitação, por meio do sistema de Compras Governamentais, do Governo Federal. Para participar das licitações, todos os fornecedores devem garantir que não empregam menores de 18 anos em trabalho noturno, perigoso ou insalubre; não trabalham com menores de 16 anos, exceto na condição de aprendiz, a partir de 14 anos; não possuem em sua cadeia produtiva empregados executando trabalhos degradantes, forçados ou escravos; e cumprem a legislação sobre pessoas com deficiências físicas (acessibilidade).

Nossa atuação observa os parâmetros do Decreto 7.746/2012, que estabelece critérios, práticas e diretrizes para a promoção do desenvolvimento nacional sustentável, nas contratações realizadas pela administração pública federal. Os fornecedores são obrigados a cumprir cláusulas específicas referentes à proteção ambiental, tais como: uso de produtos biodegradáveis; equipamentos que apresentem eficiência energética; redução de consumo, de desperdícios; e menor poluição. Todas as licitações abertas ou já realizadas podem ser encontradas em nosso site, acompanhadas da documentação relativa ao certame.

A figura abaixo demonstra a evolução das contratações desde 2014:

MAIORES CONTRATAÇÕES EM VALOR	
ITEM	R\$
Prestação de serviços de Contabilidade e Folha de Pagamento	3,7 milhões
Rescisão contratual original e a consequente contratação do remanescente da prestação de serviços Gerais de Apoio e Suporte Administrativo	1,1 milhão
Prestação de serviços técnicos da B3 (operadora da bolsa brasileira) para consultoria e realização do 3º Leilão de Petróleo da União	850 mil
Prestação de serviços de Agência de Comunicação	800 mil

QUANTIDADE DE CONTRATOS CELEBRADOS

ANO	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
TOTAL LICITAÇÕES	11	3	8	11	25	72	32	32

MONTANTE DE CONTRATAÇÕES

ANO	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
TOTAL LICITAÇÕES	R\$ 15,6 MILHÕES	R\$ 562,4 MIL	R\$ 3,48 MILHÕES	R\$ 1,18 MILHÃO	R\$ 35,5 MILHÕES	R\$ 49,5 MILHÕES	R\$ 50 MILHÕES	R\$ 10 MILHÕES



SAIBA MAIS

[Acesse a nossa página de Licitações e Contratos](#)

[Acesse o nosso Regulamento Interno de Licitações e Contratos](#)



PERSPECTIVAS

Plano Estratégico 2022-2026

Plano Anual de Negócios

Estimativa de Resultados nos Contratos de Partilha de Produção

PLANO ESTRATÉGICO 2022-2026

A construção do Plano Estratégico 2022-2026 teve o envolvimento direto da Diretoria Executiva e demais gestores da companhia em todas as etapas de sua elaboração. O processo tomou por base a observância da missão, da visão e dos valores da companhia e a análise do cenário econômico e energético para os próximos anos, dos normativos legais e do contexto atual e futuro da empresa, priorizando as estimativas de produção de petróleo e gás natural dos contratos de partilha de produção e a parcela projetada para a União, além de nossas ambições para os próximos cinco anos.

CENÁRIO AVALIADO PARA O PERÍODO 2022-2026

- ✓ 18 contratos de partilha de produção em carteira (inclusão de Sépia e Atapu e exclusão de Peroba, em processo de devolução à ANP);
- ✓ Possibilidade de realização da Oferta Permanente de 11 blocos exploratórios;
- ✓ Representação da União em até 20 acordos de individualização da produção, sendo 9 já assinados e 11 em avaliação;
- ✓ Produção crescente ao longo do quinquênio. Em 2026, a produção estimada de petróleo para a União, somente em regime de partilha, deverá atingir 285 mil barris por dia, conforme estudo apresentado em nosso 4º Fórum Técnico Pré-Sal Petróleo e atualizado após o leilão de Sépia e Atapu;
- ✓ Receita estimada para a União de US\$ 15,2 bilhões no próximo quinquênio com a comercialização, sob nossa gestão, do excedente em óleo previsto para a União.

AMBIÇÕES PARA O PERÍODO 2022-2026

- ✓ Simplificação de diversos processos internos à PPSA;
- ✓ Estruturação da Carteira de Projetos de Desenvolvimento da Produção; Comercialização crescente de petróleo e gás da União ao longo dos próximos anos;
- ✓ Identificação de alternativas para a logística da comercialização; Representação crescente da União em Acordos de Individualização da Produção;
- ✓ Transformação digital da empresa;
- ✓ Planejamento dos recursos necessários para desenvolver a estruturação da empresa;
- ✓ Gestão do conhecimento para a perpetuidade das competências técnicas e gerenciais;
- ✓ Sustentabilidade financeira de longo prazo;
- ✓ Processos ágeis e eficientes;
- ✓ Melhoria contínua da transparência e da comunicação;
- ✓ Aderência às melhores práticas de governança e integridade;
- ✓ Fomento de ações de redução de emissão de carbono; e
- ✓ Gestão Tecnológica e da carteira de projetos.

Com base nas discussões, o grupo definiu cinco diretrizes estratégicas para o ciclo 2022-2026, cada uma delas com objetivos estratégicos que, por sua vez, se desdobram em iniciativas. Quatro delas já existiam anteriormente e foram atualizadas para atender o novo momento da empresa. A quinta diretriz foi criada para fomentar a aplicação de soluções técnicas e de inovações nos projetos de exploração e produção, visando a melhorias dos resultados dos contratos de partilha de produção. Prevê também sistematizar a gestão tecnológica na empresa.

Diretriz 1

Aprimorar os processos técnicos e de gestão de contratos de E&P (CPPS e AIPs)

Estruturar carteira de projetos

Estruturar processos de gestão técnica para a fase de produção dos contratos de partilha

Simplificar processos ligados à gestão dos CPPs e AIPs

Diretriz 2

Otimizar o processo de comercialização de petróleo e gás

Definir modelo de Comercialização de petróleo

Reduzir dependência de sistema de posicionamento dinâmico de offloading

Identificar novos modelos para a comercialização do gás natural

Diretriz 3

Consolidar a estruturação da empresa e promover a transformação digital

Estruturar a empresa quanto aos recursos humanos e financeiros

Implantar a Transformação Digital da Pré-Sal Petróleo

Ampliar a Comunicação da Empresa junto aos Públicos de Interesse

Diretriz 4

Promover a Gestão do Conhecimento

Preservar as competências técnicas e gerenciais da PPSA

Promover a retenção do conhecimento já acumulado na PPSA

Implantar a gestão do conhecimento na PPSA com foco na capacitação de novos funcionários

Diretriz 5

Fomentar a aplicação de soluções técnicas e inovações nos projetos de E&P

Identificar oportunidades de melhorias dos resultados dos contratos de partilha através de novas tecnologias ou melhores práticas

Sistematizar a Gestão Tecnológica na PPSA

PLANO ANUAL DE NEGÓCIOS

O foco do Plano Anual de Negócios (PAN) é identificar a necessidade de investimento em pessoal, *software*, *hardware* e infraestrutura. O Plano serve de insumo para a elaboração do Programa de Dispêndios Globais (PDG) e para o Programa de Dispêndios de Tecnologia da Informação (PDTI), podendo ainda fornecer o quantitativo de pessoal a ser considerado para realização de processo seletivo público.

Entre as principais premissas consideradas para a realização do PAN 2022 estão os cronogramas de investimentos e contratações previstos nas Iniciativas Estratégicas; o portfólio de contratos da empresa para 2022; a análise da continuidade dos contratos atuais de prestação de serviços técnicos para o próximo ano; e a não realização de concurso público em 2022, levando à necessidade de contratação de, ao menos, seis novos profissionais para cargos comissionados.

Com base no cenário analisado, foram estabelecidas as metas de topo, que fornecem uma orientação mais explícita sobre os principais objetivos de curto prazo da companhia. São métricas que se desdobram por toda a estrutura organizacional, do topo até a base, para garantir que as ações individuais estejam alinhadas com os principais compromissos do Plano.

O PAN apresenta como métrica de topo para 2022 arrecadar R\$ 2,56 bilhões para a União, por meio da comercialização dos volumes de produção de óleo e gás planejados para o ano, tendo como base o preço do petróleo de US\$ 58/bbl e taxa de câmbio de R\$ 5,50/USD. Em termos de volume, a previsão é de comercialização de 8 milhões de barris de óleo e 43,4 milhões de metros cúbicos de gás natural.

A tabela abaixo apresenta as metas e os indicadores definidos para 2022.

INDICADOR	META 2022	SINAL
Indicador de realização de Receita para a União	100%	+
Indicador de Realização de Despesa	95%	-
Atendimento de ballots e Afes no prazo	90%	+
Indicador de cumprimento da Comercialização de óleo	100%	+
Índice de Realização do Planejamento Estratégico corporativo	93%	+

O sinal será positivo (+) quando o indicador for do tipo "maior-melhor" e negativo (-) caso contrário

ESTIMATIVA DE RESULTADOS NOS CONTRATOS DE PARTILHA DE PRODUÇÃO

Anualmente, apresentamos em nosso Fórum Técnico o estudo “Estimativa de Resultados nos Contratos de Partilha de Produção”, traçando cenários para os próximos dez anos, referentes à produção total, à parcela de direito da União, à expectativa de arrecadação para os cofres públicos e aos investimentos esperados para a indústria. Elaborado pela Assessoria de Planejamento Estratégico, as projeções foram realizadas por meio do Modelo Econômico de Exploração e Produção de Petróleo e Gás, desenvolvido na PPSA, estimadas em dólar, utilizando o cenário de referência de preços de petróleo da Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

Em novembro de 2021, a primeira versão do estudo foi lançada, considerando o cenário de 17 contratos em regime de partilha de produção e tomando por base as alíquotas mínimas estabelecidas para Ségia e Atapu no edital da Segunda Rodada de Volumes Excedentes da Cessão Onerosa. Com o resultado do leilão, que definiu percentuais de excedente em óleo para a União de 37,43% para Ségia e 31,68% para Atapu, equivalentes a ágio de 149,20% e 437,86%, respectivamente, nos percentuais de excedente em óleo, fez-se necessária uma revisão do estudo.

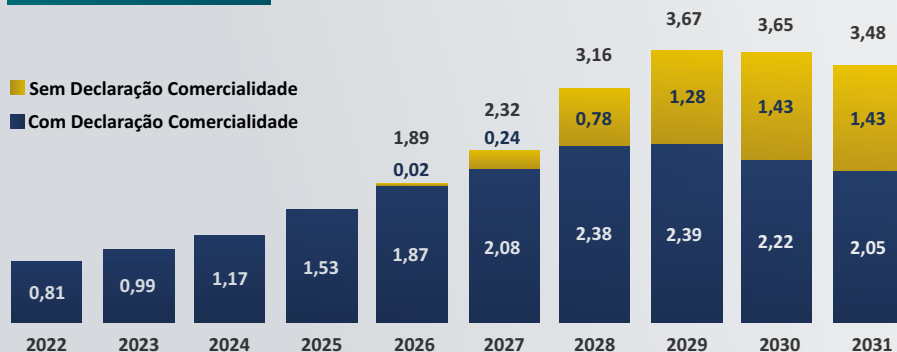
Este resultado, fruto também de nossa atuação para redução de incertezas do leilão, deverá resultar em um acréscimo de quase US\$ 7 bilhões para os cofres públicos com a comercialização da parcela de petróleo da União, nesses campos, até 2031. Isto porque, com as novas alíquotas, a projeção da parcela total de petróleo a ser destinada para a União nos próximos dez anos foi aumentada de 1,53 bilhão de barris para 1,62 bilhão de barris nos Contratos de Partilha de Produção. Com o acréscimo, a estimativa de arrecadação com a comercialização desse óleo passou de US\$ 115,8 bilhões para US\$ 122,7 bilhões até 2031.

Confira as projeções:

Produção média diária (CPPs)

Ao longo dos próximos dez anos, aproximadamente 70% da produção virá de projetos que já possuem Declaração de Comercialidade.

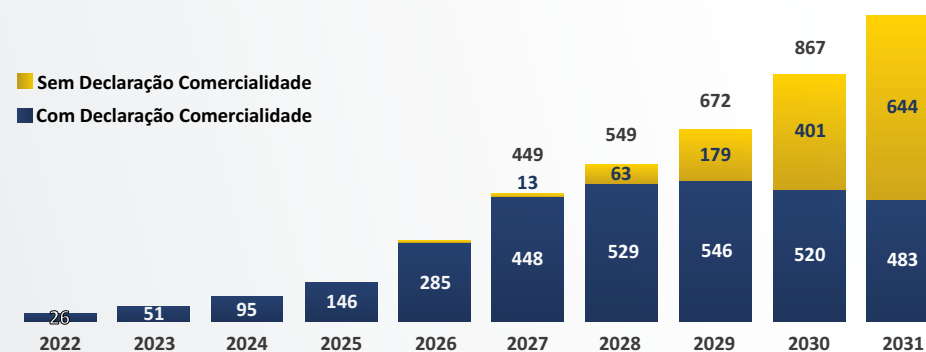
Em milhão de barris por dia



Produção média diária da União

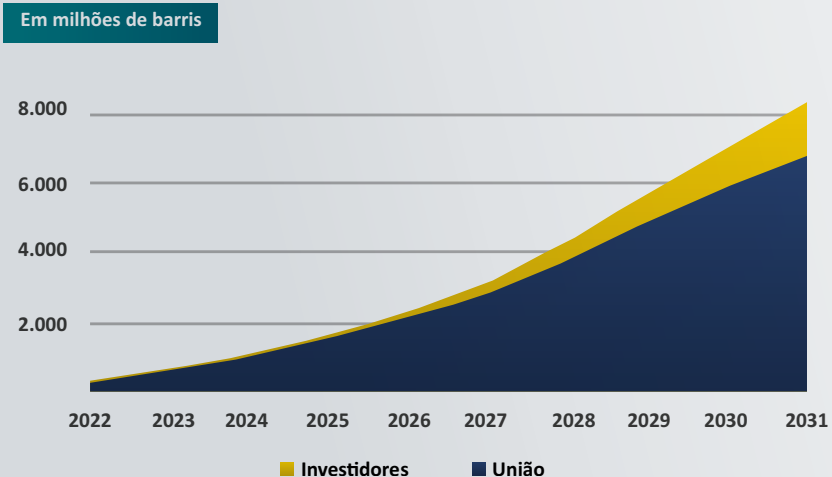
A produção salta de 26 mil barris dia em 2022 para 1,1 milhão de barris dia em 2031.

Em mil barris por dia



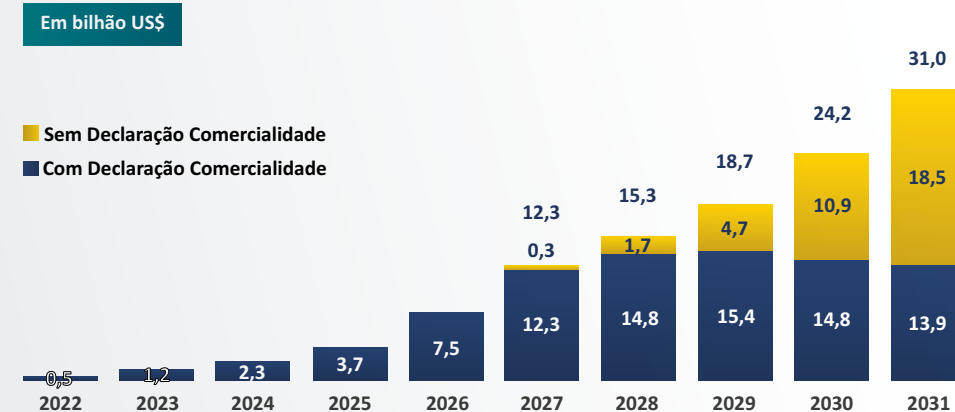
Produção acumulada

Ao longo dos próximos dez anos, os contratos terão uma produção acumulada de 8,2 bilhões de barris de petróleo. Deste total, a parcela acumulada da União será de aproximadamente 1,6 bilhão de barris.



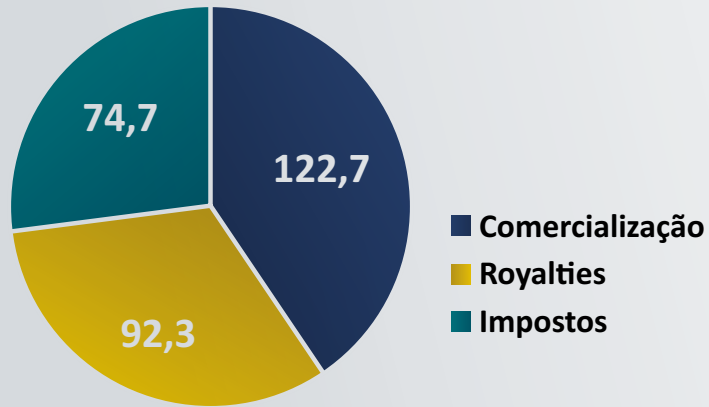
Receita com a comercialização do óleo da União

Considerando a produção de 1,6 bilhão de barris pertencentes à União até 2031, a receita projetada para a União com a comercialização deste volume é de US\$ 122,7 bilhões no período.

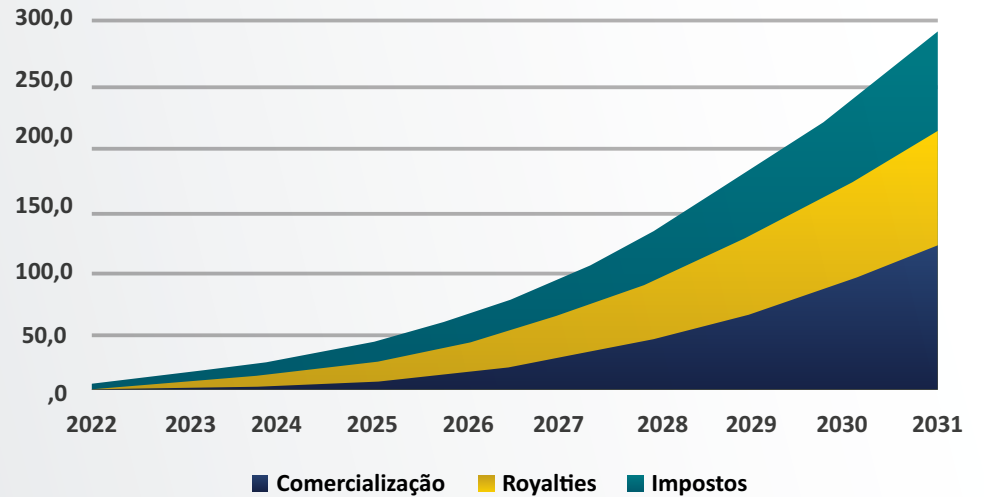


Total de receitas destinadas aos cofres públicos

O total de recursos poderá alcançar cerca de US\$ 289,6 bilhões no período 2022-2031.

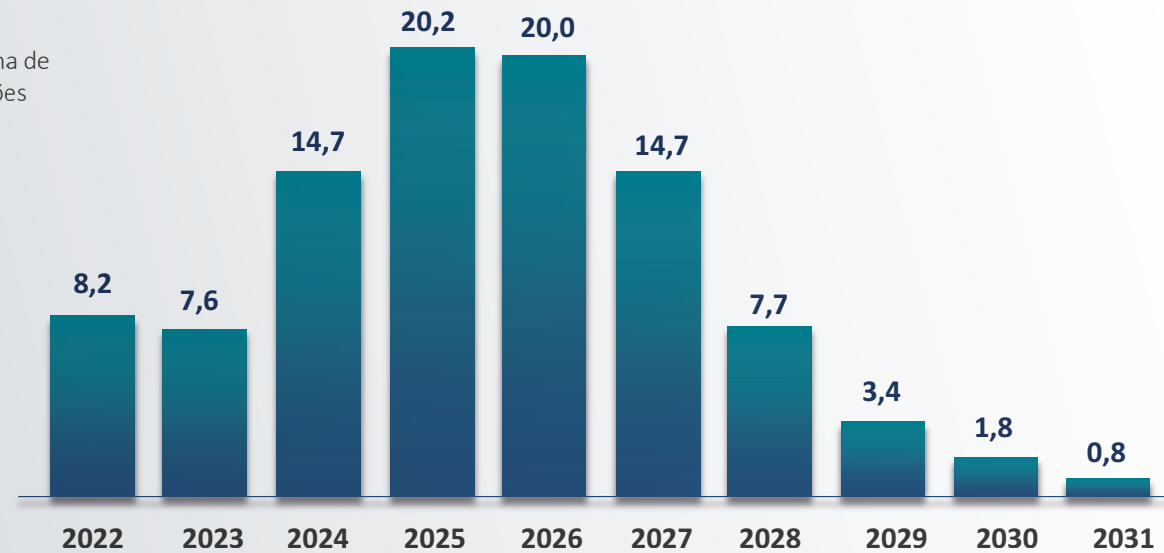


Receita acumulada 22-31 (em bilhão US\$)



Expectativa de investimentos pelos consórcios

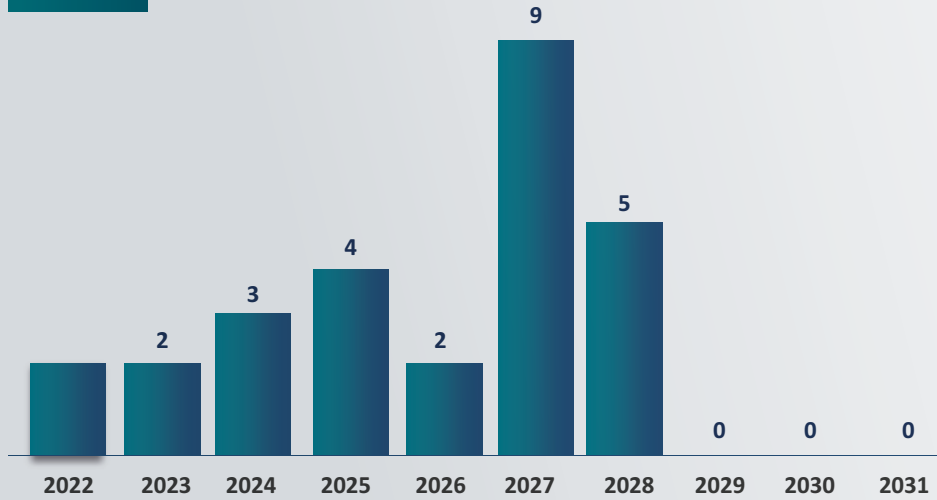
Para desenvolver os contratos de Partilha de Produção, serão investidos US\$ 99 bilhões entre 2022 e 2031, com pico em 2025.



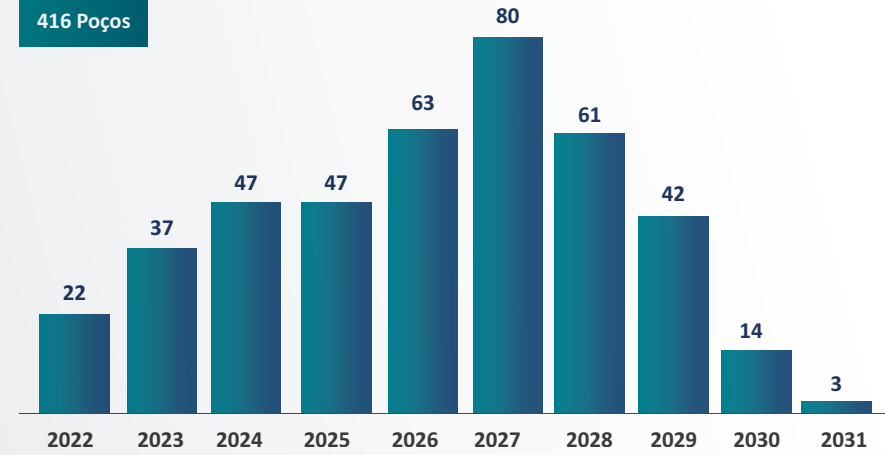
SAIBA MAIS

[Acesse o estudo "Estimativa de Resultados nos Contratos de Partilha de Produção"](#)

27 FPSOs



416 Poços





INFORMAÇÕES ORÇAMENTÁRIAS, FINANCEIRAS E CONTÁBEIS

Custeio

Investimento

Informações financeiras

Principais fatos contábeis

CUSTEIO

Os recursos para custeio das atribuições legais da PPSA advêm do Contrato de Remuneração com o Ministério de Minas e Energia (MME), que prevê a remuneração dos serviços prestados à União na gestão dos contratos de partilha de produção, na representação da União nos procedimentos de individualização da produção de petróleo e gás natural e nos acordos decorrentes da gestão dos contratos para a comercialização de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos da União conforme previstos em lei.

Como condição para o faturamento, elaboramos o Relatório Mensal de Remuneração com todas as informações sobre os contratos sob gestão da empresa, até o quinto dia útil do mês subsequente, para que o MME efetue a conferência e libere o aceite dos serviços.

O primeiro Contrato de Remuneração foi assinado em 30 de novembro de 2015, tendo sido aditado para inclusão do CNPJ do escritório central no Rio de Janeiro e, mais recentemente, para estender a vigência até 30 de junho de 2021. Neste contrato, a remuneração pela gestão e pela representação da União nos contratos era proporcional ao número de contratos, à dimensão dos blocos, à quantidade de módulos da etapa de desenvolvimento e à vazão de fluidos produzidos, de acordo com as fases e as etapas de cada um deles.

A negociação do novo contrato foi concluída ainda em 2020 e teve como princípio uma nova metodologia de medição acordada com o MME, a fim de garantir um critério mais objetivo. O conceito desenvolvido consiste em atribuir tarifas às diferentes fases de um contrato de partilha ou acordo de individualização de produção, com fatores multiplicadores por área do bloco, quando em fase de exploração, e por módulos de produção, quando em fase de desenvolvimento de produção, trazendo uma renovação e ajustando o novo contrato à realidade da empresa. O novo contrato foi celebrado com duração de seis meses, sendo aditado por igual período e, por fim, renovado por 12 meses em dezembro de 2021.

INVESTIMENTO

Os recursos para manutenção e ampliação das atividades oriundas das atribuições legais da companhia advêm dos aportes de capital da União (acionista única) e dos valores correspondentes às parcelas dos bônus de assinatura destinados à companhia, nos termos da parte final do inciso I do art. 7º da Lei nº 12.304/2010. Durante o ano de 2021, não tivemos receitas referentes a bônus de assinatura.

Em 2021, investimos R\$ 2,7 milhões em softwares especialistas de geociências (geologia e geofísica) e de simulação de reservatórios, para suporte às atividades técnicas da companhia.

INFORMAÇÕES FINANCEIRAS

Em 2021, encerramos o exercício com R\$ 125,7 milhões em caixa e equivalentes de caixa, o que representou uma redução de 16% em comparação a 2020, sendo esta rubrica representativa de 94% do total do ativo circulante. No mesmo período, apresentamos receita bruta de serviços pela gestão de contratos e representação da União de R\$ 70,3 milhões. Esse total representa uma redução de 2,3%, comparativamente ao exercício de 2020, quando a receita bruta pela gestão de contratos e representação da União foi de mais de R\$ 72 milhões. Em 2021, diferente do ano de 2020, não tivemos receitas com bônus de assinatura.

PRINCIPAIS FATOS CONTÁBEIS

Aplicamos, a partir de janeiro de 2019, o CPC 06 (R2), que introduz um único modelo de arrendamento, substituindo o conceito de classificação entre arrendamento mercantil operacional e financeiro. O principal objetivo é definir se existe um arrendamento nos contratos ou se o contrato é uma prestação de serviço. Após essa definição, se um contrato contiver um arrendamento, este deverá ser contabilizado no ativo, a ser depreciado, e no passivo, com apropriação de encargos financeiros. Em 1º de janeiro de 2019, reconhecemos o valor presente de R\$ 7,8 milhões em direito de uso dos arrendamentos mercantis no ativo e no passivo, em virtude de a mensuração dos ativos de direito de uso ser equivalente ao passivo de arrendamento. Tais mudanças não impactaram o patrimônio líquido.

Os ativos de direito de uso, apresentados no ativo não circulante, representam, principalmente, os seguintes ativos subjacentes: aluguel de espaço físico (matriz e escritório central) e de equipamentos de informática. Os passivos de arrendamento mercantil estão sendo apresentados no curto e no longo prazos, em linha própria, nas demonstrações financeiras da companhia.

Durante o exercício de 2021, a demonstração de fluxo de caixa foi impactada por uma mudança dos recursos líquidos aplicados nas atividades de financiamento de R\$ 2 milhões. A taxa de juros dos passivos de arrendamento na adoção inicial foi de 7,57% a.a. A adoção desse pronunciamento não ocasionou alterações nas práticas de negócio da empresa e não houve a necessidade de renegociação de cláusulas existentes nos contratos enquadrados.

Em 2020, foram assinados contratos de aquisição de softwares com os fornecedores internacionais *RFD Rock Flow Dynamics Inc.* e *Geoquest Systems B.V.* O *software* fornecido pela *RFD Rock Flow Dynamics Inc.*, voltado para a simulação de reservatórios e de análise de incertezas integradas, e o *software* *Petrel*, fornecido pela *Geoquest Systems B.V.*, foram contratados na modalidade de processamento em nuvem, denominado *Delfi*, voltado para modelagem geológica e geofísica de reservatórios. Durante o ano de 2021, o total de pagamentos a esses fornecedores totalizou R\$ 7,1 milhões.

Avaliação dos custos operacionais e resultados financeiros e não financeiros da PPSA

A companhia acumulou R\$ 7 milhões em receitas financeiras e aumentou capital em R\$ 43,3 milhões oriundos da conta de reserva de retenção de lucros. O capital social, no valor total de R\$ 93,3 milhões e subscritos pelo acionista controlador, encontra-se 100% integralizado. O total de custos dos serviços prestados e despesas operacionais em 2021 foi de R\$ 68,4 milhões. Em razão do prejuízo fiscal, a companhia não apurou Imposto de Renda (IRPJ) e a Contribuição Social sobre Lucro (CSLL).

Normas legais e técnicas adotadas nas atividades orçamentárias, financeiras e contábeis

As demonstrações contábeis foram preparadas de acordo com as práticas contábeis definidas nos pronunciamentos emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC) e aprovadas pelo Conselho Federal de Contabilidade (CFC). A data de aprovação dessas demonstrações, para fins das normas de auditoria, é a primeira em que as pessoas com autoridade reconhecida determinam que todos os quadros que compõem tais demonstrações, incluindo as notas explicativas, foram elaborados e que essas pessoas (com autoridade reconhecida) assumiram a responsabilidade por essas demonstrações contábeis.

Em conformidade com a competência prevista no artigo 22, letra “d” do Regimento Interno, a Gerência de Controle e Finanças (GCF) aprovou as demonstrações contábeis, com informações comparativas ao período anterior, em 15 de fevereiro de 2022. Essas demonstrações foram preparadas com base na continuidade operacional, que pressupõe que a companhia conseguirá cumprir suas obrigações de curto e longo prazos, registradas no balanço. A empresa registrou um prejuízo acumulado de R\$ 6,5 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2021; e, nessa data, o ativo circulante excedia o passivo circulante em R\$ 124,5 milhões.

A administração julga não existir incertezas significativas relacionadas a eventos ou condições que possam levantar dúvidas significativas quanto à sua capacidade de continuidade operacional.

O julgamento significativo realizado pela administração é pautado na consolidação do marco regulatório do Regime de Partilha, com a promulgação da Lei nº 13.679/2018,

que alterou as leis nº 12.304/2010 e 12.351/2010 e dispõe sobre a política de comercialização de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos; e na carteira de contratos de partilha de produção, acordos de individualização da produção e contratos de comercialização de petróleo e gás natural da União, sob gestão da companhia.

A elaboração das demonstrações financeiras é feita a partir de prestador terceirizado de serviços contábeis e fiscais. Esse prestador é o responsável técnico que assina as demonstrações anuais da empresa. Toda movimentação desse tipo, reconciliada diariamente pela Gerência de Controle e Finanças, é enviada semanalmente para o prestador de serviços terceirizado, que processa todos os registros contábeis em seu ERP (Enterprise Resource Planning – Planejamento de Recursos Empresariais).

Para coordenar a atividade de fechamento contábil/fiscal mensal, a Gerência de Controle e Finanças elabora o cronograma de fechamento mensal, que dispõe de prazos para execução de todas as rotinas de fechamento mensal da empresa e envia ao prestador de serviços, de forma a ter um planejamento e controle dos responsáveis e entregáveis, com prazos. Mensalmente, a GCF elabora relatórios para a Diretoria Executiva, o Conselho Fiscal e o Conselho de Administração, e procede à alimentação dos dados contábeis realizados nos sistemas de informação do Ministério do Planejamento (Siest e Siop). A proposta de destinação de resultados está vinculada à nossa Política de Distribuição de Dividendos, que reflete as disposições constantes no Estatuto Social da empresa e na Lei nº 6.404/76 (Lei das Sociedades por Ações).

A Gerência de Controle e Finanças é composta por um gerente, uma assessora especial de Tesouraria e uma assessora especial de Contabilidade. As competências estão descritas no artigo 22 do nosso Regimento Interno.

Operações da companhia

Em 2021, seguimos mantendo uma estrutura enxuta de custos e rigor na gestão dos recursos financeiros. A receita bruta de serviços pela gestão de contratos e representação da União totalizou R\$ 70 milhões, gerando R\$ 10 milhões em impostos diretos: PIS, Cofins e ISS. Nesse período, acumulamos R\$ 4,1 milhões em receitas de aplicações financeiras e, em 14 de outubro de 2021, efetuamos o pagamento de dividendos de R\$ 13,3 milhões à União, referentes ao ano de 2020.

A média mensal de faturamento bruto pelos serviços de gestão foi de R\$ 5,8 milhões. A empresa acumulou R\$ 1,5 milhão em receitas financeiras líquidas, encerrando o exercício social de 2021 com R\$ 125,7 milhões em caixa. O capital social, no valor total de R\$ 93,3 milhões e subscritos pelo acionista controlador, encontra-se 100% integralizado.

Custos

O total de custos dos serviços prestados e despesas operacionais em 2021 foi de R\$ 68,4 milhões, o que representou um incremento de 3,55% em relação ao exercício de 2020. Os custos e despesas de 2021 e 2020 ficaram similares, tendo pequena variação positiva nos valores de serviços prestados. Em razão do fechamento do ano em prejuízo contábil e fiscal, não apuramos Imposto de Renda e Contribuição Social.

Aplicamos nossa disponibilidade financeira no Banco do Brasil em fundo de investimento de renda fixa, cuja composição, em sua totalidade, é de títulos públicos e operações compromissadas com lastro em títulos públicos. Em 2021, nossos investimentos tiveram 2,64% de rentabilidade acumulada, gerando uma receita de aplicações financeiras de R\$ 4,1 milhões.

Receitas para a União

Arrecadamos R\$ 1.223,48 milhão para a União em 2021, correspondente à comercialização de petróleo e gás da União sob gestão da companhia. O resultado da comercialização, quando comparado ao de 2020, é superior em 95%. Sendo comparado a 2019, é superior em 161% e, se comparado ao de 2018, quando a empresa iniciou essa atividade, é superior em 305%.

A tabela abaixo demonstra os valores arrecadados por campo.

RÓTULOS DE LINHA	VALOR
MERO-ÓLEO	476.251.030,62
SAPINHOÁ-ÓLEO	742.036.165,22
BÚZIOS-GÁS	63.654,81
SAPINHOÁ-GÁS	4.088.826,97
TARTARUGA VERDE-GÁS	8.281,29
TUPI (LULA)-GÁS	1.027.908,90
TOTAL GERAL	1.223.475.867,81



SAIBA MAIS

[Acesse as Demonstrações Contábeis](#)

PPSA EM NÚMEROS

17
contratos de partilha
de produção
sob gestão da PPSA



Área de Desenvolvimento de Mero (Libra)*, Entorno de Sapinhoá**, Sudoeste de Tartaruga Verde** e Búzios**

* produção de petróleo | ** produção de petróleo e gás

9 Acordos de
Individualização
da Produção
assinados

11 acordos em
avaliação

Produção em regime
de partilha em 2021

ÓLEO

62 milhões de barris (produção total)

3,9 milhões de barris de Óleo Lucro da União

0 4 8 12 16 20 24 28 32 36 40

GÁS

187 milhões de m³ de gás natural escoado
para comercialização (produção total)

50 milhões de m³ de Gás Lucro da União

0 30 60 90 120 150

Arrecadação para a
União em 2021

Comercialização



Com a comercialização de 3,5 milhões de barris de petróleo da União do Campo Entorno de Sapinhoá e da Área de Desenvolvimento de Mero (Libra) e de 57,6 milhões de m³ de gás natural da União dos Campos de Búzios, Entorno de Sapinhoá, Tartaruga Verde Sudoeste e Tupi.



www.presalpetroleo.gov.br