

REPÚBLICA FEDERATIVA DO BRASIL
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA



**RELATÓRIO SEMESTRAL DE ATIVIDADES
RELACIONADAS AOS CONTRATOS DE
PARTILHA DE PRODUÇÃO PARA EXPLORAÇÃO
E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL**

2º Semestre de 2024



RELATÓRIO SEGUNDO SEMESTRE 2024

Sumário

1. Resumo executivo	2
2. Atividades realizadas	5
2.1 Contratos de Partilha de Produção.....	5
2.2 Acordos de Individualização da Produção.....	22
2.3 Comercialização de petróleo e gás da União.....	24
3. Organização interna.....	28
3.1 A companhia.....	28
3.2 Gestão de pessoas.....	28
3.3 Governança corporativa.....	29
3.4 Planejamento estratégico.....	30
3.5 Transformação digital.....	33
3.6 Investimento e custeio.....	33
3.7 Participação externa e atendimento à sociedade.....	35
4. Informações econômico-financeiras.....	36
4.1 Realização orçamentária.....	36
4.2 Receitas para a União	36

1. Resumo executivo

Este relatório registra as principais atividades realizadas pela Pré-Sal Petróleo (PPSA) ao longo do segundo semestre de 2024, quando a companhia se encarregou da gestão de contratos de partilha de produção e deu continuidade às atividades de representação da União nos acordos de individualização da produção (AIPs) e de comercialização do petróleo e gás da União.

Destacamos abaixo um resumo das atividades desempenhadas no período:

Principais destaques na gestão dos contratos de partilha de produção:

- Em Mero, o FPSO Duque de Caxias (Mero 3) entrou em produção em outubro. A meta é atingir a capacidade de 180.000 bpd no primeiro semestre de 2025. Já o FPSO Alexandre de Gusmão (Mero 4) deixou o estaleiro na China em dezembro e deve iniciar a produção em meados de 2025. Também foi iniciada a construção do Hi-Sep para ser conectado ao FPSO de Mero 3, visando a demonstração da viabilidade tecnológica, para que possa ser expandido para os demais sistemas de produção de Mero;
- Em Sul do Gato do Mato, as atividades exploratórias do projeto foram concluídas e atualmente as equipes estão concentradas na viabilização da descoberta e na eventual declaração de comercialidade do campo. Destaca-se também que está em fase final a



negociação do Acordo de Individualização da Produção (AIP), tendo sido concluídos a definição técnica da jazida compartilhada e a determinação das participações de cada contrato;

- Em Sapinhoá, foi assinado o Termo Aditivo 4 ao AIP de Sapinhoá em função da primeira redeterminação;
- Em Norte de Carcará, foi realizado em outubro a cerimônia de nomeação do FPSO Bacalhau em Singapura. Em dezembro, a embarcação iniciou navegação para o Brasil, com meta do primeiro óleo para o primeiro semestre de 2025;
- Em Alto de Cabo Frio Central, foi realizada auditoria de custo em óleo referente ao ano 2019;
- Em Alto de Cabo Frio Oeste, a devolução total do bloco foi formalmente notificada à ANP;
- Em Titã, foi firmado, em outubro, Acordo de Confidencialidade da PPSA com ExxonMobil, Petrobras e QatarEnergy para identificação de oportunidades em Gás Natural no contrato de partilha de Titã e nos Contratos de Concessões S-M-536_R15, S-M-647_R15, C-M-753_R15 e C-M-789_R15;
- Em Pau Brasil, foi finalizada a perfuração do poço pioneiro;
- Em Tartaruga Verde Sudoeste, foi realizada auditoria de custo em óleo referente aos anos 2019 e 2020;
- Em Aram, foi realizado na China, em agosto, o OCM#6, com participação da equipe da PPSA. Na ocasião, houve a aprovação da revisão da Estratégia Exploratória. Em outubro, os parceiros aprovaram o envio de solicitação à ANP para extensão da Fase Exploratória do Bloco em mais 27 meses. Também foram iniciadas em dezembro as perfurações dos poços Tortuga-1 Curaçao-3;
- Em Búzios, o FPSO Almirante Tamandaré chegou na locação. Também foi realizada a interligação do sistema de gás do FPSO Almirante Barroso e início do escoamento em outubro e a auditoria dos gastos relativos ao ano de 2021 - pós ACP;
- Em Atapu, foram comissionadas as unidades para exportação de gás no FPSO (topside), com exportação de gás prevista para o final de janeiro de 2025. Também foi contratada a construção do FPSO P-84 para a Fase II de Atapu;
- Em Água Marinha, foi aprovada a locação para perfuração do primeiro poço exploratório, previsto para iniciar no segundo trimestre de 2025;
- Novos blocos poderão ser contratados na Oferta Permanente de Partilha de Produção (OPP). Em agosto, foi autorizada a licitação dos blocos de Rubi e Granada. Em dezembro, foi aprovada a inclusão dos blocos Cerussita, Aragonita, Rodocrosita, Malaquita, Opala, Quartzo e Calcedônia na OPP; e
- Em dezembro, foi sancionada a Lei 15.075, que admite a transferência de excedentes de Conteúdo Local em valores monetários, devidamente certificados, que excederem os percentuais mínimos nos contratos de exploração e produção de petróleo e gás natural.

Principais destaques na representação da União para a realização de Acordos de Individualização da Produção (AIP):

- No AIP de Tupi/Sul de Tupi, foi dado continuidade ao processo da 1ª Redeterminação;



- No AIP de Caxaréu, os parceiros estão em processo final de fechamento do Aditivo do Acordo de Confidencialidade;
- No AIP de Jubarte, os parceiros estão em fase final de avaliação do documento do AIP e do Plano de Desenvolvimento, que deverão ser submetidos à ANP no primeiro trimestre de 2025; e
- No AIP de Nautilus/Argonauta, a QatarEnergy, um dos consorciados do AIP, está em negociações para a cessão total de sua participação. Caso a operação ocorra, será necessário aditar o AIP.

Principais destaques na comercialização de petróleo e gás da União:

- No segundo semestre de 2024, foram comercializados 18,89 milhões de barris de petróleo e 34,01 milhões de metros cúbicos de gás natural da União. Com esse resultado, no segundo semestre de 2024, a PPSA comercializou um total de R\$ 6,89 bilhões;
- Em julho, foi realizado o 4º Leilão de Petróleo da União, na B3, em 31/07/2024, com excelentes resultados para União. No segundo semestre, também foram realizados cinco processos de venda spot;
- No período foram realizadas negociações com a Petrobras para permitir o acesso da PPSA aos sistemas de escoamento e de processamento de gás natural. Em paralelo, foram negociadas extensões de vigências dos atuais contratos de Sapinhoá, Tupi, Sépia, Atapu, Tartaruga e Brava (Espadim) até 31/12/2025, com possibilidade de saída à critério da PPSA; e
- Foi entregue o estudo sobre refino solicitado pelo CNPE ao Ministério de Minas e Energia.

Governança, gestão de pessoas, tecnologia da informação e participação externa:

- Foram aprovados o Plano de Cargos e Salários e o Plano de Funções e de Transição pelo Ministério da Gestão e Inovação/Secretaria de Coordenação e Governança das Empresas Estatais-SEST em 13/06/2024;
- Foi contratada a banca realizadora do concurso (IDCAP) e elaborado o Edital do 1º Concurso Público;
- Foram realizados treinamentos em Diversidade e Inclusão e em Segurança da Informação para todos os colaboradores e colegiados. Também foram realizados treinamentos sobre Mercado de Carbono e Agenda de Governança e Curso de Conselheiros de Administração para os colegiados;
- Foram reconduzidos o Presidente do Conselho de Administração, Arthur Cerqueira Valerio e os conselheiros Guilherme Santos Mello, Ana Paula de Magalhães Albuquerque Lima, e Roberto Pojo Rego. Também foi realizada eleição para novo membro do Comitê de Auditoria;
- Foram realizadas as ações do Planejamento Estratégico Quinquenal 2024-2028 e aprovado o Planejamento 2025-2029 em dezembro de 2024;
- Na área de Tecnologia da Informação, foi revisado o Plano Diretor de Tecnologia da Informação e Comunicação (PDTIC), ampliada a infraestrutura em nuvem pública Microsoft Azure, contratados serviços especializados em segurança e desenvolvimento



web, e realizados o desenvolvimento de dashboards no Power BI e de melhorias no Sistema de Gestão de Gastos de Partilha de Produção (SGPP);

- Foi contratado pela primeira vez um estande para participação na ROG.e 2024. Na ocasião foram realizadas 12 palestras sobre a empresa. Também foi realizado o Fórum Técnico, com a participação de mais de 300 lideranças do setor. Também foram registradas participações de técnicos da empresa em outros 17 eventos promovidos pela indústria;
- Na Ouvidoria, foram recebidas 25 demandas correlatas à empresa. Não houve denúncias; e
- Foi sancionada a Lei nº 15.075 em 27/12/2024, concedendo à PPSA autonomia financeira para executar atividades relacionadas à gestão de contratos de partilha e comercialização de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos da União. A regulamentação ainda depende do Poder Executivo.

Finanças:

- Arrecadação de R\$ 10.320,54 milhões para a União em 2024.

2. Atividades realizadas

2.1 Contratos de Partilha de Produção

Em 22 de dezembro de 2010, por meio da Lei nº 12.351/2010, foi instituído o novo marco regulatório, dispondo sobre a exploração e produção de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos em regime de partilha de produção em áreas estratégicas do pré-sal. Como gestora dos contratos, a PPSA acompanha e aprova a execução dos projetos nas fases de exploração, avaliação, desenvolvimento e produção, e preside o comitê operacional dos consórcios. Como parte de suas atividades, também monitora, aprova e audita os gastos com custeio e investimento passíveis de recuperação pelos contratados, via volume de petróleo produzido; verifica o cumprimento das exigências do conteúdo nacional no desenvolvimento das jazidas petrolíferas do Polígono do Pré-Sal; e presta as informações necessárias para que a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) exerça suas funções regulatórias.

A seguir, um descritivo das principais atividades realizadas por contrato:

Contrato da 1ª Rodada de Partilha de Produção:

Bloco: Libra

Data da Assinatura do Contrato: 02/12/2013

Contratados: Petrobras (Operador, 40%), Shell (20%), Total (20%), CNODC (10%) e CNOOC (10%)

Excedente em Óleo da União: 41,65%

Atividades realizadas:

- De acordo com as práticas de gestão da PPSA foram realizadas reuniões trimestrais com o Operador e parceiros para acompanhamento e monitoramento do projeto de Libra/Mero;



- Foram aprovados 46 *Ballots* e 05 AFEs (*Authorization for Expenditure*) no segundo semestre de 2023;
- Realizadas regularmente reuniões dos subcomitês de Conteúdo Local, SMS (Segurança, Meio Ambiente e Saúde), Logística, Tecnologia, Operações, Técnico de Exploração e Técnico de Desenvolvimento;
- O FPSO Pioneiro de Libra, manteve uma produção da ordem de 50.000 bpd, em forma de produção antecipada (SPA2), além de continuar obtendo informações importantes de reservatórios e sobre o uso de linhas flexíveis, cujos resultados estão sendo aplicados no desenvolvimento do campo de Mero;
- O FPSO Guanabara (Mero 1), que entrou em produção no dia 30/04/2022, manteve uma produção da ordem de 185.000 bpd, com aproveitamento do gás acima de 99%;
- O FPSO Sepetiba (Mero 2), que entrou em produção no dia 31/12/2023, atingiu a capacidade de produção de 180.000 bpd no 2º semestre e vem mantendo um aproveitamento de gás acima de 99%;
- O FPSO Duque de Caxias (Mero 3) entrou em produção em 30/10/2024 e vem produzindo cerca de 35.000 bpd. A injeção de gás teve início em 29/12/2024. A meta é atingir a capacidade de 180.000 bpd no 1º semestre de 2025;
- O FPSO Alexandre de Gusmão (Mero 4) deixou o estaleiro na China em 16/12/2025 e está navegando para o Brasil. Deverá entrar em produção em meados de 2025 e atingir a capacidade de 180.000 bpd em início de 2026. A produção total de Mero deverá chegar a cerca de 600.000 bpd no primeiro semestre de 2026;
- A produção de petróleo no segundo semestre de 2024 (jun a nov/24) foi de cerca de 61,4 milhões de barris, tendo gerado receitas em favor da União da ordem de R\$ 5,3 bilhões e de cerca de R\$ 3,2 bilhões em pagamento de royalties;
- A produção acumulada de Mero, desde o início das operações em novembro/2017, foi da ordem de R\$ 242,7 milhões de barris, sendo 234,2 milhões na área do CPP de Libra e 8,5 milhões na Área não Contratada. Desses volumes, cerca de 41,2 milhões de barris foram destinados à União (Excedente de Óleo da União);
- As receitas totais geradas para a União desde o início da produção de Mero foram da ordem R\$ 15,8 bilhões e o total de royalties chegou a R\$ 14,1 bilhões;
- Continua a perfuração e completação de poços para o desenvolvimento de Mero, com a utilização da sonda NS-39 (Mykonos);
- Continuam os estudos sísmicos e geológicos da área Central, para conclusão da fase de exploração. Foi concedida pela ANP a prorrogação da Fase de Exploração até 28/05/2027, para concluir estudos geológicos e decidir sobre a perfuração de um poço na área Central, visando uma possível declaração de comercialidade da área;
- Realizado o reconhecimento de custos das remessas de 123 a 128, dentro do prazo previsto no CPP, tendo atingido o nível de reconhecimento da ordem de 97% dos gastos lançados pelo Operador; e
- Foi iniciada a construção do Hi-Sep, pela empresa Technip, para ser conectado ao FPSO de Mero 3, visando a demonstração da viabilidade tecnológica, para que possa ser expandido para os demais sistemas de produção de Mero.

Bloco: Sul de Gato do Mato

Data da Assinatura do Contrato: 31/01/2018

Contratados: Shell (Operador, 50%), Ecopetrol (30%), Total (20%)

Excedente em Óleo da União: 11,53%

Atividades realizadas:

- As atividades exploratórias do projeto foram concluídas e atualmente as equipes estão concentradas em estudos e avaliações, com vistas a viabilização da descoberta e a eventual declaração de comercialidade do campo;
- Entraram em fase final os estudos de engenharia do tipo FEED (*Front-End Engineering Design*) para o FPSO, contratados junto à MODEC, que incluem, entre outros, o desenvolvimento da engenharia básica, do plano de execução e da orçamentação do FPSO;
- Foi emitida a primeira versão do Plano de Desenvolvimento (PD) do campo, incluindo seção sobre gerenciamento do gás natural. A versão final está planejada para ser emitida durante o 1º semestre de 2025;
- De forma complementar aos estudos técnicos já realizados, foi iniciada a negociação de acordos de confidencialidade com as empresas titulares do SIE e SIP para avaliação das disponibilidades e capacidades de escoamento e processamento de eventual exportação de gás natural do projeto;
- Com os resultados do FEED e a conclusão da engenharia básica para os principais sistemas do projeto, foram realizados estudos de mercado e recebidas propostas para o FPSO, o sistema de coleta submarina (*risers, flowlines* e outros equipamentos) e o conjunto de poços;
- A negociação do Acordo de Individualização da Produção (AIP) de Gato do Mato está em fase final, tendo sido concluídos vários dos marcos críticos, como a definição técnica da jazida compartilhada, a determinação das participações de cada contrato, os mecanismos de alocação de custos e volumes e as cláusulas de resolução de conflitos;
- A PPSA segue monitorando e participando, dentro dos limites de sua atuação, do desenvolvimento do projeto, o que inclui a participação em reuniões gerenciais mensais, a participação em reuniões técnicas, conforme a evolução do projeto, e, no âmbito do CPP, a gestão do comitê operacional, a avaliação de ballots e o reconhecimento dos gastos como custo em óleo;
- Foi realizada a primeira auditoria de custo em óleo do CPP de Sul de Gato do Mato, que foi também primeira auditoria realizada em Operador que não seja a Petrobras. A PPSA emitiu o Relatório de Auditoria de Custo em Óleo e segue em curso o período para que o Operador apresente eventuais contrarrazões; e
- Com o recebimento das propostas para os principais sistemas e o atual estágio de desenvolvimento das demais atividades (orçamentação, elaboração do PD, estudos de viabilidade e negociação do AIP), o projeto está pronto para entrar na fase de avaliação final e eventual sanção pelos contratados. O prazo para apresentação da eventual Declaração de Comercialidade é 01/07/2025.

Bloco: Entorno de Sapinhoá



Data da Assinatura do Contrato: 31/01/2018

Contratados: Petrobras (Operador, 45%), Shell (30%), Repsol (25%)

Excedente em Óleo da União: 80%

Atividades realizadas:

- De acordo com as práticas de gestão da PPSA foram realizadas reuniões com o Operador e parceiros para acompanhamento e monitoramento do projeto de Sapinhoá;
- Foram aprovados diversos *Ballots* e AFEs (*Authorization for Expenditure*) no segundo semestre de 2024;
- Foram realizadas regularmente reuniões dos subcomitês Reservatório;
- Os FPSOs CSP e CIB continuaram em produção;
- Assinado o Termo Aditivo 4 ao AIP de Sapinhoá em função da primeira redeterminação;
- Continuam os estudos de sísmica visando um possível projeto complementar em Sapinhoá; e
- Processamento da sísmica OBN em andamento.

Bloco: Norte de Carcará

Data da Assinatura do Contrato: 31/01/2018

Contratados: Equinor (Operador, 40%), Exxon (40%), Petrogal (20%)

Excedente em Óleo da União: 67,12%

Atividades realizadas:

- O AIP de Bacalhau está efetivo a partir de 01/01/2022;
- Concluída a perfuração e a completação do poço PE-4, produtor da Fase 1, com a sonda West Saturn. O poço foi abandonado provisoriamente devido vazamento na cabeça do poço (casing hanger), quando se tentou assentar a ANM. Mais tarde se retornará a este poço para a solução do problema e conclusão das operações;
- Perfurado o top hole do poço WI-5, poço injetor de água, com a sonda West Saturn;
- Perfurado o top hole do poço GIPE-105, poço injetor de gás, com a sonda West Saturn;
- Iniciadas operações de post-completion no poço PE-2, produtor, com a sonda West Saturn;
- Concluída a perfuração do poço PW-104DA, produtor da Fase 1, com a sonda DS-17;
- Concluída operação de reentrada e abandono definitivo do poço 4-SPS-86B com a sonda DS-17;
- Iniciada perfuração do poço WI-5, injetor de água, com a sonda DS-17;
- Em 21/10/24, houve a cerimônia de nomeação (Naming Ceremony) do FPSO Bacalhau em Singapura;
- Em 13/12/24, A ANP aprovou a postergação do Concept Selection da Fase 2 de Bacalhau para 31/12/26 e a meta do Primeiro Óleo de Bacalhau para 31/05/2025; e
- Em 30/12/24, o FPSO Bacalhau iniciou navegação (sailaway) de Singapura para o Brasil.

Bloco: Alto de Cabo Frio Central



Data da Assinatura do Contrato: 31/01/2018

Contratados: Petrobras (Operador, 50%), BP (50%)

Excedente em Óleo da União: 75,8%

Atividades realizadas:

- O bloco segue em fase exploratória, com o prazo limite em abril/2027;
- Foram realizadas reuniões periódicas com o Operador para acompanhamento e monitoramento do projeto, sendo as últimas o *ACFC-11 Drilling Workshop*, em out/2024, e o *ACFC-11 Fluid Sample & DST Strategies* e o *ACFC-11 Geological Model Update*, ambos em set/2024;
- As principais atividades de planejamento e preparação para as atividades de perfuração dos poços ACFC-01 e ACFC-11 foram completadas;
- Em 2024, foram deliberadas 25 proposições do Operador (*ballots*) e 2 autorizações para dispêndios relevantes (*AFEs*), pertinentes à gestão do CPP, ao planejamento geral das atividades exploratórias e à preparação para a campanha de perfuração em 2025. Entre as proposições aprovadas estão os fornecimentos de diesel marítimo e de serviços especiais do Operador; o afretamento de navios, embarcações de apoio e aeronaves; a contratação de serviços de perfuração e completação de poços, de realização de testes e avaliação de formações e de apoio logístico; e o planejamento das atividades para 2025;
- A campanha de perfuração e testes de 2025 está prevista para começar em jan/2025, com o *spud* do poço ACFC-11;
- A PPSA segue monitorando e participando, dentro dos limites de sua atuação, do desenvolvimento do projeto, o que inclui a participação em reuniões gerenciais e workshops técnicos, a gestão do comitê operacional do CPP, a avaliação de *ballots* e o reconhecimento dos gastos como custo em óleo; e
- Foi realizada auditoria de custo em óleo referente ao Ano 2019. A PPSA emitiu o Relatório de Auditoria de Custo em Óleo e segue em curso o período para que o Operador apresente eventuais contrarrazões.

Bloco: Alto de Cabo Frio Oeste

Data da Assinatura do Contrato: 31/01/2018

Contratados: Shell (Operador, 55%), CNOOC Petroleum (20%) e QPI Brasil (25%)

Excedente em Óleo da União: 22,87%

Atividades realizadas:

- Em mai/2024, os contratados do CCP ACFO aprovaram a devolução total do bloco, por falta de viabilidade técnica e econômica para o desenvolvimento da descoberta de Vidigal;
- Em jun/2024, foi realizada reunião com o Operador para validação do conjunto de atividades e do cronograma para a efetivação da devolução da área e o encerramento do contrato;



- Em jul/2024, a devolução total do bloco foi formalmente notificada à ANP, em conjunto com a submissão do Relatório de Descomissionamento de Instalações (RDI), do Formulário de Desativação e Devolução de Áreas - Abandono permanente e do Relatório de Conclusão do Plano de Exploração (RECONPE);
- Ainda em jul/2024, foi realizada reunião com todos os consorciados para revisar o planejamento e esclarecer aspectos para o encerramento das atividades do consorcio;
- Em out/2024, foi aprovado o WP&B 2025, apenas com HH para o encerramento das atividades e dos contratos; e
- Próximo marco relevante (2025): aprovação pela ANP do Relatório de Conclusão do Plano de Exploração.

Bloco: Peroba

Data de Assinatura do Contrato: 31/01/2018

Contratados: Petrobras (Operador, 40%), BP (40%) e CNODC Brasil (20%)

Excedente em Óleo da União: 76,96%

Atividade realizada:

- Acompanhados os relatórios de PIS COFINS após a devolução do Bloco.

Contratos da 4ª Rodada de Partilha

Bloco: Uirapuru

Data da Assinatura do Contrato: 17/12/2018

Contratados: Petrobras (Operador, 30%), Equinor (28%), Exxon (28%) e Petrogal (14%)

Excedente em Óleo da União: 75,49%

Atividades realizadas:

- Operador executando orçamento reduzido para 2024 aprovado pelo Consórcio, após resultados abaixo da expectativa na perfuração do prospecto de Araucária; e
- Em 17/12/24, foi realizado o OCM#7 de Uirapuru, onde o Operador apresentou resultados de novos estudos efetuados no Bloco, trazendo possibilidades de desenvolvimento, a depender da continuação dos estudos.

Bloco: Dois Irmãos

Data de assinatura do contrato: 17/12/2018

Contratados: Petrobras (Operador, 45%), BP (30%), Equinor (25%)

Excedente em Óleo da União: 16,43%

Atividades realizadas:

- Realizados estudos complementares de G&G; e



- Acompanhadas as atividades relativas à devolução do bloco.

Bloco: Três Marias

Data da Assinatura do Contrato: 17/12/2018

Contratados: Petrobras (Operador, 30%), Chevron (30%) e Shell (40%)

Excedente em Óleo da União: 49,95%

Atividades realizadas:

- Bloco em processo de devolução devido à inviabilidade técnica e econômica para o desenvolvimento da descoberta do poço pioneiro 1-BRSA-1382D-RJS, no lead Temisto, e por falta de perspectiva para o restante do bloco. Essa decisão comunicada à ANP em 21/11/2023.

Contratos da 5ª Rodada de Partilha

Bloco: Saturno

Data da Assinatura do Contrato: 17/12/2018

Contratados: Shell (Operador, 50%), Chevron (50%)

Excedente em Óleo da União: 70,20%

Atividades realizadas:

Em processo de devolução.

Bloco: Titã

Data da Assinatura do Contrato: 17/12/2018

Contratados: ExxonMobil (Operador, 64%) e QPI (36%)

Excedente em Óleo da União: 23,49%

Atividades realizadas:

- Concluída a perfuração do poço pioneiro Titã-1, em 08/11/2021, encontrado indícios de hidrocarbonetos, mas com baixa perspectiva de comercialidade para este Bloco; e
- Em 11/10/2024, firmado Acordo de Confidencialidade da PPSA com ExxonMobil - Operador de Titã -, Petrobras e QatarEnergy para identificação de oportunidades em Gás Natural no CPP de Titã e nos Contratos de Concessões S-M-536_R15, S-M-647_R15, C-M-753_R15 e C-M-789_R15.

Bloco: Pau-Brasil

Data da Assinatura do Contrato: 17/12/2018

Contratados: BP Energy (50%), CNOOC (30%), Ecopetrol (20%)



Excedente em Óleo da União: 63,79%

Atividades realizadas:

- Finalizada a perfuração do poço pioneiro de Pau Brasil;
- Prosseguindo com estudos e avaliações de geologia e reservatório; e
- Aprovados ballots referentes às atividades pós perfuração do poço pioneiro.

Bloco: Tartaruga Verde Sudoeste

Data da Assinatura do Contrato: 17/12/2018

Contratados: Petrobras (Operador, 100%)

Excedente em Óleo da União: 10,01%

Atividades realizadas:

- O CPP segue com produção estável, oriunda da participação na Jazida Compartilhada de Tartaruga Mestiça, levemente decrescente por conta do declínio natural da produtividade dos poços. O FPSO Cidade de Campos dos Goytacazes segue produzindo com boa eficiência e sem incidentes relevantes;
- O Operador notificou a intenção de retomar atividades exploratórias na área do CPP e foi iniciado o planejamento para a perfuração de poço exploratório no prospecto de Atolchelys;
- Gestão de ballots em dia, praticamente sem backlog, com reuniões periódicas para acompanhamento das atividades na Jazida Compartilhada e do plano de exploração;
- Em 2024, foram deliberadas 29 proposições do Operador (*ballots*) pertinentes à gestão da Jazida Compartilhada, incluindo a aprovação para os fornecimentos de diesel marítimo e de serviços especiais do Operador; o afretamento de embarcações para estimulação (acidificação) de poços; a contratação de serviços e materiais relacionados com a operação e manutenção do FPSO e dos sistemas submarinos; e o planejamento das atividades para 2025;
- Com relação às atividades exploratórias, em 2024, foram deliberadas oito proposições do Operador (*ballots*), incluindo a aprovação da estratégia de contratações; do fornecimento de serviços especiais submarinos e de gestão de dados de G&G; e o planejamento das atividades para 2025;
- Aprovada a 3ª evolução regulatória do CPP, atualizando as regras de contratação de bens e serviços para as existentes no CPP OPP2;
- Segue em negociação o Aditivo nº 2 ao AG do AIP de Tartaruga Mestiça, que inclui o regramento para compartilhamento do FPSO Cidade Campos dos Goytacazes;
- A PPSA segue monitorando e participando, dentro dos limites de sua atuação, do desenvolvimento do projeto, o que inclui a participação em reuniões gerenciais mensais, a participação em reuniões técnicas, conforme a evolução do projeto, e, no âmbito do CPP, a gestão do comitê operacional, a avaliação de ballots e o reconhecimento dos gastos como custo em óleo; e
- Foi realizada auditoria de custo em óleo referente aos anos 2019 e 2020. A PPSA emitiu o Relatório de Auditoria de Custo em Óleo e segue em curso o período para que o Operador apresente eventuais contrarrazões.

Contrato da 6ª Rodada de Partilha de ProduçãoBloco: Aram

Data da Assinatura do Contrato de Partilha: 30/03/2020

Contratados: Petrobras (Operador, 80%) e CNODC (20%)

Excedente em Óleo da União: 29,96%

Atividades realizadas:

- Processamento da sísmica OBN em andamento;
- Em 08/08/24, realizou-se, na China, o OCM#6 de Aram com a aprovação da revisão da Estratégia Exploratória e de 4 locações firmes para o PAD de Aram (Curaçao-3, Curaçao-4, Curaçao-5 e Tortuga-1);
- Aprovado pelos parceiros, em outubro/24, o envio de solicitação à ANP para adesão às resoluções ANP nº 815/2020 e nº 878/2022, a fim de estender a Fase Exploratória do Bloco em mais 27 meses;
- Iniciada a perfuração do poço Tortuga-1, em 13/12/24, com a sonda DS-4; e
- Iniciada a perfuração do poço Curaçao-3, em 26/12/24, com a sonda West Auriga. Ambos os poços são parte do PAD (Plano de Avaliação da Descoberta) de Aram.

Contratos da 1ª Rodada de Volumes Excedentes da Cessão OnerosaBloco: Búzios

Data da Assinatura do Contrato de Partilha: 30/03/2020

Contratados originalmente: Petrobras (Operador, 90%), CNOOC (5%), CNODC (5%)

Contratados na situação atual: Petrobras (Operador, 85%), CNOOC (10%), CNODC (5%)

Excedente em Óleo da União: 23,24%

Atividades realizadas:

- No período, foram produzidos 112 MM de barris de óleo e exportados 792 MM de m3 de gás natural;
- Realização do Búzios Reservoir Forum em agosto;
- Republicação do EPCI SURF de Búzios 10;
- Paradas programadas da P-74, P-75, P-76 e FPSO Almirante Barroso no período;
- Chegada do FPSO Almirante Tamandaré na locação - Projeto Búzios;
- Búzios 12 - Discussão do FEL 1 do módulo Búzios 12 e liberação da perfuração do poço BUZ-W;
- Perfuração do poço ADR BUZ-99 (BUZ-W);
- Discussão do reconhecimento dos gastos pré ACP e definição das bases para futuro reconhecimento do custo em óleo;
- Auditoria dos gastos relativos ao ano de 2021 - pós ACP;
- Interligação do sistema de gás do FPSO Almirante Barroso e início do escoamento em outubro;
- Realizado o Segundo Reservoir Forum de Búzios do ano em novembro de 2024;
- Búzios 12 Fase 2 - Início do alinhamento em novembro com o consórcio;



- Aprovada a estratégia de contratação de SMU para as P-78 e P-79;
- Aprovada a contratação do EPCI de Búzios 10 com a empresa Allseas; e
- Ibama libera licença de operação para o FPSO Almirante Tamandaré em dezembro.

Bloco: Itapu

Data da Assinatura do Contrato: 30/03/2020

Contratados: Petrobras (Operador, 100%)

Excedente em Óleo da União: 18,15%

Atividades realizadas:

- Entrada em operação do quinto poço produtor;
- Atingido o patamar de produção de óleo de 160 mil bpd;
- Mantida a injeção de água em dois poços com vazão média de injeção em torno de 100 mil bpd;
- Mantida a injeção de gás através de um poço com vazão média de injeção de 1,7 Milhões de m3/d;
- Completado em 21/12/24, dois anos de operação da P-71; e
- Reuniões mensais, com o Operador, de acompanhamento da implantação do projeto de DP.

Contratos da 2ª Rodada de Volumes Excedentes da Cessão Onerosa

Bloco: Atapu

Data da Assinatura do Contrato: 27/04/2022

Contratados: Petrobras (Operador, 52,5%), Shell (25,0%) e TotalEnergies (22,5%)

Excedente em Óleo da União: 31,68%

Atividades realizadas:

- A Fase desse projeto está em produção desde 25/06/2020, através do FPSO P-70 na sua capacidade de processamento (161 mil bpd);
- Operando com 10 poços: 5 produtores + 2 injetores de gás + 2 injetores de água;
- Comissionadas as Unidades para exportação de gás no FPSO (topside);
- Exportação de gás prevista para o final de janeiro de 2025;
- Com foco na Fase de Desenvolvimento da Produção, no ano de 2024, foram emitidos e votados, respectivamente, 87 e 83 Ballots;
- Contratada a construção do FPSO P-84 para a Fase II de Atapu; e
- Realizadas reuniões mensais de acompanhamento do projeto.

Bloco: Sépia

Data da Assinatura do Contrato: 27/04/2022

Contratados: Petrobras (Operador, 100%)

Excedente em Óleo da União: 37,43%



Atividades realizadas:

- A Fase desse projeto está em produção desde 25/06/2020, através do FPSO Carioca na sua capacidade de processamento (165 mil bpd);
- Operando com 6 poços = 4 produtores +2 injetores de gás + 1 injetor de água;
- Interligado o FPSO Carioca com o Sistema de Escoamento de Gás e iniciada a exportação em 02/05/2023, via Rota 3;
- Com foco na Fase de Desenvolvimento da Produção, no ano de 2024 foram emitidos e votados, respectivamente, 65 e 46 Ballots;
- Realizada descoberta de nova jazida na área NW do Bloco de Sépia;
- O poço pioneiro apresentou coluna com 510 m de hidrocarbonetos e com características semelhantes ao óleo da jazida compartilhada;
- Contratada a construção do FPSO P-84 para a Fase II de Atapu; e
- Realizadas reuniões mensais de acompanhamento do projeto.

Contratos do 1º Ciclo da Oferta Permanente de Partilha de ProduçãoNorte de Brava

Data da Assinatura do Contrato: 31/05/2023

Contratados: Petrobras (100%)

Excedente em Óleo da União: 61,71%

Atividades realizadas:

- Aprovados ballots para perfuração do poço pioneiro do CPP de Norte de Brava;
- Iniciada a perfuração do poço pioneiro do Norte de Brava;
- Concluída a perfuração do poço ADR-B de Forno;
- Iniciada a produção do poço MRL 231 através do FPSO Anita Garibaldi;
- Iniciada a operação do FPSO Anita Garibaldi;
- Concluída a completção do poço injetor MRL 232;
- Assinado Aditivo ao Acordo de Gestão do AIP de Brava;
- Assinado Aditivo ao Acordo de Gestão do AIP de Forno; e
- Realizadas reuniões de rotina com os representantes da operação do CPP de Norte de Brava, AIP Forno e AIP de Brava.

Água Marinha

Data da Assinatura do Contrato: 31/05/2023.

Contratados: Petrobras (30%), Total EnergiesEP (30%); Petronas (20%) e Qatar Energy (20%)

Excedente em Óleo da União: 42,40%

Atividades realizadas:

- Aprovado o Plano de Trabalho e Orçamento para o ano de 2025;
- Aprovada a locação para perfuração do primeiro poço exploratório, previsto para iniciar no segundo trimestre de 2025;
- Aprovadas as contratações necessárias para perfuração do poço e realização de teste de formação em caso de descoberta; e



- Negociado junto com os parceiros o programa de perfuração do poço exploratório.

Bumerangue

Data da Assinatura do Contrato: 01/06/2023

Contratados: BP Energy (100%)

Excedente em Óleo da União: 5,90%

Atividades realizadas:

- Aprovados ballots para os serviços de perfuração do poço pioneiro do CPP de Bumerangue;
- Iniciadas as negociações para compra de estoque remanescente do CPP de Pau Brasil para perfuração do poço pioneiro;
- Realizadas diversas reuniões de acompanhamento do projeto e de estudos com relação à locação do poço pioneiro; e
- Iniciadas as contratações para a perfuração do poço pioneiro de Bumerangue.

Sudoeste de Sagitário

Data da Assinatura do Contrato: 31/05/2023.

Contratados: Petrobras (60%) e Shell Brasil (40%)

Excedente em Óleo da União: 25%

Atividades realizadas:

- Atividades relacionadas à preparação para perfuração do poço pioneiro;
- Foi aprovada, em julho/24, a primeira revisão do Programa Exploratório do Bloco, postergando a perfuração do poço exploratório de 2024 para 2026;
- Em 17/12/24, realizou-se o OCM#2 de Sudoeste de Sagitário, sem nenhuma novidade. Continuam os estudos visando a perfuração do primeiro poço em 2026.

Tupinambá

Data da Assinatura do Contrato:

Contratados:

Excedente em Óleo da União:

Atividades realizadas:

- Iniciadas as tratativas para a perfuração do poço pioneiro do CPP de Tupinambá;
- Aprovados ballots para estudos de G&G relativos à locação do poço pioneiro; e
- Realizadas reuniões regulares acerca das estratégias de contratação e avaliação do prospecto.

Novos blocos aprovados pelo CNPE

A partir de 2025, novos blocos poderão ser operados em regime de partilha de produção.

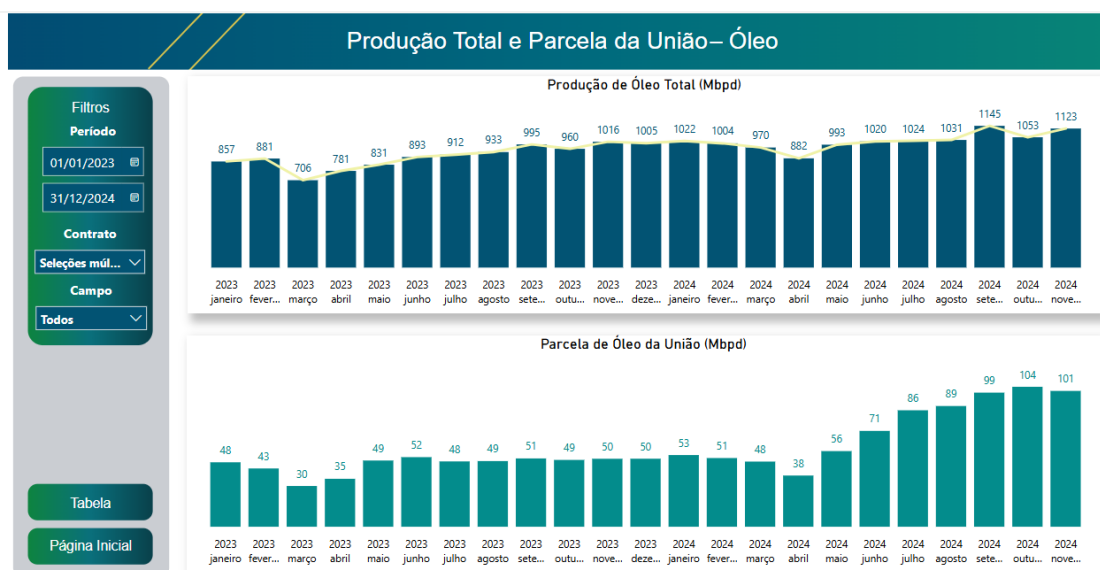


Em dezembro de 2023, a Resolução nº 11 do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), autorizou a licitação dos blocos de Itaimbezinho, Ametista, Ágata, Mogno, Jaspe, Amazonita, Safira Leste, Safira Oeste, Citrino, Larimar e Ônix no Sistema de Oferta Permanente, sob o regime de partilha de produção, aprova os parâmetros técnicos e econômicos do certame. No entanto, não houve rodada de licitações em 2024.

Já em agosto de 2024, por meio das Resoluções nº 6 e nº 7, o CNPE autorizou novas oportunidades no Sistema de Oferta Permanente. A Petrobras foi designada operadora obrigatória do bloco de Jaspe, com participação mínima de 40%, gerando uma expectativa de receitas de bônus de assinatura de R\$ 401 milhões. E foi autorizada a licitação dos blocos de Rubi e Granada. Em 10 de dezembro, o CNPE aprovou a inclusão dos blocos Cerussita, Aragonita, Rodocrosita, Malaquita, Opala, Quartzo e Calcedônia na Oferta Permanente de Partilha de Produção (OPP). Os blocos estão localizados no pré-sal da Bacia de Santos.

2.1.2 Produção de petróleo e gás em contratos de Partilha de Produção entre janeiro e maio, incluindo os seguintes campos: Área de Desenvolvimento de Mero, Atapu, Búzios, Sépia, Tartaruga Verde, Entorno de Sapinhoá e Atapu. Dados de novembro de 2023.

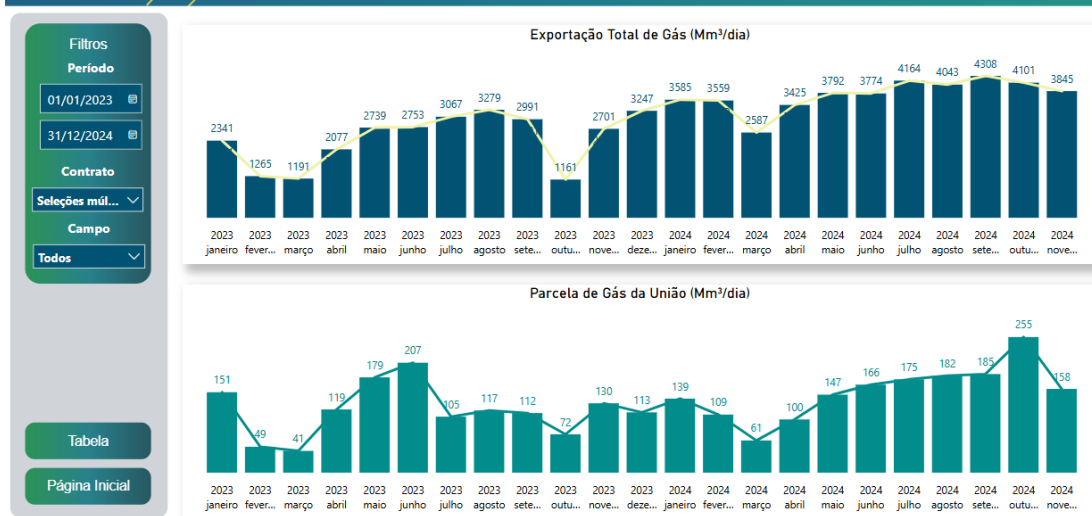
- Produção média diária de óleo dos contratos e da União.



- Produção média diária de gás natural dos contratos e da União no período.



Exportação Total e Parcela da União – Gás



Mais informações no Painel Interativo de Produção:

<https://www.presalpetroleo.gov.br/paineis-interativos/painel-interativo-de-producao/>

2.1.3 Conteúdo Local

1ª Rodada de Partilha de Produção

A Petrobras, operadora do CPP de Libra, aderiu à Resolução 726/2018 da ANP, que fixou percentuais diferentes do Contrato Original de Conteúdo Local, sendo a primeira operadora a celebrar o aditivo de adesão. Abaixo, os percentuais a serem cumpridos após o aditivo:

Conteúdo local mínimo do Bloco de Libra (%)		
Fase de exploração		18
Etapa de desenvolvimento	Construção de poço	25
	Sistema de coleta e escoamento da produção	40
	Unidade Estacionária de Produção	40

A fase exploratória de Libra tem cumprido os compromissos de conteúdo local assumidos contratualmente e com resultados bem significativos, gerando, inclusive, excedentes que poderão ser utilizados na fase de desenvolvimento da produção, conforme permite a Resolução 726/2018 da ANP. Abaixo, resumo dos resultados alcançados para o contrato de partilha de Libra nessa fase exploratória:



Fase	Conteúdo local alcançado	Conteúdo contratual	Excedente de conteúdo local (US\$ MM)
Exploratória	56%	18%	1.251

* Os valores da fase exploratória se referem ao terceiro trimestre de 2021.

2ª Rodada de Partilha de Produção

Os percentuais de conteúdo local foram definidos na Resolução Nº 07/2017 do CNPE, em seu artigo 1º, §1º, incisos I, II e III, vide abaixo:

a) áreas adjacentes a Gato do Mato:

- 38% na fase de exploração; e
- 60% na fase de desenvolvimento da produção.

A Shell, como operadora de Sul de Gato do Mato, aderiu à Resolução Nº 726/2018 da ANP. Dessa forma, as exigências de conteúdo local passaram a ser as seguintes:

Conteúdo local mínimo dos blocos (%)		
Fase de exploração		18
Etapa de desenvolvimento	Construção de poço	25
	Sistema de coleta e escoamento da produção	40
	Unidade Estacionária de Produção	40

b) áreas adjacentes a Carcará e Entorno de Sapinhoá:

- 35% na fase de exploração;
- 30% na etapa de desenvolvimento.

Esses blocos não aderiram à Resolução 726/2018.

3ª Rodada de Partilha de Produção

Para a 3ª Rodada de Partilha de Produção, composta pelos blocos de Alto de Cabo Frio Oeste, Alto de Cabo Frio Central e Peroba, a Resolução Nº 7 do CNPE, de 11/04/2017, estabeleceu, em seu artigo 3º e incisos I, II e III, os seguintes percentuais de conteúdo local:



Conteúdo local mínimo 3ª Rodada (%)		
Fase de exploração		18
Etapa de desenvolvimento	Construção de poço	25
	Sistema de coleta e escoamento da produção	40
	Unidade Estacionária de Produção	25

Nessa terceira Rodada, foi definido o percentual de 25% para as Unidades Estacionárias de Produção (UEP), sendo, portanto, inferior aos 40% estabelecidos na Resolução 726/208.

4ª Rodada de Partilha de Produção

Para a quarta Rodada de Partilha de Produção, composta pelos blocos de Três Marias, Uirapuru e Dois Irmãos, a Resolução Nº 21 do CNPE, de 09/11/2017, estabeleceu, em seu artigo 2º, § 7º, incisos I, II e III, os seguintes percentuais de conteúdo local:

Conteúdo local mínimo 4ª Rodada (%)		
Fase de exploração		18
Etapa de desenvolvimento	Construção de poço	25
	Sistema de coleta e escoamento da produção	40
	Unidade Estacionária de Produção	25

5ª Rodada de Partilha de Produção

A quinta Rodada de Partilha de Produção foi realizada no dia 28/09/2018, sendo composta pelos blocos de Saturno, Pau-Brasil e Titã. A Resolução Nº 4, de 04/05/2018, estabeleceu, em seu Artigo 3º, § 7º e incisos I, II e III, os percentuais de conteúdo local, que seguem na tabela a seguir:



Conteúdo local mínimo 5ª Rodada (%)		
Fase de exploração		18
Etapa de desenvolvimento	Construção de poço	25
	Sistema de Coleta e Escoamento da Produção	40
	Unidade Estacionária de Produção	25

Cabe observar que alguns contratos da 2ª a 5ª Rodada estão realizando atividades da fase exploratória (Alto de Cabo Frio Central, Uirapuru, Saturno e Pau-Brasil, por exemplo).

6ª Rodada de Partilha de Produção

A sexta Rodada de Leilão de Partilha de Produção foi realizada no dia 07/11/2019, sendo composta pelos blocos de Aram, Cruzeiro do Sul, Bumerangue, Sudoeste de Sagitário e Norte de Brava. Somente o Bloco de Aram foi arrematado. A Resolução Nº 4, de 04/05/2018, estabeleceu, em seu Artigo 3º, § 7º e incisos I, II e III, os percentuais de conteúdo local que seguem na tabela abaixo:

Conteúdo local mínimo 6ª Rodada (%)		
Fase de exploração		18
Etapa de desenvolvimento	Construção de poço	25
	Sistema de coleta e escoamento da produção	40
	Unidade Estacionária de Produção	25

1ª Rodada de Volumes Excedentes da Cessão Onerosa

A 1ª Rodada de Volumes Excedentes da Cessão Onerosa foi realizada no dia 06/11/2019, sendo composta pelos blocos de Búzios, Itapu, Sépia e Atapu. Somente os Blocos de Búzios e Itapu foram arrematados. A Resolução Nº 4, de 04/05/2018, estabeleceu, em seu Artigo 3º, § 7º e incisos I, II e III, os percentuais de conteúdo local que seguem na tabela abaixo:



Conteúdo local mínimo LVECO		
1ª Rodada Volumes Excedentes Cessão Onerosa (%)		
Etapa de desenvolvimento	Construção de poço	25
	Sistema de coleta e escoamento da produção	40
	Unidade Estacionária de Produção	25

Criada a Lei 15.075, de 26 de dezembro de 2024 que admite a transferência de excedentes de Conteúdo Local em valores monetários, devidamente certificados, que excederem os percentuais mínimos nos contratos de exploração e produção de petróleo e gás natural.

2ª Rodada de Volumes Excedentes da Cessão Onerosa

A 2ª Rodada de Volumes Excedentes da Cessão Onerosa foi realizada no dia 17/12/2021, sendo composta pelos blocos de Sépia e Atapu e mantidos os percentuais de conteúdo local estabelecidos pela Resolução Nº 4, de 04/05/2018, conforme destacados na tabela abaixo:

Conteúdo local mínimo LVECO		
2ª Rodada Volumes Excedentes Cessão Onerosa (%)		
Etapa de desenvolvimento	Construção de poço	25
	Sistema de coleta e escoamento da produção	40
	Unidade Estacionária de Produção	25

1ª e 2ª Rodadas de Oferta Permanente de Contratos de Partilha

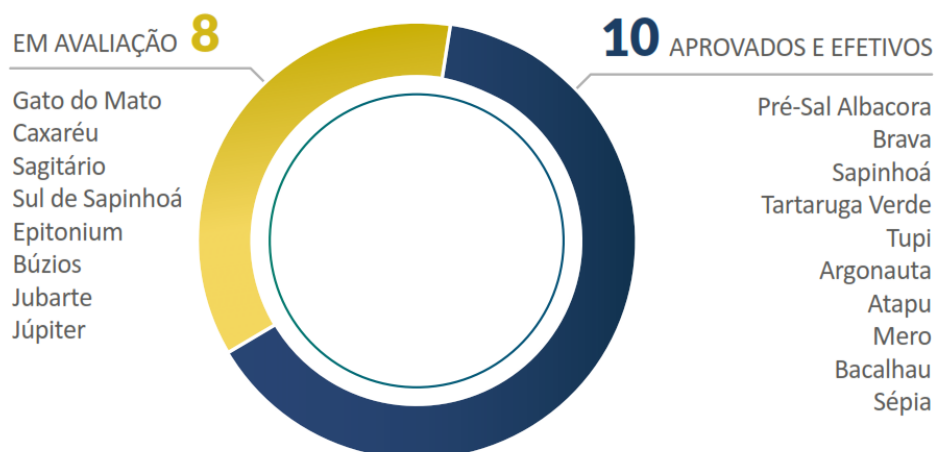
Mantidos os percentuais de Conteúdo Local estabelecidos na 3ª Rodada de Licitação, sendo 18% para a Fase Exploratória e para a Fase de Desenvolvimento da Produção: 25% para Construção de Poço; 40% para Sistema de Coleta e Escoamento da Produção e 25% para Unidade Estacionária de Produção.

2.2. Acordos de Individualização da Produção – AIP

O procedimento de individualização da produção (unitização) visa garantir a exploração

conservativa de uma jazida de petróleo e/ou gás natural, distribuindo equanimemente, entre os titulares de direitos de exploração e produção da jazida compartilhada, os direitos e obrigações indivisas inerentes aos respectivos contratos de exploração e produção. A PPSA já concluiu dez acordos de individualização da produção e trabalha em outros oito potenciais acordos.

A figura a seguir demonstra o status dessa atividade:



As principais atividades ligadas aos AIPs no período foram as seguintes:

AIP de Tupi/Sul de Tupi

O processo da 1ª Redeterminação segue o cronograma negociado entre as partes e encontra-se na fase de avaliação, pelas partes do Relatório da avaliação técnica do Subcomitê de Redeterminação.

AIP de Caxaréu

Em processo final de fechamento do Aditivo do Acordo de Confidencialidade, para a consequente passagem de dados e informações.

AIP de Jubarte

Em fase final de avaliação do documento do AIP e do Plano de Desenvolvimento a serem submetidos à ANP até final de janeiro/2025.

AIP de Nautilus/Argonauta

A produção da Jazida Compartilhada ME-1 segue intermitente, assim como a injeção de água. Contudo, o Operador (Shell) indicou que novos estudos técnicos, em fase de conclusão, sinalizam a possibilidade de retomada de produção contínua. Por conta disso, o WP&B 2025 está sendo reavaliado e foi programando um workshop técnico para o início de 2025.



A QatarEnergy, um dos consorciados do AIP, está em negociações para a cessão total de sua participação. Caso a operação seja aprovada e efetivada, será necessário aditivar o AIP e outros instrumentos contratuais, como o Contrato de Consórcio e o Acordo de Gestão.

2.3 Comercialização de petróleo e gás da União:

A PPSA é responsável pela comercialização de toda a parcela de óleo e gás natural de propriedade da União, sendo toda a receita gerada destinada à União.

No segundo semestre de 2024, a PPSA comercializou 18,89 milhões de barris (3 milhões de m3) de petróleo da União, provenientes dos Campos de Mero, Búzios, Entorno de Sapinhoá, Sépia e da Área Individualizada de Tupi. Nesse mesmo período, a arrecadação para a União foi de cerca de R\$ 6,87 bilhões.

Neste período, também foram comercializados 34,01 milhões de metros cúbicos de gás natural da União da Área Individualizada de Tupi, do Entorno de Sapinhoá, da Jazida Compartilhada de Búzios, do Sudoeste de Tartaruga Verde, de Sépia e de Brava (Espadim), produzidos e exportados entre os meses de maio de 2024 e outubro de 2024, no valor de R\$ 27,82 milhões.

Com esse resultado, no segundo semestre de 2024, a PPSA comercializou um total de R\$ 6,89 bilhões de petróleo e de gás natural da União.

No ano de 2024, a PPSA comercializou totais de R\$ 10,28 bilhões de petróleo e de R\$ 42,78 milhões de gás natural, perfazendo um total de receitas de R\$ 10,32 bilhões para a União.

Foram entregues no ano 56 cargas de petróleo da União, totalizando 27,39 milhões de barris, sendo 43 cargas do Campo de Mero, 1 de Tupi, 6 de Búzios, 2 do Entorno de Sapinhoá, 3 de Sépia e 1 de Atapu. À exceção destas 4 últimas cargas de Sépia e Atapu, que foram comercializadas por meio de processos de vendas e de leilões Spot, vencidos pela CNOOC, Acelen/Refinaria Mataripe, Petrobras, Galp e Petrochina, as demais foram comercializadas por contratos de longo prazo, frutos do leilão realizado na B3 em 2021, que teve como vencedora a Petrobras.

Em 2024, foi também comercializado, para a Petrobras, um volume total de 53,86 milhões de metros cúbicos de gás natural.



A tabela abaixo exibe as cargas de petróleo embarcadas entre junho e novembro, cujas receitas foram recebidas no segundo semestre de 2024:

Nº DA CARGA DE PETRÓLEO	CAMPO	VOLUME DA CARGA (m³)	VOLUME DA CARGA (barris)	DATA DA DESCONEXÃO DO MANGOTE
FPL PS 025	MERO	80.029,870	503.371,876	04/07/2024
CIB PS 009	SAPINHOÁ	39.876,400	250.814,581	12/07/2024
GNB PS 031	MERO	154.634,343	972.619,091	17/07/2024
STB PS 002	MERO	159.614,990	1.003.946,364	28/07/2024
GNB PS 032-1	MERO	113.000,000	710.747,400	02/08/2024
GNB PS 032-2	MERO	47.066,228	296.037,161	02/08/2024
FPL PS 026	MERO	80.143,200	504.084,699	03/08/2024
GNB PS 033	MERO	160.038,780	1.006.611,918	17/08/2024
CSP PS 007	SAPINHOÁ	68.388,440	430.149,610	01/09/2024
STB PS 003	MERO	78.000,110	490.605,092	03/09/2024
FPL PS 027	MERO	80.031,010	503.379,047	13/09/2024
STB PS 004	MERO	154.379,680	971.017,311	16/09/2024
GNB PS 034	MERO	153.652,587	966.444,042	19/09/2024
P74 PS 003	BÚZIOS	77.187,434	485.493,522	07/10/2024
STB PS 005	MERO	159.192,310	1.001.287,791	14/10/2024
GNB PS 035	MERO	153.459,894	965.232,041	22/10/2024
CMC PS 002	TUPI	79.885,550	502.464,132	09/11/2024
STB PS 006	MERO	151.978,110	955.911,916	15/11/2024
FPL PS 028	MERO	80.038,560	503.426,535	15/11/2024
GNB PS 036	MERO	153.008,544	962.393,140	16/11/2024
STB PS 007	MERO	79.753,150	501.631,363	30/11/2024
P77 PS 004	BUZIOS	79.989,530	503.118,146	03/12/2024
CRC PS 004	SEPIA	79.681,056	501.177,906	02/12/2024
GNB PS 37	MERO	153.306,748	964.268,784	07/12/2024
CRC PS 005	SEPIA	76.880,163	483.560,849	12/12/2024
STB PS 008	MERO	153.293,540	964.185,708	21/12/2024
FPL PS 029	MERO	77.537,650	487.696,311	27/12/2024
MDC PS 001	MERO	79.851,664	502.250,996	22/12/2024



A tabela abaixo exhibe os volumes de gás natural produzidos e exportados entre os meses de maio e outubro, cujas receitas foram recebidas no segundo semestre de 2024:

MÊS DA RECEITA PARA A UNIÃO	GÁS (CAMPO)	VOLUME TOTAL COMERCIALIZADO (m3)	ENERGIA TOTAL COMERCIALIZADA (MMBtu)
jul-24	SAPINHOÁ	2.113.426	94.224,2669
jul-24	TUPI	777.129	33.296,2026
jul-24	BÚZIOS	1.430.303	68.625,4059
jul-24	TARTARUGA VERDE SO	4.716	226,0700
jul-24	SÉPIA	216.510	10.374,2973
jul-24	BRAVA/ESPADIM	4.652	234,1181
ago-24	SAPINHOÁ	1.837.469	81.010,2291
ago-24	TUPI	1.565.901	68.440,8024
ago-24	BÚZIOS	1.450.356	71.267,0242
ago-24	TARTARUGA VERDE SO	348	16,9768
ago-24	SÉPIA	106.317	5.325,2623
ago-24	BRAVA/ESPADIM	4.961	249,8527
set-24	SAPINHOÁ	1.923.230	83.637,7480
set-24	TUPI	1.656.428	73.463,0986
set-24	BÚZIOS	1.528.005	81.227,8994
set-24	TARTARUGA VERDE SO	457	22,9581
set-24	SÉPIA	327.007	16.956,3462
set-24	BRAVA/ESPADIM	3.992	190,1886
out-24	SAPINHOÁ	1.859.662	81.852,8595
out-24	TUPI	1.997.707	89.467,1392
out-24	BÚZIOS	1.500.524	74.941,3920
out-24	TARTARUGA VERDE SO	2.060	98,3278
out-24	SÉPIA	284.057	14.729,2684
out-24	BRAVA/ESPADIM	4.190	201,2347
nov-24	SAPINHOÁ	1.814.059	81.084,7864
nov-24	TUPI	1.893.048	83.652,5813
nov-24	BÚZIOS	1.553.296	73.513,2042
nov-24	TARTARUGA VERDE SO	5.690	293,9581
nov-24	SÉPIA	292.995	15.192,7428
nov-24	BRAVA/ESPADIM	4.281	201,9704
dez-24	SAPINHOÁ	1.475.714	66.058,0543
dez-24	TUPI	1.963.070	87.319,3932
dez-24	BÚZIOS	1.435.768	73.323,3626
dez-24	TARTARUGA VERDE SO	2.303	113,4600
dez-24	SÉPIA	3.024.705	156.840,5441
dez-24	BRAVA/ESPADIM	5.035	225,8356

Além das atividades ligadas diretamente aos embarques e faturamentos das cargas de petróleo e dos faturamentos dos volumes de gás natural da União, a Superintendência de Comercialização de Petróleo e Gás, realizou diversas outras atividades, ao longo do último ano, dentre elas:



RELATÓRIO DE ATIVIDADES

2º SEMESTRE 2024



- ✓ Planejamento, execução e realização do 4º Leilão de Petróleo da União, na B3, em 31/07/2024, com excelentes resultados para União, conforme indicado na tabela abaixo:

CAMPO	FPSO	VOLUME TOTAL ESTIMADO (bbl)	VENCEDOR	DECONTO SOBRE BRENT DATADO (US\$ /bbl)	RECEITA TOTAL ESTIMADA (R\$)
MERO	GNB	12.076.416	PETROBRAS	1,85	R\$ 5.352.107.913,13
	STB	12.076.416	CNOOC	1,59	R\$ 5.369.028.662,65
	D. CAXIAS	10.063.680	PETROCHINA	1,35	R\$ 4.935.927.164,71
	PL1	1.006.368			
BÚZIOS	P-74	503.184	PETROBRAS	1,85	R\$ 1.115.022.481,90
	P-75	503.184			
	P-76	503.184			
	P-77	503.184			
	ABA	503.184			
VOLUME TOTAL (MM bbl):		37,739	RECEITA TOTAL ESTIMADA (R\$ bilhões):		16,772

(*) Com base no Dated Brent médio de janeiro a junho, de 84,0892 US\$/bbl

- ✓ Planejamento, execução e realização de 7 processos de vendas e leilões Spot de cargas pontuais dos campos de Sépia, Atapu e Itapu, também com os melhores resultados para União, conforme indicado na tabela a seguir:

PROCESSO COMPETITIVO DATA	CAMPO	VOLUME TOTAL (bbl)	EMPRESAS CONCORRENTES	VENCEDOR	DECONTO SOBRE BRENT DATADO (US\$ /bbl)	RECEITA TOTAL ESTIMADA NA VENDA (R\$)
VENDA SPOT 21/02/2024	SÉPIA	503.184	PETROBRAS EQUINOR GALP CNOOC	CNOOC	3,75	R\$ 183.388.839,71
VENDA SPOT 06/03/2024	ATAPU	503.184	ACELEN GALP PETROBRAS	ACELEN	4,36	R\$ 189.742.340,09
LEILÃO SPOT 18/09/2024	SÉPIA	503.184	GALP PETROBRAS	PETROBRAS	4,05	R\$ 214.735.204,38
LEILÃO SPOT 18/09/2024	ATAPU	503.184	ACELEN GALP PETROBRAS	GALP	3,66	R\$ 215.824.856,38
LEILÃO SPOT 18/09/2024	ITAPU	503.184	ACELEN GALP PETROBRAS PETROCHINA SHELL	ACELEN	2,3	R\$ 219.624.668,47
LEILÃO SPOT 31/10/2024	SÉPIA	503.184	PETROBRAS PETROCHINA	PETROCHINA	3,5	R\$ 197.504.126,48
LEILÃO SPOT 31/10/2024	SÉPIA	2.012.736	PETROBRAS PETROCHINA	PETROBRAS	4,04	R\$ 783.993.465,91
VOLUME TOTAL (MMbbl)		5,03	RECEITA TOTAL ESTIMADA (R\$ bilhões)		2,005	



- ✓ A partir da promulgação do Decreto nº 12.153 e da publicação da Resolução 11 do CNPE, de 26/08/2024, que modificaram as regulamentações da Nova Lei do gás (Lei nº 14.134/2021) e da Política de Comercialização dos hidrocarbonetos da União, permitindo o acesso da PPSA aos sistemas de escoamento e de processamento de gás natural, foram retomadas as negociações com a Petrobras e demais proprietários das estruturas de escoamento - SIE-BS e Unidades de processamento de gás natural - SIP, para avaliação da possibilidade de contratação destes sistemas e avanço na cadeia de comercialização do gás natural da União.
- ✓ Negociações para extensões de vigências dos atuais contratos de Sapinhoá, Tupi, Sépia, Atapu, Tartaruga e Brava (Espadim) até 31/12/2025, com possibilidade de saída à critério da PPSA, em função da decisão sobre a contratação dos sistemas de escoamento e processamento.
- ✓ Coordenação do Comitê 3 (Modelo de Comercialização de Gás Natural da União), que foi um dos 5 comitês do Grupo de Trabalho do Programa Gás para Empregar (GT-GE), criado pelo CNPE, para a realização de estudos e formulação de propostas para o aumento da oferta de gás natural da União no mercado doméstico. O estudo, que foi apresentado em 2024, compreendeu a avaliação de alternativas de atuação da PPSA para maior disponibilidade de GN ao mercado, objetivando o interesse público, com base em políticas públicas sustentáveis, e a formulação de propostas para aumento eficiência econômica e produtiva nos vários segmentos da cadeia de petróleo e gás natural, para atração de investimentos e para a promoção de mudanças na situação atual do gás natural, sempre pautado pela premissa de não causar impacto negativo ao Fundo Social.

Acompanhamento do estudo sobre refino de petróleo, conforme determinação da Resolução nº 2 do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), cujos relatórios finais dos estudos realizados (Produto 1, Produto 2 e Produto 3) e análises probabilísticas realizadas foram apresentados pela empresa de Consultoria contratada. Para a avaliação final do estudo, a PPSA realizou também análises de sensibilidade em relação ao cenário base adotado, tendo apresentado as conclusões à Secretaria de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis do Ministério de Minas e Energia – MME, em outubro de 2024.

- **3. Organização interna**

3.1 A companhia

A estrutura organizacional da PPSA combina a clássica estrutura funcional vertical com a estrutura horizontal por CPP (projetos), buscando o melhor desempenho no cumprimento de objetivos e missão, com foco na gestão de contratos e no melhor aproveitamento de recursos. A empresa tem por objetivo maximizar os resultados econômicos oriundos de suas atividades em favor da União.

3.2 Gestão de pessoas

O Plano de Cargos e Salários, contendo o regulamento, descrições, tabela salarial e avaliação de desempenho foi aprovado pelo Ministério da Gestão e Inovação/Secretaria de Coordenação e Governança das Empresas Estatais-SEST em 13/06/2024.



Após esta aprovação a empresa contratou a banca realizadora do concurso e elaborou o Edital do 1º Concurso Público.

O Plano de Funções e de Transição, contendo o regulamento e descrições dos cargos comissionados, assim como, a transferência de conhecimento dos atuais profissionais para os concursados, foi aprovado em 19/11/2024.

Um dos alicerces do Plano de Transição é o Projeto de Gestão do Conhecimento que envolve a elaboração de processos e procedimentos de todas as áreas da empresa.

Equipe:

O capital humano representa valor agregado ao negócio da PPSA. Ao final de 2024, a empresa contava com três diretores e 63 empregados ocupantes de cargos em comissão de livre provimento, sendo que o limite autorizado para o quadro de pessoal é de 163 empregados (entre empregados de livre provimento e empregados efetivos). A equipe é altamente qualificada, formada por profissionais com sólida experiência na indústria de óleo e gás, conforme demonstrado nos gráficos a seguir:

Os profissionais da PPSA são responsáveis por análises técnicas que norteiam as tomadas de decisões e maximizam os resultados econômicos das atividades do pré-sal para a União. A empresa tem permanente compromisso com os projetos, trabalhando em parceria com os operadores e consorciados em busca dos melhores resultados.

3.3 Governança Corporativa

A governança da empresa estabeleceu, de uma forma geral, o modelo híbrido de reuniões dos colegiados estatutários, entre remotas e presenciais, sem perda de qualidade na interação entre os participantes ou eficiência nas deliberações dos assuntos de interesse da PPSA. Entretanto, cada colegiado possui a prerrogativa de definir a melhor maneira de reunir-se para garantir a presença dos membros, eficiência e produtividade dos trabalhos desenvolvidos.

No segundo semestre, treinamentos importantes foram ofertados aos colegiados, como a seguir se descrevem:

- Curso Mercado de Carbono e Agenda de Governança - IBGC
- Curso Comitê de Pessoas, Cultura e Governança - IBGC
- Curso de Conselheiros de Administração - IBGC
- Curso de Segurança da Informação - REVVO
- Curso de Diversidade e Inclusão - REVVOA

A tabela abaixo destaca as principais deliberações da Assembleia Geral e do Conselho de Administração no período.

Assembleia Geral Extraordinária
Recondução do Presidente do Conselho de Administração, ARTHUR CERQUEIRA VALERIO
Recondução dos Conselheiros de Administração, GUILHERME SANTOS MELLO, ANA PAULA DE MAGALHÃES ALBUQUERQUE LIMA, e ROBERTO SEARA MACHADO POJO REGO



Conselho de Administração
Aprovação dos resultados do PE 2021-2025 (Planejamento Estratégico 2021-2025)
Aprovação das Demonstrações Financeiras Intermediárias Auditadas do 2º e 3º tri-2024
Aprovação da revisão do baseline do Planejamento Estratégico 24-28
Aprovação da revisão do Regulamento de Licitações e Contratos – RILC
Aprovação da abertura de filiais d PPSA
Eleição de membro do COAUD a partir de 2025
Aprovação do Plano Estratégico 2025-2029
Aprovação do PLR 2025

Por fim, buscando o melhoramento contínuo de nossa governança corporativa, foi implantado, em agosto, o Atlas Governance, uma nova ferramenta que funciona em um ambiente totalmente seguro e amigável.

O Portal proporciona o acesso aos materiais em tempo real em sua versão mais atualizada, possui agilidade e rastreo fácil das tomadas de decisões. Além disso, permite assinatura digital certificada e simultânea nas atas de reuniões, facilitando a produção dos documentos mais rapidamente. Agora temos disponibilizadas as atas e documentações estratégicas aos colegiados, desde a criação da PPSA, em 2013.

3.4 Planejamento Estratégico

Durante o segundo semestre de 2024, destacam-se as seguintes realizações que estavam previstas no Planejamento Estratégico:

Diretriz 1: Aumentar a atratividade do polígono do pré-sal

- O Relatório com a avaliação dos contratos de partilha em relação às melhores práticas mundiais e com propostas que visam aumentar a atratividade das áreas/descobertas do polígono do pré-sal foi concluído e apresentado ao MME na reunião do Programa Potencializada E&P.
- No contexto do processo de avaliação dos contratos de partilha, a PPSA recebeu, entre os dias 17 e 19/09/2024, a visita da Agência Nacional de Petróleo, Gás e Biocombustíveis de Angola (ANPG). Complementarmente, representantes do Suriname participaram de uma reunião com a PPSA durante a realização da ROG.e, promovendo o intercâmbio de experiências e o fortalecimento de parcerias estratégicas.
- Além disso, os resultados dos estudos sobre áreas potenciais do pós-sal dentro do polígono, realizados em parceria com as empresas TGS e Viridien, foram apresentados no Fórum Técnico da PPSA.

Diretriz 2: Aprimorar o processo de comercialização de petróleo e gás



- O leilão de óleo (B3), realizado em 31/07/2024, contou com a participação recorde de 10 empresas, destacando-se pela competitividade do processo. Foram comercializadas três cargas de petróleo da União, referentes aos campos de Sépia, Atapu e Itapu, no modelo de venda Spot. As vencedoras desse processo foram a Petrobras, a Galp e a Acelen (Refinaria de Mataripe).
- O estudo técnico e econômico sobre os mecanismos para priorizar o abastecimento nacional de combustíveis derivados de petróleo e a viabilidade das atividades relacionadas ao refino, conduzido pela Telemétrica, foi finalizado. O relatório final foi analisado e enviado ao Ministério de Minas e Energia (MME), em conformidade com a Resolução CNPE nº 2/2023.
- A assinatura do Decreto 'Gás para Empregar' (nº 12.153, de 26/08/2024) e a publicação da Resolução do CNPE nº 11 (26/08/2024), formalizada em 10/09/2024, autorizou a PPSA a contratar o Sistema Integrado de Escoamento (SIE) e o Sistema Integrado de Processamento (SIP). Esses marcos permitiram o encerramento das negociações dos contratos de Agenciamento Comercial e de Swap Compra e Venda, além do início das tratativas com a Petrobras para a contratação do SIE e SIP, com previsão do 1º Leilão de Gás Natural da União para o 4º Trimestre/25, bem como a previsão de cessão dos contratos do SIP ao vencedor do processo competitivo.

Diretriz 3: Consolidar a estruturação da empresa

- Relativo à Iniciativa de Adequação da Força de Trabalho, a SEST aprovou o PCS em junho/24, possibilitando a realização do concurso público. Em seguida, foi contratada a instituição IDCAP para a execução do concurso. A divulgação do edital está prevista para janeiro/2025, e a admissão dos novos profissionais deverá ocorrer no segundo semestre.
- No que se refere à Iniciativa de Segurança dos dados e Informações, o contrato com a Microsoft foi assinado, e a migração dos dados para nuvem foi iniciada, com previsão de conclusão no 1º Tri/2025. Também foi realizada a implantação Web Application Firewall (WAF) e realizado o pregão para contratação do PENTEST, o qual será implementado assim que for concluída a migração dos dados para a nuvem. Além disso, foi divulgada a Política de Segurança da Informação e realizado treinamento para a força de trabalho.
- Em relação à Iniciativa de Implantação de Gestão Documental, foi revisado o Regimento Interno (RI) para incluir a Área de Gestão de Documentos e Arquivo. A documentação da ENBPar foi avaliada, e uma reunião com a Telebras foi realizada para avaliar soluções de gestão documental. A Comissão Permanente de Avaliação de Documentos (CPAD) foi criada em 30/09/2024, e o e-mail do protocolo foi instituído. Além disso, foram definidos os responsáveis pela adesão ao SEI, e a versão "degustação" do SEI foi liberada para a PPSA. Atualmente, encontra-se em andamento o processo de contratação de



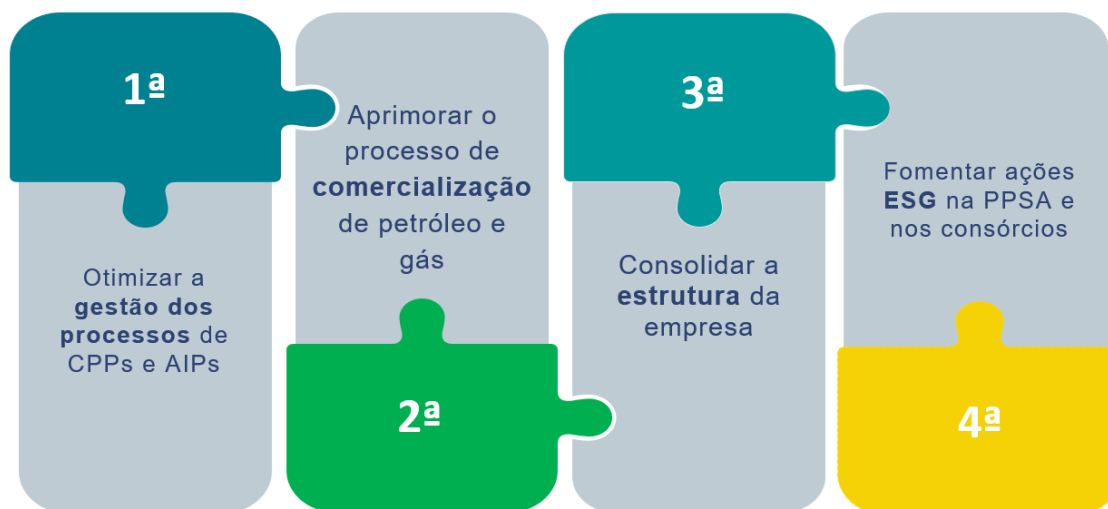
peçoal para a área, com o objetivo de garantir a efetiva implementação das soluções de gestão documental.

- Na iniciativa de Implementação do Sistema de Gestão de Ballots, foi concluída a análise comparativa entre cinco alternativas para o sistema, com a decisão de desenvolver a solução por meio do SGPP. Em seguida, os requisitos necessários para o sistema foram detalhados e encaminhados à equipe de TI para atualização da cotação e início do desenvolvimento.
- Em relação à iniciativa de Comunicação com o público de interesse, a PPSA participou da ROG.e 2024 em setembro/24 e organizou um Fórum Técnico em dezembro/24. Recentemente, foram apresentados à Diretoria projetos com Incentivos Fiscais, dos quais dois foram contemplados. Atualmente, encontra-se em andamento o processo de contratação de apoio para eventos.
- Em relação à Iniciativa de Buscar a sustentabilidade financeira de longo prazo da Pré-Sal Petróleo, a lei nº 15.075 foi sancionada em 27/12/2024, concedendo à PPSA autonomia financeira para executar atividades relacionadas à gestão de contratos de partilha e comercialização de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos da União. No entanto, a regulamentação dessa lei ainda depende do Poder Executivo.
- A Iniciativa de Gestão do Conhecimento teve o programa lançado em 10/09/2024, com foco na capacitação de novos funcionários. Em 30/09/2024, foi enviado um comunicado com link para acesso à pasta compartilhada, facilitando a consulta e atualização dos materiais. Atualmente, estão em andamento a elaboração das trilhas de conhecimento e as apresentações de ambientação das áreas.

Diretriz 4: Fomentar ações de descarbonização nos consórcios

- Foi disponibilizado no site do Planejamento Estratégico, no SharePoint, um Painel com dados de emissões de GEE dos contratos de partilha de produção de 2022 e 2023. Além disso, a PPSA concluiu e apresentou um relatório com recomendações e potenciais ações para a descarbonização nos consórcios, reforçando o compromisso da empresa com iniciativas de baixo carbono.
- Durante a ROG.e 2024, foram realizadas reuniões com a Equinor e a S&P Global para discutir ações e perspectivas voltadas à transição energética no segmento de E&P.
- A PPSA participou de eventos estratégicos como o Congresso Latino-Americano de CCUS, o Rio Energy Forum 2024 e o Evento CEBRI sobre captura e armazenamento de carbono (CCUS). Internamente, promoveu palestras e discussões sobre estratégias de descarbonização e transição energética.

O Planejamento Estratégico Quinquenal de 2025-2029 foi apresentado e aprovado pelo CA na 131ª RO do Conselho em 13/12/24, e contará com quatro diretrizes estratégicas, conforme detalhado abaixo.



3.5 Transformação digital

Promover a transformação digital da empresa faz parte de uma das diretrizes do Planejamento Estratégico da PPSA. No segundo semestre, a Gerência de Tecnologia da Informação (GTI) alcançou importantes avanços, com destaque para a revisão do Plano Diretor de Tecnologia da Informação e Comunicação (PDTIC), que alinha as necessidades de TI aos objetivos organizacionais e segue agora para aprovação da Diretoria Executiva e do Conselho de Administração.

Entre as principais iniciativas, destacam-se a ampliação da infraestrutura em nuvem pública Microsoft Azure, a contratação de serviços especializados em segurança e desenvolvimento web, além da contratação de novos serviços de infraestrutura para implementar, em 2025, novos serviços de infraestrutura como o Network Operation Center (NOC) e o Security Operation Center (SOC).

No campo das soluções, foram desenvolvidos dashboards no Power BI, promovendo maior eficiência e transparência na gestão das informações. O Sistema de Gestão de Gastos de Partilha de Produção (SGPP) também recebeu novos recursos e melhorias contínuas, visando aumentar sua eficiência e eficácia.

O planejamento para 2025 apresenta desafios relevantes, como a modernização contínua da infraestrutura e a expansão dos serviços de TIC. As iniciativas previstas incluem a adoção de inteligência artificial corporativa, a contratação e implantação de um sistema ERP (Enterprise Resource Planning) para otimizar os processos da empresa, o desenvolvimento de uma nova Intranet, entre outros projetos estratégicos.

3.6 Investimento e custeio

3.6.1 Custeio

Os recursos para custeio das atribuições legais da PPSA advêm do Contrato de Remuneração com o Ministério de Minas e Energia (MME). Esse contrato prevê a contrapartida para 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 previstos em lei.

Como condição para o faturamento, a companhia elabora 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 segundo Contrato de Remuneração foi assinado em 30/11/2015, tendo sido aditado para inclusão do CNPJ do escritório central no Rio de Janeiro e, posteriormente, para estender a vigência até 30 de junho de 2021. Neste contrato, a remuneração pela gestão e 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 fases de desenvolvimento de produção e 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.

Em dezembro de 2021, novo contrato foi assinado, com prazo de vigência até 31/12/2022. Em 31/08/2022 foi assinado um aditivo do contrato de remuneração com o MME com prazo de vigência estendido até 30/06/2023.

O segundo aditivo do contrato de remuneração com o MME, foi assinado em 22 de junho de 2023. Este aditivo foi prorrogado por 12 meses, contemplando o prazo de vigência de 01 de julho de 2023 até 30 de junho de 2024.

Em 22 de dezembro de 2023, o MME emitiu o Ofício nº 8/2023/DEPG/SNPGB-MME ratificando, em seu primeiro parágrafo, as tratativas de renovação do Contrato de Remuneração nº 28/2021, firmado entre este Ministério e a PPSA, com vigência até 30 de junho de 2024, bem como iniciar as tratativas de atualização do contrato entre MME e PPSA, relativamente à remuneração pela gestão e representação da União nos contratos de partilha da produção.

Em 27 de junho de 2024, foi assinado o novo contrato de remuneração com o MME, com prazo de vigência de 01 de julho de 2024 até 30 de junho de 2025.

Em 26 de dezembro de 2024, por meio da Lei 15.075, ficou instituída a nova modalidade de remuneração da PPSA. Atualmente está sendo elaborada a minuta do decreto a tempo da renovação do contrato, em junho, com novas bases. Se houver atraso nesse processo, o contrato de remuneração com o MME precisará ser renovado, mesmo que por curto prazo, de forma a preservar a manutenção das operações da PPSA.

A PPSA não possui quaisquer outras fontes regulares de receitas operacionais.

3.6.2 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 do bônus de assinatura destinadas à companhia, nos termos da parte final do inciso I do art. 7º da Lei nº 12.304/2010.

Ainda no segundo semestre deste ano, a companhia investiu R\$ 6,5 milhões em softwares especialistas, de geociências (geologia e geofísica), e de simulação de reservatórios, e de gestão de Custo em Óleo.

3.7 Participação externa e atendimento à sociedade

3.7.1 Eventos

A participação de executivos da companhia em eventos da indústria do petróleo tem o intuito de disseminar informações sobre o regime de partilha de produção e apresentar a atuação da empresa, assim como a contribuição na elaboração de trabalhos técnicos.

Pela primeira vez, a PPSA contou com um estande na ROG.e 2024. Na ocasião, foram realizadas 12 palestras sobre as principais atividades da empresa. Em dezembro, a empresa também realizou com sucesso seu tradicional Fórum Técnico, reunindo mais de 300 líderes do setor para debater sobre o regime de partilha. O evento foi realizado pela primeira vez no Hotel Prodigy Santos Dumont.

Os profissionais da PPSA também participaram de outros 17 eventos do setor:

- 12/7 – Reunião de Trabalho sobre a importância do Licenciamento Ambiental para a Segurança Energética – MME;
- 6/8 – 2024 Rio Energy Forum;
- 28/8 – 25ª Conferência Anual Santander;
- 4/9 – Cerimônia de adesão ao Pacto pela Diversidade, Equidade e Inclusão nas Empresas Estatais Federais;
- 5/9 – Encontro pela Mitigação das Emissões por meio de Captura e Armazenamento de Carbono (CCUS);
- 17/9 – Workshop CNI – Gás natural: medidas para o mercado competitivo;
- 17/9 – 4th Eage Conference On Pre Salt Reservoir;
- 24/9 – Explorando Novas Fronteiras: O futuro do mercado subsea no Brasil – Subsea 7;
- 25/9 – Tarde de autógrafos do livro “Mercado de Gás Natural no Brasil”;
- 7/10 – Offshore Week – O petróleo como visão estratégica do país;
- 8/10 – Sanção do PL 528/2020 – Programa Combustível do Futuro;
- 17/10 – Fórum China-Brazil, Pequim – CNOOC;
- 20/10 – Cerimônia de nomeação FPSO Bacalhau, Singapura;
- 24/10 – Welltec Technology Day;
- 30/10 – Offshore Week – Recomposição das reservas brasileiras;
- 4/11 – 40ª AGO do Comitê Permanente de Gênero, Raça e outras Diversidades do MME (Cogemnev);
- 19/11 – Workshop Gás para Empregar e Harmonização Regulatória;
- 21/11 – Workshop Potencializa E&P; e
- 9/12 – 1º Seminário de Partilha de Produção da Petrobras.



3.7.2 Transparência:

Em cumprimento à Instrução Normativa TCU nº 84/2020, foi realizada a inserção de conteúdo na página da prestação de contas 2024, com os principais resultados do ano.

3.7.4 Atendimento à sociedade

A PPSA atende à sociedade por meio de Canal de Denúncias próprio e pelo Fala.BR. No segundo semestre foram recebidas 39 manifestações no Fala.BR, sendo 8 imediatamente encaminhadas para outros órgãos. Das 31 restantes, 6 não eram correlatas à PPSA. As 25 endereçadas à empresa foram respondidas prontamente. Destas, 22 são referentes a pedidos de acesso à informação, duas solicitações e uma sugestão.

4. Informações econômico-financeiras

4.1 Realização orçamentária

Do Programa de Dispendios Globais de 2024, aprovado pelo Decreto nº 11.814 de 05/12/2023, foram realizadas 104% das fontes de recursos planejadas, perfazendo R\$ 148,18 milhões. Desse total, 89,06% são receitas operacionais e 10,94% receitas financeiras. No que tange aos usos de recursos, foram realizados 87% dos usos de recursos planejados, perfazendo R\$ 126,19 milhões. Desse total, 39,24% correspondem a despesas com pessoal e encargos sociais; 16,68% a despesas com serviços de terceiros; 25,71% a tributos e encargos parafiscais e 15,45% são correlatos a dispendios de capital. Outros 2,92% respondem pelas rubricas de outros dispendios correntes, utilidades e serviços, e materiais e produtos.

4.2 Receita para a União

No segundo semestre de 2024, a PPSA gerou para a União R\$ 6.893,72 milhões sendo R\$ 6.865,90 relativos à comercialização de óleo de Mero, Sépia, Tupi, Búzios e Sapinhoá, e R\$ 27.82 milhões relativos à venda do gás natural de Búzios, Espadim, Sapinhoá, Sépia, Tartaruga Verde e Tupi, referentes a parcela da União sob gestão da Companhia.

A tabela abaixo mostra as quantidades comercializadas de gás e de óleo, com respectivos valores em Reais.



RELATÓRIO DE ATIVIDADES

2º SEMESTRE 2024



Rótulos de linha	Unidade Medição	Soma de Quantidade	Soma de Valor NF
MERO-ÓLEO	M3	2.196.535,33	5.944.957.160,37
SÉPIA-ÓLEO	M3	79.681,06	142.385.863,82
TUPI (LULA)-ÓLEO	M3	79.885,55	209.600.542,62
BÚZIOS-ÓLEO	M3	77.187,43	287.671.827,12
SAPINHOÁ-ÓLEO	M3	108.264,84	281.287.475,42
BÚZIOS-GÁS	MMBtus	442.898,29	7.544.883,01
ESPADIM -GÁS	MMBtus	1.303,20	22.976,00
SAPINHOÁ-GÁS	MMBtus	487.867,95	9.257.929,06
SÉPIA-GÁS	MMBtus	219.418,46	2.958.454,74
TARTARUGA VERDE-GÁS	MMBtus	771,75	14.202,89
TUPI (LULA)-GÁS	MMBtus	435.639,21	8.017.636,85
Total Geral		4.129.453,0770	6.893.718.951,90

Em relação ao ano de 2024, a PPSA gerou para a União R\$ 10.320,54 milhões sendo R\$ 10.277,77 milhões relativos à comercialização de óleo de Atapu, Mero, Sépia, Tupi, Búzios e Sapinhoá, e R\$ 42,78 milhões relativos à venda do gás natural de Búzios, Espadim, Sapinhoá, Sépia, Tartaruga Verde e Tupi, referentes a parcela da União sob gestão da Companhia.

A tabela apresenta as quantidades comercializadas de gás e de óleo, com respectivos valores em Reais.

Rótulos de linha	Unidade Medição	Soma de Quantidade	Soma de Valor NF
ATAPU-ÓLEO	M3	79.407,71	220.130.623,25
MERO-ÓLEO	M3	3.075.196,22	8.217.833.708,04
SÉPIA-ÓLEO	M3	155.608,63	334.707.455,19
TUPI (LULA)-ÓLEO	M3	79.885,55	209.600.542,62
BÚZIOS-ÓLEO	M3	396.232,72	1.014.209.639,36
SAPINHOÁ-ÓLEO	M3	108.264,84	281.287.475,42
BÚZIOS-GÁS	MMBtus	786.552,19	13.118.727,21
ESPADIM -GÁS	MMBtus	2.672,88	43.694,37
SAPINHOÁ-GÁS	MMBtus	797.874,56	14.664.400,45
SÉPIA-GÁS	MMBtus	255.626,07	3.352.330,37
TARTARUGA VERDE-GÁS	MMBtus	1.808,63	31.504,66
TUPI (LULA)-GÁS	MMBtus	638.334,28	11.565.683,62
Total Geral		6.377.464,2781	10.320.545.784,56