

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**

1º Semestre de 2025



Relatório Semestral

Janeiro – Junho 2025

Sumário

1. Resumo executivo	3
2. Atividades realizadas	4
2.1 Contratos de Partilha de Produção	
2.2 Acordos de Individualização da Produção	
2.3 Comercialização de petróleo e gás da União	
3. Organização interna.....	29
3.1 A companhia	
3.2 Gestão de pessoas	
3.3 Governança corporativa	
3.4 Planejamento estratégico	
3.5 Transformação digital	
3.6 Investimento e custeio	
3.7 Participação externa e atendimento à sociedade	
4. Informações econômico-financeiras.....	37
4.1 Realização orçamentária	
4.2 Receitas para a União	



Resumo Executivo

Este relatório registra as principais atividades realizadas pela PPSA (Pré-Sal Petróleo) ao longo do primeiro semestre de 2025, 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.

O primeiro semestre de 2025 foi marcado por avanços significativos nas frentes estratégicas da PPSA, com destaque para a produção crescente nos contratos de partilha, o fortalecimento da governança corporativa e a preparação para um novo ciclo de crescimento institucional, com a realização do primeiro concurso público da companhia. Neste semestre, foi lançado o edital e realizada a prova para o concurso. Mais de seis mil pessoas concorrem a cem vagas.

Na gestão dos contratos de partilha de produção, a PPSA manteve atuação ativa em todas as fases dos projetos, com destaque para a entrada em operação do FPSO Alexandre de Gusmão (Mero 4) e para o aumento da produção nos campos de Búzios, Sépia e Atapu.

Nos acordos de individualização da produção (AIPs), foram realizadas a negociação do AIP de Jubarte, garantindo aumento da participação da União no pré-sal, e a primeira redeterminação do AIP de Tupi. Em paralelo, seguem em andamento tratativas sobre outros acordos potenciais.

Na comercialização, destaca-se a realização do 5º Leilão de Petróleo da União, na B3, em junho. O leilão registrou o melhor valor pago pelo óleo da União e tem potencial de arrecadação R\$ 28 bilhões para os cofres públicos. No período, também foram intensificadas negociações para viabilizar o acesso da União aos sistemas integrados de escoamento e processamento de gás natural, alinhado ao programa Gás para Empregar.

No campo institucional, também foram realizadas iniciativas de transformação digital, projetos relacionados às iniciativas estratégicas ESG e de segurança da informação, com destaque para a migração do datacenter para a nuvem, a criação do Comitê de Inteligência Artificial e a instalação de centros de operações de rede e segurança. O semestre também foi marcado por ampliação da presença institucional da PPSA, com participação em 23 eventos do setor, e por ações voltadas à transparência e ao compromisso com a diversidade, equidade e inclusão.

Entre janeiro e junho, a empresa arrecadou R\$ 9,28 bilhões relativos à comercialização de óleo de Atapu, Mero, Sépia, Búzios, Itapu e Tupi e à venda do gás natural de Búzios, Espadim, Sapinhoá, Sépia, Tartaruga Verde e Tupi, referentes a parcela da União sob gestão da companhia.



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 54 Ballots e 18 AFEs (Authorization for Expenditure) no primeiro semestre de 2025;
- 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 48.000 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 de 2024 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 atingiu a capacidade de 180.000 bpd em maio de 2025; teve sua produção reduzida para cerca de 110.000 bpd para manutenção de um compressor de injeção de gás;
- O FPSO Alexandre de Gusmão (Mero 4) entrou em produção em 24/05/2025 e vem produzindo cerca de 30.000 bpd através de um poço; deverá atingir a produção de cerca de 90.000 bpd em dez/2025, com a entrada do 2º poço, e deverá chegar a 180.000 bpd no 2º semestre de 2026, quando o potencial de produção de Mero deverá atingir 770.000 bpd, completando o previsto no Plano de Desenvolvimento aprovado pela ANP;
- A produção de petróleo no primeiro semestre de 2025 (jan a mai/25) foi de cerca de 68,4 milhões de barris, tendo gerado receitas em favor da União da ordem de R\$ 5,3 bilhões e de cerca de R\$ 4,1 bilhões em pagamento de Royalties;
- A produção acumulada da Jazida Compartilhada de Mero, desde o início das operações em novembro/2017, foi da ordem de R\$ 335,8 milhões de barris, sendo 324.1 milhões na área do CPP de Libra e 11,7 milhões na Área não Contratada;
- Continua a perfuração e completação de poços para o desenvolvimento de Mero, com a utilização das sondas NS-39 (Mykonos) e NS-59 (Faye Kosack);
- 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 131 a 136, dentro do prazo previsto no CPP, tendo atingido o nível de reconhecimento da ordem de 97% dos gastos lançados pelo operador;
- Segue 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.

Contratos da 2ª e 3ª Rodadas de Partilha de ProduçãoBloco: Sul de Gato do Mato

Data da Assinatura do Contrato: 31/01/2018

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

Excedente em Óleo da União: 11,53%

Atividades realizadas:

- Realizadas reuniões mensais com o operador e com os demais parceiros do Pré-AIP, para planejamento e acompanhamento do projeto.
- O primeiro trimestre de 2025 foi marcado por (i) intensa atividade de engenharia e planejamento, em especial, com o FEED do FPSO e a revisão do Plano de Desenvolvimento (PD); (ii) coleta de propostas para os principais sistemas do projeto (Poços, SURF e FPSO); e (iii) revisão das estimativas de custo.
- A Decisão Final de Investimento (FID) foi tomada em mar/2025 e formalizada através da submissão da Declaração de Comercialidade (DC) à ANP, em 09/04/2025.
- O PD, que prevê um FPSO de 120 kbpd e 1º óleo em T1/2029, foi submetido em conjunto com a DC e segue em análise pela ANP.
- Os contratos para fornecimento de serviços integrados de perfuração e completção, dos sistemas submarinos e do FPSO foram assinados com as empresas Halliburton, TechnipFMC e MODEC, respectivamente.
- As equipes do operador foram reorganizadas e distribuídas para os principais locais de desenvolvimento das atividades, em especial, para Kuala Lumpur/Malásia.
- O AIP de Gato do Mato foi submetido à ANP em 06/05/2025, propondo a formalização da Área Individualizada (Jazida Compartilhada) e definindo os percentuais de participação em 50% para o CPP SdGM e 50% para o BM-S-54.
- A ANP aprovou o Relatório Final de Avaliação de Descoberta (RFAD) em 21/05/2025, tornando efetivas as DCs e formalizado as áreas de desenvolvimento de Orca e Sul de Orca, correspondentes às parcelas retidas do BM-S-54 e do CPP SdGM, respectivamente.
- O FPSO possui fornecedores de várias partes do mundo. Como marco relevante, em 25/06/2025, foi realizado o primeiro corte de aço para a construção do casco no Estaleiro Sumitomo, no Japão.
- Foi assinado um acordo de confidencialidade com a Petrobras para avaliar a capacidade e disponibilidade do SIP para processar uma eventual futura



exportação de gás natural. Acordo semelhante com relação ao SIE segue em negociação.

- Foi concluída a Auditoria de Custos em Óleo Ano Civil 2019 e programada a auditoria pertinente ao Ano 2020 para Q2/2025.
- Atividades de gestão contratual e de reconhecimento de custos em andamento normal.

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:

- Acompanhamento da produção nos FPSOs Cidade de São Paulo e Ilhabela
- Realizadas diversas manutenções em poços e linhas de produção e injeção
- Concluída a fase de comentários ao Aditivo 4 ao Acordo de Gestão da Jazida Compartilhada de Sapinhoá
- Aprovada a perfuração de poço complementar de injeção na Jazida Compartilhada
- Iniciada a análise do banco de dados de gastos e volumes relativos à primeira redeterminação

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:

- Sonda West Saturn efetuou operações de post-completion no poço PE-2, produtor; abandonou o poço temporariamente antes da conclusão das operações, devido a uma falha no equipamento de workover system. Em seguida, foi deslocada para efetuar operações de post-completion no poço PE-4A, também produtor, onde se encontra em fase final de operação;
- Sonda DS-17 perfurou e completou (lower completion) o poço WI-5, injetor de água. Em seguida, foi deslocada para a perfuração do poço GIPE-105, injetor de



gás, mas teve que ser abandonado em definitivo (perda do poço), devido a danos na cabeça do poço causados por falha no assentamento do pack-off. Depois, iniciou as operações de perfuração do poço GIPE-105A, onde se encontra atualmente;

- O FPSO Bacalhau saiu de Singapura em 30/12/24 e navegou para a sua locação no Campo de Bacalhau, aonde chegou no dia 22/02/25 e onde se encontra em trabalhos de comissionamento para o primeiro óleo, atualmente previsto para 01/09/25;
- Encontra-se em fase final de discussões o Regimento Interno do CPP de Norte de Carcará;
- Encontra-se também em discussões o Procedimento para a Equalização da Redeterminação de Bacalhau, cujo gatilho deve ser acionando durante o ano de 2026;
- Foi realizada a Auditoria de Custo em Óleo no CPP de Norte de Carcará referente ao ano de 2020, que se encontra em fase de emissão do Relatório Final de Auditoria pela PPSA.

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:

- Iniciada perfuração do poço ACFC-11 (3-RJS-762) EM 18/02/2025.
- Recebimento do reprocessamento sísmico das áreas ACFC-NW e ACFC-NE

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 processo final de devolução do Bloco em função dos resultados exploratórios.



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:

- Acompanhamento das atividades relacionadas à devolução da área, devido à não comercialidade.

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:

- O OCM realizado em 17/12/24 apresentou duas possibilidades de desenvolvimento dentro do Bloco, sendo uma o desenvolvimento stand alone do prospecto de Araucária e a outra o desenvolvimento em conjunto dos prospectos de Araucária e Pinhão;
- Os estudos continuaram sendo feitos pelo operador, sem apresentação de novos resultados, durante este primeiro semestre de 2025;
- A ANP aprovou a Resolução 815/2020 prorrogando o Período Exploratório do Bloco de Uirapuru de 17/12/2025 para 17/09/2026;
- O operador também solicitou nova prorrogação do prazo do Período de Exploração, com base na Resolução 878/2022, que se encontra em análise pela ANP.

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:

- Acompanhamento das atividades relacionadas à devolução da área, devido à não comercialidade.



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:

- Devido a não identificação de perspectivas de comercialidade do Bloco, os contratados - Petrobras, Chevron e Shell -, em 17/11/2023, aprovaram a sua completa devolução.

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:

- Sem atividades no período
- Contrato 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:

- Devido a não identificação de perspectivas de comercialidade do Bloco, os contratados - ExxonMobil e QPI -, em 11/02/2025, aprovaram a sua completa devolução.

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:

- Como histórico, a perfuração do poço pioneiro foi concluída em 2024, dando cumprimento ao Plano de Exploração Mínimo (PEM).
- Realizadas reuniões mensais com o operador e com os demais parceiros do CPP, para planejamento e acompanhamento do projeto.



- Realizado workshop para avaliação dos resultados do poço pioneiro, em 28/05/2025.
- Como os resultados do poço foram bastante desafiadores, gerando incertezas relevantes sobre a viabilidade do projeto, o consórcio iniciou avaliação sobre eventual devolução do bloco.
- Seguem em curso análises laboratoriais finais.
- Atividades de gestão contratual e de reconhecimento de custos em andamento normal.

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:

- Em negociação Termo Aditivo N°2 ao Acordo de Gestão.
- Em negociação a recuperação de custos dos anos de 2000 e 2001 (período do pré-Acordo de Gestão).

Contrato da 6ª Rodada de Partilha de Produção

Bloco: 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:

- Perfuração poço Curaçao-3 (3-SPS-111): 20/dezembro/2024 a 20/junho/2025;
- Perfuração poço Turtuga-1 (4-SPS-112): 13/dezembro/2024 a 21/maio/2025;
- Início da perfuração poço Curaçao-5 (3-SPS-113): 22/maio/2025 (em perfuração);
- Início da perfuração poço Curaçao-4 (3-SPS-114): 21/junho/2025 (em perfuração);
- Continuação processamento dados OBN (entrega programada para final de julho-2025);
- Em 30/maio/2025 a ANP autorizou a prorrogação da fase Exploratória do Contrato de Partilha de ARAM em cumprimento à Resolução ANP no 815/2020: período exploratório original (20/03/2027) foi prorrogado por 9 meses (para 30/12/2027).

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:

- Realizadas reuniões semanais de acompanhamento do projeto e atualização dos ballots
- Aprovados 68 ballots e 6 AFEs no período. 5 ballots cancelados.
- Realizadas reuniões periódicas dos subcomitês de reservatório, operação, desenvolvimento de projetos, acompanhamento de ballots
- Entrada em operação do FPSO Almirante Tamandaré em fevereiro com a produção do poço BUZ-74
- Concluída a auditoria de custos do período de 2021
- Em discussão o FEL 2 do projeto de Búzios 12
- Concluída com o CPP de Itapu a transação de troca de linha de produção para antecipação da instalação no poço BUZ-10
- Descoberto novo reservatório na perfuração do poço BUZ-99 na BVE 300
- Realizado o 'Technical Peer Review - Búzios 12 (FEL 2)' para as disciplinas de 'Subsea and Topside', 'Flow Assurance and Wells' e 'Business'
- Realizado o seminário de lições aprendidas de poços
- Apresentado para o Comitê de Gestão a proposta de 'GTGs Pool Proposal'
- Iniciadas as discussões sobre o ITT do FPSO de Búzios 12
- Aprovada a contratação do EPCI de Búzios 11 com a empresa Subsea7
- Reunião do consórcio para análise do SDWI Project Presentation (FEL 1)
- Realizado em junho o Búzios 'Reservoir Fórum' durante os dias 11, 12 e 13
- Aprovada a locação para a perfuração do poço BUZ N2 (ADR)
- Em elaboração o documento 'Termos e Condições Gerais para Recuperação do Interim Period Capex' para respaldar o reconhecimento de custos no período entre o CPP e o ACP.
- 6 unidades em produção no campo com produção em junho de 750 mil bpd e exportação de 7,0 MM m3/d de gás natural
- Em média operaram 5-7 sondas de perfuração simultaneamente no campo no período



- IBAMA autorizou a entrada em operação dos demais poços do FPSO Almirante Tamandaré
- Petrobras apresentou para a PPSA o conceito de fornecimento de Flexíveis a Metro que oferece maior flexibilidade operacional
- Sail away da P-78 adiado para julho de 2025

Bloco: Itapu

Data da Assinatura do Contrato: 30/03/2020

Contratados: Petrobras (Operador, 100%)

Excedente em Óleo da União: 18,15%

Atividades realizadas:

- Nesse semestre não houve entrada de novos poços em produção e injeção
- O projeto continua em operação através do FPSO P-71 com 5 poços produtores, 2 poços injetores de água e 1 poço injetor de gás
- Produção média de óleo, no semestre, ficou em torno de 156 mil bpd
- Mantida a média de injeção de água no patamar de 100 mil bpd
- Injeção de gás mantida no patamar de 1,7 MM m3/d

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 I desse projeto está em produção desde 25/06/2020, através do FPSO P-70, produzido, em jun/2025, 141 mil bpd
- Operando com 09 poços: 4 produtores + 2 injetores de gás + 3 injetores de água
- Comissionadas as Unidades para exportação de gás no FPSO (topside)
- Exportação de gás prevista para o 4º trimestre de 2025
- Com foco na Fase de Desenvolvimento da Produção, no 1º semestre de 2025, foram emitidos e votados, respectivamente, 29 e 31 Ballots
- 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, produzido, em jun/2025, 144 mil bpd
- Operando com 8 poços, sendo 5 produtores, 2 injetores de gás e 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 1º semestre de 2025, foram emitidos e votados, respectivamente, 37 e 37 Ballots
- 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:

- Perfurado o poço pioneiro do Norte de Brava (Mirante de Forno) e realizado o teste de formação.
- Prossegue a produção normal nos FPSOs Ana Nery e Anita Garibaldi
- Elaborado o plano de revitalização do FPSO P-31
- Elaborada o plano de interligação do polo AB-137
- Programada a execução da sísmica Nodes na área
- Encaminhado o Aditivo 3 ao AIP de Brava com alteração de gatilhos de redeterminação
- Negociado o Aditivo 4 ao AIP de Forno com proposição de novos gatilhos
- Em perfuração o poço AB-138

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:**

- Aprovadas as adesões a contratos e as contratações remanescentes (Serviços de contrapressão com tecnologia MPD - Managed Pressure Drilling; Fornecimento de acessórios e conexões para revestimentos do estoque da Petrobras; e Serviços Especiais - Logística, suporte Offloading e Subsea) necessárias às atividades de perfuração do poço Andorinha Majuí
- Realizado, em 29/05/2025, o Andorinha Drilling Workshop em que foi detalhada a estratégia de execução e análise dos resultados do poço exploratório Andorinha- Majuí
- Realizadas as atividades de gestão contratual e de reconhecimento de custos
- Início da perfuração do poço previsto para o dia 09/07/2025

Bumerangue

Data da Assinatura do Contrato: 01/06/2023

Contratados: BP Energy (100%)

Excedente em Óleo da União: 5,90%

Atividades realizadas:

- Realizadas reuniões mensais com o operador para planejamento e acompanhamento do projeto
- Concluídos os estudos geológicos da área
- Concluídas as atividades de planejamento, preparação e contratações para a perfuração do poço pioneiro (equipes, materiais, equipamentos, embarcações de suporte e serviços auxiliares)
- Sonda de perfuração contratada: Valaris Renaissance (DS-15)
- Realizado workshop para apresentação do sistema de resposta a emergências com derramamento de óleo, em 09/05/2025
- Obtidas a licença ambiental para perfuração, junto ao IBAMA, e as demais licenças e permissões para o início da perfuração
- O spud do poço pioneiro foi realizado em 25/05/2025
- As atividades de perfuração seguem conforme planejado, com acompanhamento permanente da PPSA, através de sistema on-line e de relatórios diários emitidos pelo operador
- Em 25/06/2025, foi realizado exercício de médio porte para testar a prontidão de combate a emergência com derramamento de óleo, com a presença do IBAMA e da Marinha do Brasil, com efetivo lançamento de barreiras, sobrevoos e simulação de recolhimento de óleo no mar



- Atividades de gestão contratual e de reconhecimento de custos em andamento normal

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:

- Nenhum evento importante durante o primeiro semestre de 2025

Contrato do 2º Ciclo da Oferta Permanente de Partilha de Produção

Tupinambá

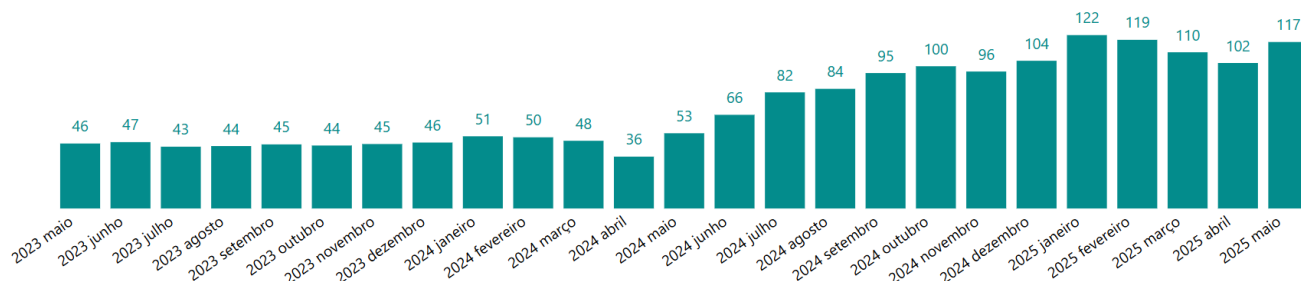
Data da Assinatura do Contrato: 27/05/2024

Contratados: BP Energy (100%)

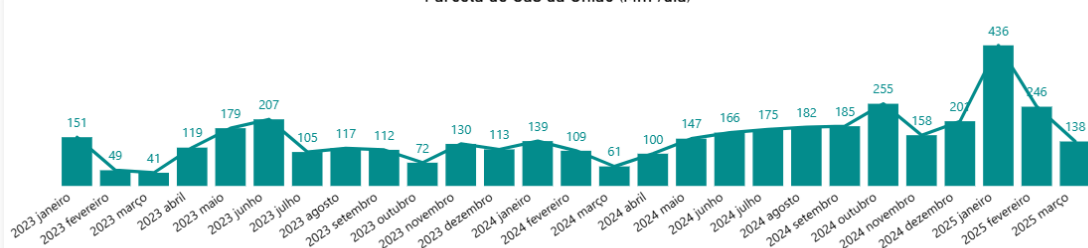
Excedente em Óleo da União: 6,50%

Atividades realizadas:

- Realizadas reuniões mensais com o operador para planejamento e acompanhamento do projeto
- Aprovado o Work Program and Budget para 2025
- Seguem em curso os estudos geológicos da área
- Seguem em curso as atividades de planejamento e preparação para a perfuração do poço pioneiro (equipes, materiais, equipamentos, embarcações de suporte e serviços auxiliares)
- A perfuração do poço pioneiro prevista para T3/2026
- O plano geral de contratações foi submetido pelo operador e segue em avaliação pela PPSA
- Segue em curso a execução do Plano de Caracterização Ambiental (PCA), como parte do processo para licenciamento ambiental
- Atividades de gestão contratual e de reconhecimento de custos em andamento normal

**2.1.2 Produção de petróleo e gás natural da União. Dados de maio de 2025.****Produção média diária de petróleo da União****Parcela de Óleo da União (Mbpd)****Parcela de Óleo da União (Mbpd)**

Tipo	Campo	Realizado
CPP	Mero	94,55
CPP	Itapu	10,32
CPP	Búzios	7,19
CPP	Sapinhoá	1,98
CPP	Sepia	1,79
CPP	Atapu	1,34
CPP	Tartaruga Verde Sudoeste	0,02
CPP	Espadim	0,01
Total		117,18

Produção média diária de gás natural da União**Parcela de Gás da União (Mm³/dia)**



Parcela de Gás da União (Mm³/d)

Tipo	Campo	Realizado
AIP	Tupi	50,71
CPP	Búzios	37,20
CPP	Espadim	0,09
CPP	Sapinhoá	42,30
CPP	Sepia	7,63
CPP	Tartaruga Verde Sudoeste	0,07
Total		138,00

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

A Lei 15.075, de 26 de dezembro de 2024, permitiu 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

Todavia, Atapu e Sépia aderiram ao estabelecido na Resolução Nº 833/2020 (AIP), optando pelo Conteúdo Global de 30% (Fase de Desenvolvimento da Produção).

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

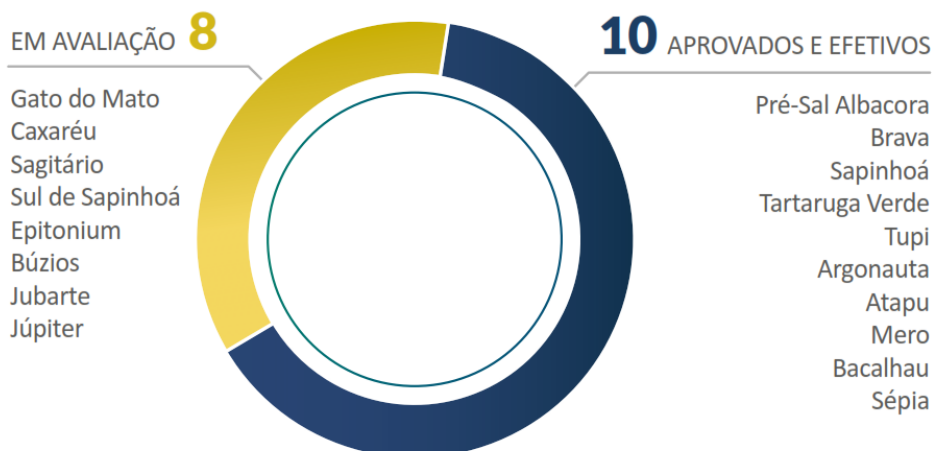
Mantidos os percentuais de Conteúdo Local estabelecidos na 3ª Rodada de Licitação, sendo 18% para a Fase Exploratória e para a Fase de Desenvolvimento da Produção: 25% para Construção de Poço; 40% para Sistema de Coleta e Escoamento da Produção e 25% para Unidade Estacionária de Produção.

Conteúdo local mínimo 1ª e 2ª OPP (%)		
Fase de exploração		18
Etapa de desenvolvimento	Construção de poço	25
	Sistema de coleta e escoamento da produção	40
	Unidade Estacionária de Produção	25

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 equanimente, 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:

- Conclusão do AIP do Pré-Sal de Jubarte, com sua submissão, junto com o PD, à ANP em 30/05/25. A parcela de Participação determinada nesse AIP para as Áreas não Contratadas foi de 1,89%.
- Conclusão da Primeira Redeterminação do AIP de TUPI, com o estabelecimento da nova Parcela de Participação da Área não Contratada de 0,833%. Com a conclusão da Redeterminação, está em fase final a elaboração do Quarto Termo Aditivo ao AIP de Tupi formalizando as novas Parcelas de Participação, a ser submetido à ANP.
- Assinado o Aditivo ao Acordo de Confidencialidade de Caxaréu, o que permitiu, em seguida a passagem das informações e dados desse Campo. No momento as duas partes (Petrobras e PPSA) estão negociando o cronograma para a realização das discussões sobre o AIP de Caxaréu.
- Realização de workshop técnico em jan/2025 para a confirmar a retomada da produção contínua do AIP de Nautilus, ainda que com interrupções operacionais pontuais. Anunciada a cessão da participação da QatarEnergy no AIP de Nautilus para a Brava, dando início a negociação de aditivos ao AIP, ao Contrato de Consórcio e ao 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 primeiro semestre de 2025, foram comercializados 23 milhões de barris de petróleo da União, provenientes dos Campos de Mero, Búzios, Sépia, Itapu, Atapu e da Área Individualizada de Tupi. Nesse mesmo período, a arrecadação para a União foi de cerca de R\$ 9,25 bilhões.



Também foram comercializados 36,3 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). Neste período, a arrecadação para a União foi de cerca de R\$ 26,9 milhões.

Com esse resultado, no primeiro semestre de 2025, a PPSA comercializou um total de R\$ 9,28 bilhões de petróleo e de gás natural da União.

As tabelas abaixo apresentam os volumes comercializados:



RELATÓRIO DE ATIVIDADES

1º SEMESTRE 2025

Cargas de Petróleo:

CAMPO	VOLUME DA CARGA (m³)	VOLUME DA CARGA (bbl)	DATA DA DESCONEXÃO DO MANGOTE
MERO	157.093,650	988.087,640	06/01/2025
ITAPÚ	79.840,320	500.390,290	12/01/2025
MERO	79.981,353	503.066,714	22/01/2025
MERO	158.597,730	997.548,002	23/01/2025
MERO	79.944,672	502.835,998	31/01/2025
SÉPIA	79.707,297	499.598,300	11/02/2025
MERO	156.130,059	982.026,845	13/02/2025
MERO	154.701,410	973.040,929	24/02/2025
MERO	80.034,460	503.400,747	19/02/2025
ATAPÚ	79.641,634	499.172,100	02/03/2025
SÉPIA	149.548,193	937.326,310	03/03/2025
MERO	153.092,087	959.486,250	07/03/2025
MERO	77.325,995	484.655,110	12/03/2025
MERO	159.468,260	999.441,950	14/03/2025
MERO	79.894,505	500.722,260	17/03/2025
SÉPIA	149.700,635	938.294,240	19/03/2025
MERO	77.241,314	484.116,350	01/04/2025
MERO	157.923,810	989.786,250	16/04/2025
MERO	77.122,140	483.373,820	16/04/2025
SÉPIA	79.757,767	499.903,200	16/04/2025
MERO	157.988,843	990.173,740	21/04/2025
BUZIOS	79.800,325	500.152,720	19/04/2025
MERO	77.354,272	484.820,190	02/05/2025
MERO	156.652,365	981.782,090	11/05/2025
MERO	157.367,280	986.287,250	15/05/2025
TUPI	79.979,470	503.054,870	24/05/2025
MERO	158.827,153	995.423,800	06/06/2025
MERO	159.667,727	1.000.699,240	07/06/2025
BUZIOS	80.928,501	507.218,020	09/06/2025
MERO	71.453,580	447.846,880	18/06/2025
MERO	151.536,238	949.623,190	23/06/2025
BUZIOS	79.884,844	500.681,940	26/06/2025

Volumes de gás natural:

MÊS DA PRODUÇÃO	GÁS (CAMPO)	VOLUME TOTAL COMERCIALIZADO (m3)	ENERGIA TOTAL COMERCIALIZADA (MMBtu)
JAN 2025	SAPINHOÁ	901.781	39.808,3374
JAN 2025	TUPI	1.900.128	83.156,3091
JAN 2025	BÚZIOS	1.454.185	63.680,5613
JAN 2025	TARTARUGA VERDE SO	1.791	86,4234
JAN 2025	SÉPIA	9.268.635	462.985,4833
JAN 2025	BRAVA/ESPADIM	91	4,1384
FEV 2025	SAPINHOÁ	1.230.619	54.000,8293
FEV 2025	TUPI	1.800.302	78.674,9635
FEV 2025	BÚZIOS	1.374.948	59.452,1230
FEV 2025	TARTARUGA VERDE SO	2.105	102,2522
FEV 2025	SÉPIA	2.476.110	123.678,6016
FEV 2025	BRAVA/ESPADIM	503	22,8718
MAR 2025	SAPINHOÁ	1.311.237	58.190,0394
MAR 2025	TUPI	1.572.039	69.548,7937
MAR 2025	BÚZIOS	1.153.283	51.125,2637
MAR 2025	TARTARUGA VERDE SO	2.027	96,6264
MAR 2025	SÉPIA	236.665	11.156,3125
MAR 2025	BRAVA/ESPADIM	2.691	122,4644
ABR 2025	SAPINHOÁ	1.135.468	50.656,1067
ABR 2025	TUPI	732.966	32.182,3047
ABR 2025	BÚZIOS	2.154.115	96.792,4061
ABR 2025	TARTARUGA VERDE SO	1.575	74,9097
ABR 2025	SÉPIA	750.161	35.362,3522
ABR 2025	BRAVA/ESPADIM	1.085	68,5474
MAI 2025	SAPINHOÁ	913.929	40.629,5127
MAI 2025	TUPI	196.575	8.703,0560
MAI 2025	BÚZIOS	2.057.885	92.749,9377
MAI 2025	TARTARUGA VERDE SO	2.674	133,7599
MAI 2025	SÉPIA	105.358	4.966,5471
MAI 2025	BRAVA/ESPADIM	3.640	192,1715
JUN 2025	SAPINHOÁ	864.089	38.746,2910
JUN 2025	BÚZIOS	2.193.387	99.250,6543
JUN 2025	TARTARUGA VERDE SO	202	10,2273
JUN 2025	SÉPIA	554.881	26.241,0745
JUN 2025	BRAVA/ESPADIM	3.408	152,7764

Além das atividades ligadas diretamente aos embarques e faturamentos das cargas de petróleo e aos faturamentos dos volumes de gás natural da União, a Superintendência de Comercialização (SCP) é responsável por diversas outras atribuições.

No primeiro semestre de 2025, foram destaques as seguintes atividades:

- Planejamento, execução e realização do 5º Leilão de Petróleo da União, na B3, em 26/06/2025, com excelentes resultados para União, conforme indicado na tabela abaixo:



Lote	Petróleo/FPSO	Volume total estimado em mil barris	VENCEDOR	DECONTO SOBRE BRENT DATADO (US\$ /bbl)	RECEITA TOTAL ESTIMADA (*) (R\$)
1	Mero/Guanabara	14.000,00	Petrobras	1,22	R\$ 5.277.426.378,00
2	Mero/Sepetiba	14.000,00	Galp/Exxon	1,35	R\$ 5.267.338.664,00
3	Mero D. de Caxias ¹	14.000,00	EQUINOR	1,11	R\$ 5.285.962.136,00
4	Mero/Alex. Gusmão e	15.000,00	Petrobras	1,54	R\$ 5.627.780.445,00
	Mero/FPL	2.500,00	Petrobras	1,54	R\$ 937.963.407,50
5	Búzios	3.500,00	Petrochina e Mataripe	1,14	R\$ 1.320.908.550,50
6	Itapu	6.500,00	Petrochina e Mataripe	0,65	R\$ 2.470.769.379,00
7	Sépia	5.000,00	Petrobras	1,69	R\$ 1.871.769.790,00
Volume total estimado (MM bbl)		74,50	Receita total estimada (R\$ bilhões):		28,06

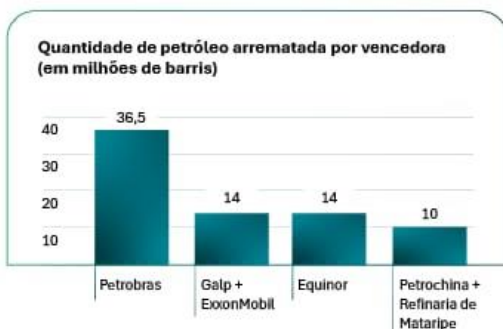
(*) Com base no Dated Brent de 25 maio 2025, de 69,23 US\$/bbl

RESULTADOS 5º LEILÃO DE PETRÓLEO DO PRÉ-SAL

PPSA realiza maior venda de petróleo do pré-sal

Sete lotes foram vendidos e asseguraram receita à União

Lote	Volume comercializado (milhões de barris)	Campo	Vencedora
Lote 1	14	Mero/Guanabara	Petrobras
Lote 2	14	Mero/Sepetiba	Galp + ExxonMobil
Lote 3	14	Mero/D. de Caxias	Equinor
Lote 4	17,5	Mero/Alex. Gusmão e Mero PL	Petrobras
Lote 5	3,5	Búzios	Petrochina + Refinaria de Mataripe
Lote 6	6,5	Itapu	Petrochina + Refinaria de Mataripe
Lote 7	5	Sépia	Petrobras



R\$ 25 bi
Estimativa inicial de arrecadação do leilão

10
Total de empresas habilitadas para leilão

R\$ 28 bi
Estimativa após resultado do leilão

74,5 mi
Quantidade de barris de petróleo em oferta

Valores pagos por lote: Brent datado menos

LOTE 1	LOTE 2	LOTE 3	LOTE 4	LOTE 5	LOTE 6	LOTE 7
US\$ 1,22 / barril	US\$ 1,35 / barril	US\$ 1,11 / barril	US\$ 1,54 / barril	US\$ 1,14 / barril	US\$ 0,65 / barril	US\$ 1,69 / barril



- 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 (MM bbl)	EMPRESAS CONCORRENTES	VENCEDOR	RECEITA TOTAL ESTIMADA NA VENDA (R\$)
3º LEILÃO SPOT 19/03/2025	ITAPU	1,0	ACELEN GALP PETROBRAS PETROCHINA PRIO	PETROBRAS	(*)
VOLUME TOTAL (MM bbl)		1,0	RECEITA TOTAL ESTIMADA NA VENDA (MM R\$)		(*)

(*) O preço obtido no leilão spot será divulgado 15 dias após o embarque da(s) carga(s).

- Coordenação das negociações junto aos proprietários das infraestruturas de escoamento e de processamento de gás natural da Bacia de Santos para viabilização das contratações dos Sistemas Integrados de Escoamento (SIE) e de Processamento (SIP), com as melhores condições e com tarifas justas e adequadas, visando avançar na cadeia de comercialização do gás natural, com maior competitividade e de modo a garantir os melhores preços possíveis para gás da União, mas sempre com base nas premissas de maximização dos resultados para a União e de não causar impacto negativo ao Fundo Social.
- Paralelamente, e enquanto não são concluídas as negociações para acessos ao SIE-BS e ao SIP, a SCP vem realizando estudos e negociações para desenvolvimento de modelo de negócio transitório, no qual uma terceira parte (Agente Comercializador) realiza o escoamento e o processamento para que a União possa comercializar seu gás na saída do sistema processamento de forma mais competitiva.
- Além destas atividades, em preparação para a realização do 1º Leilão de Gás Natural, a SCP vem trabalhando em conjunto com a GLC, em processo para contratação empresa especializada na prestação de serviços de consultoria para a realização de estudo e emissão de relatório para a modelagem de leilão para comercialização de gás natural da União.



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

A PPSA iniciou, no primeiro semestre de 2025, a implementação de seu primeiro concurso público, marco histórico na estruturação da força de trabalho da companhia. O processo foi conduzido em alinhamento com as diretrizes da Secretaria de Coordenação e Governança das Empresas Estatais (SEST), abrangendo a definição do plano de funções, estimativa de vagas, elaboração do edital e contratação da banca organizadora.

Até junho de 2025, foram finalizadas as etapas preparatórias e realizada a aplicação das provas (29/junho) para os candidatos inscritos. Mais de seis mil candidatos se inscreveram para disputar cem vagas oferecidas pela empresa. A expectativa é de que os primeiros empregados concursados sejam admitidos no segundo semestre, ampliando a capacidade técnica da empresa e fortalecendo sua atuação estratégica na gestão dos contratos de partilha de produção e comercialização do petróleo e gás da União.

A PPSA segue atuando de forma ativa no COGEMMEV – Comitê Permanente para Questões de Gênero, Raça e Diversidade do Ministério de Minas e Energia e Entidades Vinculadas. O Comitê, de caráter colegiado, consultivo e propositivo, visa fomentar o debate e propor a implementação de políticas voltadas à promoção da diversidade, equidade e inclusão no âmbito do MME e de suas entidades vinculadas. No primeiro semestre de 2025, a Gerente de Recursos Humanos da PPSA participou da 42ª Assembleia Geral Ordinária do COGEMMEV, realizada em Brasília, reforçando o compromisso institucional com a pauta da inclusão.

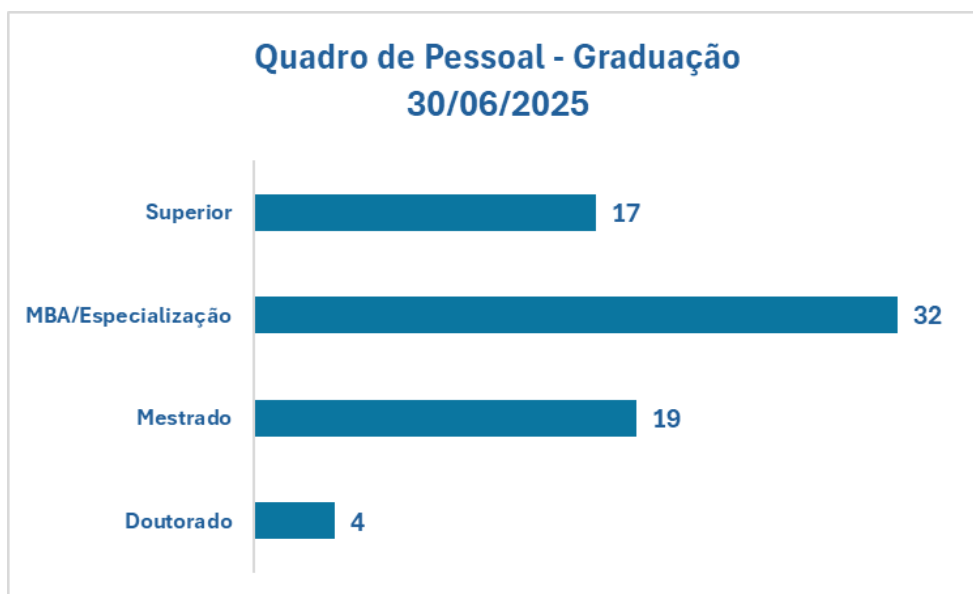
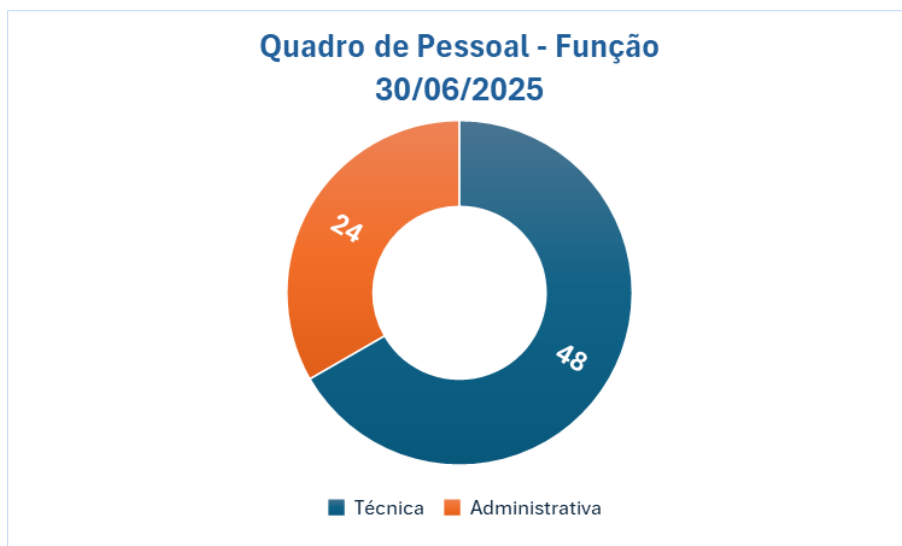
Paralelamente, a PPSA também integra o Pacto pela Diversidade, Equidade e Inclusão, promovido pelo Ministério da Gestão e da Inovação em Serviços Públicos (MGI), que reúne estatais federais em torno do desenvolvimento de ações e compromissos voltados à valorização da pluralidade nos ambientes organizacionais. Ambas as iniciativas, embora independentes, convergem na promoção de ambientes de trabalho mais justos, diversos e inclusivos no setor público.

Quadro de pessoal

O quadro de pessoal da PPSA é de 74 vagas destinadas a empregados ocupantes de Cargos em Comissão, de livre provimento, e de 100 vagas destinadas a empregados efetivos, aprovado pela Portaria SEST/SEDDM/ME Nº 5.750, de 28.06.2022.

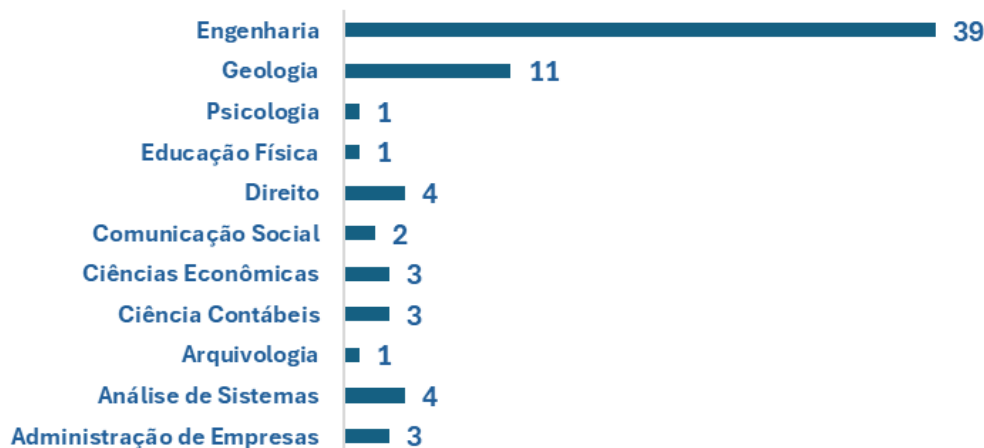


Em 30 de junho de 2025, a empresa contava com 72 profissionais com as seguintes formações universitárias e nível de graduação conforme gráficos abaixo (função, nível de escolaridade, formação universitária):





Quadro de Pessoal - Formação Universitária 30/06/2025



3.3 Governança Corporativa

A governança da empresa continua utilizando de forma efetiva o modelo híbrido de reuniões com os colegiados estatutários, entre remotas e presenciais, sem perda de qualidade na interação entre os participantes ou eficiência no acompanhamento e deliberações dos assuntos de interesse da PPSA.

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

Assembleia Geral
Aprovação do Relatório Anual da Administração e das Demonstrações Contábeis relativas ao Exercício Social de 2024
Aprovação da Remuneração de Diretores, Conselheiros e membros de Comitês Estatutários de abril de 2025 a março de 2026.
Conselho de Administração
Aprovação do cumprimento das metas e resultados do Plano Estratégico de 2024-2028
Aprovação da revisão dos Planos de Cargos e Salários, de Funções e de Transição
Eleição do Diretor-Presidente da PPSA
Aprovação do Relato Integrado de 2024
Aprovação do Carta Anual de Políticas Públicas e Governança Corporativa de 2024
Aprovação da Política de Indicação
Aprovação do Programa de Dispendios Globais e Orçamento de Investimentos – PDG/OI 2026



3.4 Planejamento Estratégico

Durante o primeiro semestre de 2025, destacam-se as seguintes realizações que estavam previstas no Planejamento Estratégico:

Diretriz 1: Otimizar a gestão dos processos de CPPs e AIPs

- Elaboração de acordos com os operadores sobre construção conjunta de modelos de reservatórios para as determinações e redeterminações, principalmente para os AIPs com áreas não contratadas;
- Melhoria do processo de avaliação técnica da PPSA nos processos de determinação e redeterminação, com o apoio (mediante contratação) de prestador de serviço especializado e experiente. Iniciado o processo de contratação para execução no segundo semestre.

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

- 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). No primeiro semestre a PPSA mobilizou o diálogo junto aos operadores vigentes, para viabilizar sua nova atribuição. A negociação de adesão junto à Petrobras para o SIP foi concluída, com resultados globais satisfatórios. Com relação à negociação junto aos proprietários do SIE, o cronograma de reuniões continua em curso.
- Planejamento e realização do 5º leilão de óleo na B3 em 26/06/25, de modo exitoso, com a venda de 74,5 MM bbl, o que representa uma receita total estimada de R\$ 28 bilhões para a União.

Diretriz 3: Consolidar a estruturação da empresa

- Adequação da força de trabalho da PPSA: Iniciado o processo seletivo público para reforço da composição do quadro interno de colaboradores, com provas realizadas em 29/06/25 e expectativa de resultado final em 30/09. Previsão da entrada dos concursados a partir de novembro/2025.
- Implantação da gestão do conhecimento na PPSA: Elaboração do Programa de Ambientação em estágio avançado (estimativa de conclusão em agosto/25), a partir da construção de trilhas e guias do conhecimento para capacitação dos novos funcionários;
- Implantação do ERP: Concepção e preparação da licitação do Novo ERP da PPSA, um projeto estruturante que visa modernizar a gestão empresarial e integrar os processos de negócio da companhia. Perspectiva de contratação no segundo semestre de 2025;



- Estruturação da jornada de IA na PPSA: Estabelecimento de Comitê de Inteligência Artificial em maio/25 para iniciar a estruturação da jornada de IA na empresa no contexto da transformação digital e da melhoria dos processos internos. Em paralelo, preparada licitação para contratação de ferramenta de IA a ser realizada em julho/25;
- Fortalecimento das medidas de Segurança da Informação: Migração do Datacenter para a nuvem finalizada em junho/25. Adicionalmente, implantação de monitoramento proativo e gestão centralizada da infraestrutura de rede. Também foi iniciada a implantação de um Centro de Operações de Segurança (SOC) e a realização de um teste de invasão (Pentest), todas ações importantes para identificar e responder a riscos, garantindo maior proteção aos sistemas e dados;
- Expansão da comunicação institucional com os públicos de interesse, com destaque para o início da implantação da intranet institucional, cujo primeiro protótipo funcional está previsto para agosto de 2025. Também foi iniciado o processo de contratação de uma empresa especializada em eventos, com previsão de conclusão no segundo semestre, visando apoiar a equipe interna na ampliação da presença da PPSA em eventos do setor e no fortalecimento do relacionamento com os stakeholders;
- Garantia da Sustentabilidade Financeira da PPSA: negociação em curso junto ao MME para revisão do modelo de remuneração da PPSA em função da Lei nº 15.075/2024, que lhe confere autonomia financeira.

Diretriz 4: Fomentar ações ESG na PPSA e nos consórcios

- Instituição do Comitê de ESG da PPSA, para incentivar a promoção de ações de diversidade, equidade e inclusão; bem-estar e saúde; projetos sociais/culturais; e o estabelecimento de indicadores relacionadas à ESG na PPSA, incluindo o monitoramento de emissões e informações de segurança relativos aos contratos sob sua gestão.
- Identificação e sistematização de indicadores de interesse para monitoramento da PPSA, com perspectiva de estruturação de Painel de SMS no segundo semestre;
- Revisão do procedimento de análise do Plano de Desenvolvimento (PD) em andamento, a partir de relatório orientativo gerado pelo Comitê Estratégico de Descarbonização;
- Elaboração de Plano de Ação para atendimento ao COGEMMEV (Comitê Permanente para Questões de Gênero, Raça e Diversidade do Ministério de Minas e Energia e Entidades Vinculadas) e ao pacto global (MGI), com ações em andamento.



3.5 Transformação digital

O primeiro semestre de 2025 foi um período de avanços importantes na transformação digital da PPSA. Com várias iniciativas estratégicas da área de TI, a empresa conseguiu acelerar mudanças, modernizar a infraestrutura, reforçar a segurança, melhorar processos e iniciar o desenvolvimento de soluções internas.

Um dos grandes destaques do período foi a aprovação do Plano Diretor de Tecnologia da Informação (PDTI), um documento norteador que estabelece as diretrizes e os investimentos em TI para os próximos anos, garantindo o alinhamento estratégico com os objetivos de negócio da companhia.

Dando um passo fundamental em direção à modernização e escalabilidade, foi finalizado a migração do datacenter para a nuvem pública da Microsoft Azure. Esta transição estratégica confere maior flexibilidade, disponibilidade e eficiência operacional, ao mesmo tempo que otimiza a estrutura de custos e fortalece a segurança dos dados da empresa.

Para elevar a maturidade da segurança da informação da PPSA, foi implantado um Centro de Operações de Rede (NOC - Network Operations Center), que permite o monitoramento proativo e a gestão centralizada da infraestrutura de rede. Em paralelo, foi iniciada a implantação de um Centro de Operações de Segurança (SOC - Security Operations Center) e a execução de um Teste de Invasão (Pentest), iniciativas cruciais para a detecção, resposta a incidentes e mitigação de vulnerabilidades, protegendo os ativos digitais de forma mais robusta.

Buscando mais agilidade e eficiência nos processos, também foi implantada uma nova plataforma de assinatura eletrônica. Com ela, a formalização de documentos ficou mais moderna, segura e rápida, com validade jurídica garantida.

No campo do desenvolvimento, a empresa iniciou a criação de sistemas internos para atender as necessidades da área administrativa e de uma nova Intranet corporativa. No que tange ao Sistema de Gestão de Partilha da Produção (SGPP), o trabalho de melhoria contínua prosseguiu com a implementação de novas funcionalidades, aprimorando a experiência do usuário e a eficiência do sistema. Adicionalmente, um esforço considerável foi dedicado ao trabalho de concepção da licitação para a contratação do Novo ERP da PPSA, um projeto estruturante que visa modernizar a gestão empresarial e integrar os processos de negócio da companhia.

Os avanços deste semestre reforçam o compromisso da empresa com a inovação e a eficiência. Os próximos passos incluem a conclusão da implantação do SOC, o avanço no desenvolvimento dos novos sistemas e a concretização do processo licitatório do ERP, mantendo a tecnologia como um pilar fundamental para o crescimento e a sustentabilidade da PPSA.



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 PPSA, até o quinto dia útil do mês subsequente, para que o MME efetue a conferência e libere o aceite dos serviços.

Em 27 de junho de 2024, foi assinado o Contrato Nº 19/2024, que estabeleceu a vigência do contrato de remuneração de 01 de julho de 2024 até 30 de junho de 2025.

Ainda em 2024, mais precisamente em 26 de dezembro, a Lei 15.075 instituiu uma nova modalidade de remuneração para a PPSA. Atualmente, a minuta do decreto para a renovação do contrato com base nessas novas diretrizes está em elaboração, visando sua implementação a partir de 01 de outubro de 2025.

Em 30 de junho de 2025, foi efetuado um aditivo contratual prorrogando o contrato de remuneração por 3 meses, estendendo a vigência até 30 de setembro de 2025. Esta prorrogação garante a continuidade das operações da Companhia.

A PPSA não possui outras fontes regulares de receitas operacionais, o que torna a manutenção deste contrato crucial.

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 primeiro semestre deste ano, a companhia investiu R\$ 2,3 milhões em softwares especialistas, de interpretação sísmica, e de gestão de Custo em Óleo.

Além desse montante, também foram realizados investimentos da ordem de R\$ 4,7 milhões em soluções na modalidade Software as a Service (SaaS).

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.

A PPSA participou de 23 eventos externos no primeiro semestre, alguns deles como participante e outros como expositora:



- Programa de Governança e Modernização das Empresas Estatais – Inova
- Reunião Conselho Nacional de Política Energética
- CeraWeek
- Offshore Support Vessel
- Webinar MME
- Liderança Sustentável Amcham
- Gas Week
- Tributação em óleo e gás (Firjan)
- Qual é o futuro do pré-sal: extração de petróleo (Unirio)
- A Força do Petróleo do Rio de Janeiro, um Gigante Energético (SEENEMAR RJ)
- SPE Brasil Sustainability Symposium
- OTC Houston
- 2º Fórum de Compartilhamento de Boas Práticas das Empresas Estatais
- Seminário de Gás Natural do IBP
- Argus Rio Crude Conference
- Encontro Cogemmev
- FPSO Brazil Congress 2025
- 12º Seminário sobre Matriz e Segurança Energética Brasileira
- Viridien New Technology Brasil Day
- Cerimônia de celebração do primeiro óleo do FPSO Alexandre de Gusmão
- Lançamento 10ª edição Anuário de Petróleo da Firjan
- Participação no painel "Oferta de Gás Nacional e Importado" – Gás para Empregar
- Lançamento da Nota Técnica de Descabornização IBP

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. Também foi finalizado o Relato Integrado, o Relatório Anual da Administração e a Carta Anual de Governança Pública.

Página de Transparência pública: <https://www.presalpetroleo.gov.br/transparencia-e-prestacao-de-contas/>

Página de Acesso à Informação: <https://www.presalpetroleo.gov.br/transparencia/>

Relato Integrado: https://www.presalpetroleo.gov.br/wp-content/uploads/2025/06/Relato-Integrado-PPSA-2024_Atualizado-13-06-2025-v1.pdf

Relatório da Administração: <https://www.presalpetroleo.gov.br/wp-content/uploads/2025/04/Relatorio-Anual-PPSA-2024-final-14-03.pdf>

Carta Anual de Política e Governança Pública: https://www.presalpetroleo.gov.br/wp-content/uploads/2025/05/CartaAnual_2025_30-05-25-.pdf



3.7.4 Atendimento à sociedade

A PPSA atende à sociedade por meio de Canal de Denúncias próprio e pelo Fala.BR. Foram recebidas 108 manifestações no Fala.BR no primeiro semestre, sendo 7 imediatamente encaminhadas para outros órgãos. Das 101 restantes, 15 não eram correlatas à PPSA. As 86 manifestações endereçadas à empresa foram respondidas prontamente, sendo a maioria Acesso à Informação (67).

4. Informações econômico-financeiras

4.1 Realização Orçamentária

Do Programa de Dispendios Globais de 2025, aprovado pelo Decreto nº 12.280 de 29/11/2024, foram realizadas 135,41% das fontes de recursos planejadas, perfazendo R\$ 111,93 milhões. Desse total, 65,94% são receitas operacionais e 11,59% receitas financeiras e 22,47% são receitas de capital. No que tange aos usos de recursos, foram realizados 61,34% dos usos de recursos planejados, perfazendo R\$ 67,69 milhões. Desse total, 40,91% correspondem a despesas com pessoal e encargos sociais; 20,29% a despesas com serviços de terceiros; 30,48% a tributos e encargos parafiscais e 5,04% são correlatos a dispendios de capital. Outros 3,28% respondem pelas rubricas de outros dispendios correntes, utilidades e serviços, e materiais e produtos.

4.2 Receita para a União

No primeiro semestre de 2025, a PPSA gerou para a União R\$ 9.280,49 bilhões, sendo R\$ 9.253.56 bilhões relativos à comercialização de óleo de Atapu, Mero, Sépia, Búzios, Itapu e Tupi, e R\$ 26,93 bilhões 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.

	Unidade Medição	Soma de Quantidade	Soma de Valor NF
ATAPU-ÓLEO	M3	79.641,6340	197.767.044,22
MERO-ÓLEO	M3	2.661.903,8070	6.893.727.209,40
SÉPIA-ÓLEO	M3	535.594,0550	1.405.768.014,29
BÚZIOS-ÓLEO	M3	159.789,8550	411.684.729,59
ITAPU-ÓLEO	M3	79.840,3200	231.822.314,72
TUPI-ÓLEO	M3	79.979,4700	112.793.494,94
BÚZIOS-GÁS	MMBtus	371.529,3560	5.147.629,99
ESPADIM -GÁS	MMBtus	589,3329	9.508,24
SAPINHOÁ-GÁS	MMBtus	286.730,5758	3.890.918,28
SÉPIA-GÁS	MMBtus	764.756,4515	10.946.513,07
TARTARUGA VERDE-GÁS	MMBtus	490,2474	8.871,40
TUPI (LULA)-GÁS	MMBtus	445.317,5814	6.922.946,20
Total Geral		5.466.162,6860	9.280.489.194,34

Todos os recursos arrecadados pela PPSA são encaminhados ao Tesouro Nacional.