



**INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS
COORDENAÇÃO DE LICENCIAMENTO AMBIENTAL DE PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS OFFSHORE**

Praça XV Novembro, 42, 12º andar - Rio de Janeiro - CEP 20.010-010

Parecer Técnico nº 166/2023-Coprod/CGMac/Dilic

Número do Processo: 02001.016155/2020-35

Empreendimento:

Interessado: PETROLEO BRASILEIRO S A PETROBRAS

Assunto/Resumo: **Licenciamento Ambiental da Atividade de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos - Etapa 4**

I – INTRODUÇÃO

Este Parecer Técnico apresenta a análise do Estudo de Impacto Ambiental (EIA), elaborado pela empresa CTA - Serviços em Meio Ambiente Ltda. e encaminhado pela PETROBRAS para subsidiar o processo de licenciamento ambiental da “Atividade de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural do Polo Pré-sal da Bacia de Santos – Etapa 4”. Tem como objetivo aprofundar algumas questões relevantes e ainda pendentes para um posicionamento técnico conclusivo acerca da viabilidade socioambiental da Etapa do Polo Pré-sal da Bacia de Santos, trazendo subsídios consistentes para que as instâncias superiores do IBAMA possam tomar sua decisão sobre o Requerimento de Licença Prévia (SEI nº 10418139) protocolado pela PETROBRAS.

II – INFORMAÇÕES SOBRE O ANDAMENTO DO PROCESSO

A PETROBRAS, através do Sistema Integrado de Gestão Ambiental (SIGA), encaminhou em 15.7.2020, a Ficha de Caracterização da Atividade – FCA nº 148794/2020, referente à “Atividade de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos – Etapa 4”. Este documento e seus anexos foram inseridos no Sistema Eletrônico de Informações (SEI/IBAMA) pela Diretoria de Licenciamento Ambiental (DILIC) na mesma data (SEI nº 7978606, 7978607, 7978608, 7978609, 7978610 e 7978613), formalizando a abertura do processo administrativo nº 02001.016155/2020-35 e dando início ao processo de licenciamento ambiental.

Através do OFÍCIO Nº 449/2020/COPROfD/CGMAC/DILIC de 16.7.2020 (SEI nº 7983756), a Coordenação de Licenciamento Ambiental de Produção de Petróleo e Gás (COPROD), conforme prerrogativa do IBAMA, definida no parágrafo 2º do artigo 14 da [Portaria MMA nº 422 de 26 de outubro de 2011](#), comunicou a empresa sobre a necessidade de prorrogação em 90 dias do prazo de emissão do Termo de Referência que subsidiaria a elaboração do Estudo de Impacto Ambiental e respectivo Relatório de Impacto Ambiental (EIA/RIMA) para a Etapa 4 do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos.

Para fornecer maiores informações à elaboração do Termo de Referência pelo IBAMA, a PETROBRAS protocolou eletronicamente, em 20.7.2020, uma FCA complementar (SEI nº 8003689).

A Fundação Florestal do Estado de São Paulo através do OFÍCIO DE nº 679/2020 de 25.8.2020 (SEI nº 8659537), encaminhou a INFORMAÇÃO TÉCNICA GT Pré Sal Nº 003/2020 de 25.8.2020 (SEI nº 8656210), que apresentou recomendações de estudos específicos a serem incluídos no Termo de Referência. Estes documentos foram encaminhados a COPROD, por meio de correio eletrônico recebido em 26.8.2020 (SEI nº 8659400).

A partir das informações apresentadas pela PETROBRAS e da contribuição encaminhada pela Fundação Florestal, em 3.11.2020, foi emitido Termo de Referência para subsidiar a elaboração do EIA/RIMA da Etapa 4 do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos (SEI nº 8682998). Este Termo de Referência foi anexado ao OFÍCIO Nº 647/2020/COPROD/CGMAC/DILIC de 27.10.2020 (SEI nº 8641306), sendo ambos os documentos encaminhados à empresa por meio de correio eletrônico em 4.11.2020 (SEI nº 8690987).

Em 15.7.2021, a PETROBRAS apresentou no Sistema de Gestão do Licenciamento Ambiental Federal (SisG-LAF), sob o Protocolo Nº 001812.0003958/2021 (SEI nº 10398847), a Carta SMS/LCA/LIE&P-FC 0098/2021 de 15.7.2021, através da qual encaminhava o Requerimento de Licença Prévia para a “Atividade de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos – Etapa 4” (SEI nº 10418139), acompanhado do Estudo de Impacto Ambiental – EIA (SEI nº 10418163 e 10418168), seus anexos (10418188, 10418204, 10418222, 10418224, 10418245, e 10418251) e arquivos editáveis – *shapefiles* (SEI nº 10418268); e do respectivo Relatório de Impacto Ambiental – RIMA (SEI nº 10418273).

Os arquivos referentes aos anexos da Modelagem de Dispersão de Óleo da Etapa 4 do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos, em função das limitações do SisG-LAF para upload de arquivos com mais de 80 MB, foram encaminhados diretamente no Sistema Eletrônico de Informações do IBAMA (SEI/IBAMA), através da Carta SMS/LCA/LIE&P-FC 0104/2021 de 23.7.2021 (SEI nº 10460218). Contudo, o Parecer Técnico nº 306/2021-COPROD/CGMAC/DILIC de 20.8.2021 (SEI nº 10610741), que apresentou uma avaliação preliminar dos itens constantes no EIA/RIMA para verificação de atendimento ao Termo de Referência, constatou que estes anexos da modelagem estariam corrompidos, não sendo possível suas visualizações. O parecer técnico foi anexado ao OFÍCIO Nº 411/2021/COPROD/CGMAC/DILIC de 23.8.2021 (SEI nº 10668521), sendo ambos os documentos encaminhados à empresa por meio de correio eletrônico na mesma data (SEI nº 10671563).

A PETROBRAS, através da Carta SMS/LCA/LIE&P-FC 0163/2021 de 17.9.2021 (SEI nº 11106154), encaminhou sua resposta ao Parecer Técnico nº 306/2021-COPROD/CGMAC/DILIC (SEI nº 11106159), reapresentando os arquivos referentes à Modelagem da Dispersão de Óleo, a saber: Arquivos de Saída (SEI nº 11106158); Figuras (SEI nº 11106169); Tabelas de Probabilidade (SEI nº 11106171); Shapefiles (SEI nº 11106193, 11106206, 11106218, 11106238, 11106265, 11106280, 11106296, 11106312, 11106332, 11106347, 11106359 e 11106370); e Arquivos SIRGAS (SEI nº 11106377, 11106388, 11106406, 11106418, 11106434, 11106444, 11106456, 11106472, 11106489, 11106501, 11106513 e 11106520). A Carta SMS/LCA/LIE&P-FC 0163/2021 também apresentou em seu anexo cópias das publicações do Requerimento de Licença Prévia (LP) da Etapa 4 do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos no Diário Oficial da União (D.O.U.) de 13.8.2021; e nos Jornais "O Dia" de 13.8.2021 e "Gazeta de São Paulo" de 17.8.2021 (SEI nº 11106157). O Parecer Técnico nº 25/2022-COPROD/CGMAC/DILIC de 24.1.2022 (SEI nº 11777983) analisou a nova documentação apresentada, concluindo que o EIA da Etapa 4 do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos atendia ao que fora determinado pelo Termo de Referência, o que permitia dar início a sua distribuição, tão logo o respectivo Relatório de Impacto Ambiental – RIMA (SEI nº 8682998) também fosse considerado aceito.

O Parecer Técnico nº 395/2021-COPROD/CGMAC/DILIC de 30.9.2021 (SEI nº 10981489) havia apresentado uma análise do Relatório de Impacto Ambiental – RIMA, concluindo ser necessária a elaboração de uma revisão a partir das solicitações nele contidas. O parecer técnico foi anexado ao OFÍCIO Nº 489/2021/COPROD/CGMAC/DILIC de 1.10.2021 (SEI nº 10982834), sendo ambos os documentos encaminhados à empresa por meio de correio eletrônico na mesma data (SEI nº 10982923).

A PETROBRAS, através da Carta SMS/LCA/LIE&P-FC 0218/2021 de 26.11.2021 (SEI nº 11400116), encaminhou sua resposta ao Parecer Técnico nº 395/2021-COPROD/CGMAC/DILIC (SEI nº 11400117) e a Revisão 01 do Relatório de Impacto Ambiental – RIMA (SEI nº 11400118).

O Parecer Técnico nº 41/2022-COPROD/CGMAC/DILIC de 24.2.2022 (SEI nº 11838382) apresentou uma análise da Revisão 01 do Relatório de Impacto Ambiental – RIMA, destacando algumas questões pontuais que deveriam ser reavaliadas pela empresa e, se fosse o caso, elaborada e encaminhada uma Revisão 02 do RIMA. O parecer técnico foi anexado ao OFÍCIO Nº 118/2022/COPROD/CGMAC/DILIC de 25.2.2022 (SEI nº 12036858), sendo ambos os documentos encaminhados à empresa por meio de correio eletrônico na mesma data (SEI nº 12039262).

A PETROBRAS, através da Carta SMS/LCA/LIE&P-FC 0063/2022 de 30.3.2022 (SEI nº 12277310), encaminhou sua resposta ao Parecer Técnico nº 41/2022-COPROD/CGMAC/DILIC e a Revisão 02 do Relatório de Impacto Ambiental – RIMA (SEI nº 12277311).

O Parecer Técnico nº 279/2022-COPROD/CGMAC/DILIC de 15.6.2022 (SEI nº 12852592) analisou e aprovou a Revisão 02 do Relatório de Impacto Ambiental – RIMA para distribuição aos interessados no licenciamento ambiental da Etapa 4 do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos.

III – ANÁLISE

A presente análise segue a itemização utilizada no Termo de Referência que subsidiou a elaboração do EIA/RIMA da Etapa 4 do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos (SEI nº 8682998).

É importante registrar que foram identificados diversos equívocos nas numerações adotadas para identificar subitens, figuras, gráficos, tabelas e quadros ao longo de todo o EIA, dificultando bastante sua análise e prejudicando em determinados momentos uma compreensão mais expedita da argumentação apresentada. A quantidade de numerações repetidas e com erros sequenciais obriga o leitor a uma maior atenção na leitura, gerando um desgaste enorme para compreender um documento que por si só já se apresenta num formato bastante denso.

Na expectativa de que os novos estudos a serem apresentados no decorrer do licenciamento ambiental da Etapa 4 do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos sejam elaborados com maior zelo pelas consultoras contratadas e devidamente revisados pela PETROBRAS, registra-se que quaisquer solicitações apresentadas pelo presente parecer técnico que impliquem na reapresentação de capítulos, itens, subitens e anexos devem ser criteriosamente elaboradas e revisadas para que estes equívocos não voltem a ocorrer.

II.1 – Identificação da Atividade e do Empreendedor

II.1.1 – Denominação Oficial da Atividade

A PETROBRAS denominou o empreendimento como "Atividade de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural do Polo Pré-sal na Bacia de Santos – Etapa 4".

II.1.2 – Identificação do Empreendedor

Foram apresentadas as informações solicitadas sobre a empresa PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS (CNPJ 33.000.167/0001-01), seu representante legal e o responsável por acompanhar o processo de licenciamento ambiental, com as respectivas cópias do Cadastro Técnico Federal de Atividades Potencialmente Poluidoras e/ou Utilizadoras dos Recursos Ambientais constando do “**Anexo II.1.2-1**” do EIA.

II.1.3 – Identificação da Empresa Consultora

Foi informada a empresa consultora como sendo a CTA-Serviços em Meio Ambiente Ltda., apresentadas as informações solicitadas, com as respectivas cópias do Cadastro Técnico Federal de Atividades Potencialmente Poluidoras e/ou Utilizadoras dos Recursos Ambientais constando do “**Anexo II.1.3-1**” do EIA.

Cabe destacar que a empresa CTA-Serviços em Meio Ambiente Ltda., após o encaminhamento do EIA/RIMA, foi adquirida pelo Ambipar Group, que assumiu o papel de consultora contratada pela PETROBRAS para o licenciamento ambiental da Etapa 4 do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos.

Considerando que a Ambipar, a princípio, assumiu o papel de consultoria no licenciamento ambiental da “Atividade de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural do Polo Pré-sal na Bacia de Santos – Etapa 4”, solicita-se que, em resposta ao presente parecer técnico, sejam atualizadas estas informações, incluindo as respectivas cópias do Cadastro Técnico Federal de Atividades Potencialmente Poluidoras e/ou Utilizadoras dos Recursos Ambientais.

II.2 – Caracterização da Atividade

II.2.1 – Apresentação

II.2.1.1 – Descrição Sucinta do Projeto

A Atividade de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos – Etapa 4 contempla **13 (treze) projetos de Desenvolvimento da Produção (DP)** no Polo Pré-sal da Bacia de Santos (PPSBS), sendo estes:

- 1 (hum) Projeto de Desenvolvimento da Produção de curta duração, DP de Mero FR, “para capturar a oportunidade de aproveitar o contrato do FPSO Pioneiro de Libra, que foi afretado até 2029 para realizar TLD’s e SPA’s no campo de Libra, mas que já deverá ter concluído essas atividades até 2024”;
- 12 (doze) Projetos de Desenvolvimento da Produção de longa duração e seus sistemas de escoamento: DP de Búzios 9, DP de Búzios 10, DP de Búzios 11, DP de Búzios 12, Projeto Piloto de Sururu Central, DP de Sépia 2, DP de Atapu 2, DP de Uirapuru 1, DP de Três Marias, DP Sagitário, DP Aram 1 e DP Revitalização de Tupi 1.

Para cada um desses Projetos de Desenvolvimento da Produção previstos para a Etapa 4 do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos será utilizada uma Unidade Estacionária de Produção (UEP) do tipo FPSO (*Floating, Production, Storage and Offloading*).

O óleo produzido será processado e armazenado nos FPSOs, sendo transferido periodicamente para navios aliviadores. De acordo com o EIA, a capacidade de processamento de óleo prevista para cada um desses FPSOs varia entre 7.950 e 35.772 m³/d.

O gás produzido será utilizado como combustível no FPSO, com o excedente sendo reinjetado no reservatório ou escoado por gasodutos a serem interligados à malha de escoamento de gás do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos e que também são objeto deste processo de licenciamento ambiental. Esta previsão de escoamento através da interligação com a malha de gasodutos pré-existente, sinalizada para alguns Projetos de Desenvolvimento da Produção ainda será abordada pelo presente parecer técnico no subitem “**II.2.4.5.1.9 – Gasodutos de escoamento e unidades de tratamento de gás**”. De acordo com o EIA, a capacidade de processamento de gás prevista para cada um desses FPSOs varia entre 4.000.000 e 12.000.000 m³/d.

O EIA também destaca que a capacidade de processamento de água produzida varia entre 4.000 e 24.000 m³/d.

II.2.1.2 – Objetivos da Atividade

Os Projetos de Desenvolvimento da Produção têm como objetivo desenvolver a produção de óleo e gás do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos (PPSBS).

Os gasodutos, por sua vez, têm como objetivo viabilizar o escoamento do gás natural produzido a partir de interligações dos Projetos de Desenvolvimento da Produção ao Sistema Integrado de Escoamento do PPSBS. As atuais limitações para este escoamento ainda serão discutidas no presente parecer técnico no subitem “**II.2.4.5.1.9 – Gasodutos de escoamento e unidades de tratamento de gás**”. Contudo, cabe destacar, desde já, a informação trazida pelo EIA de que:

“Entre os DPs, as exceções são os DPs de Mero FR, Búzios 9, Búzios 10, Búzios 11, Búzios 12 e Aram 1 e Sururu Central, em que se considera como cenário base o aproveitamento de gás por reinjeção no reservatório e estão em andamento estudos para analisar a alternativa de exportação parcial de gás de alguns destes DPs.” (EIA, II.2, p. 10/325)

Em resposta ao presente parecer técnico, a PETROBRAS deve apresentar informações atualizadas a respeito desses estudos que estariam em andamento e da definição dos projetos em relação à destinação do gás excedente.

II.2.1.3 – Localização e Limites dos Blocos / Campos

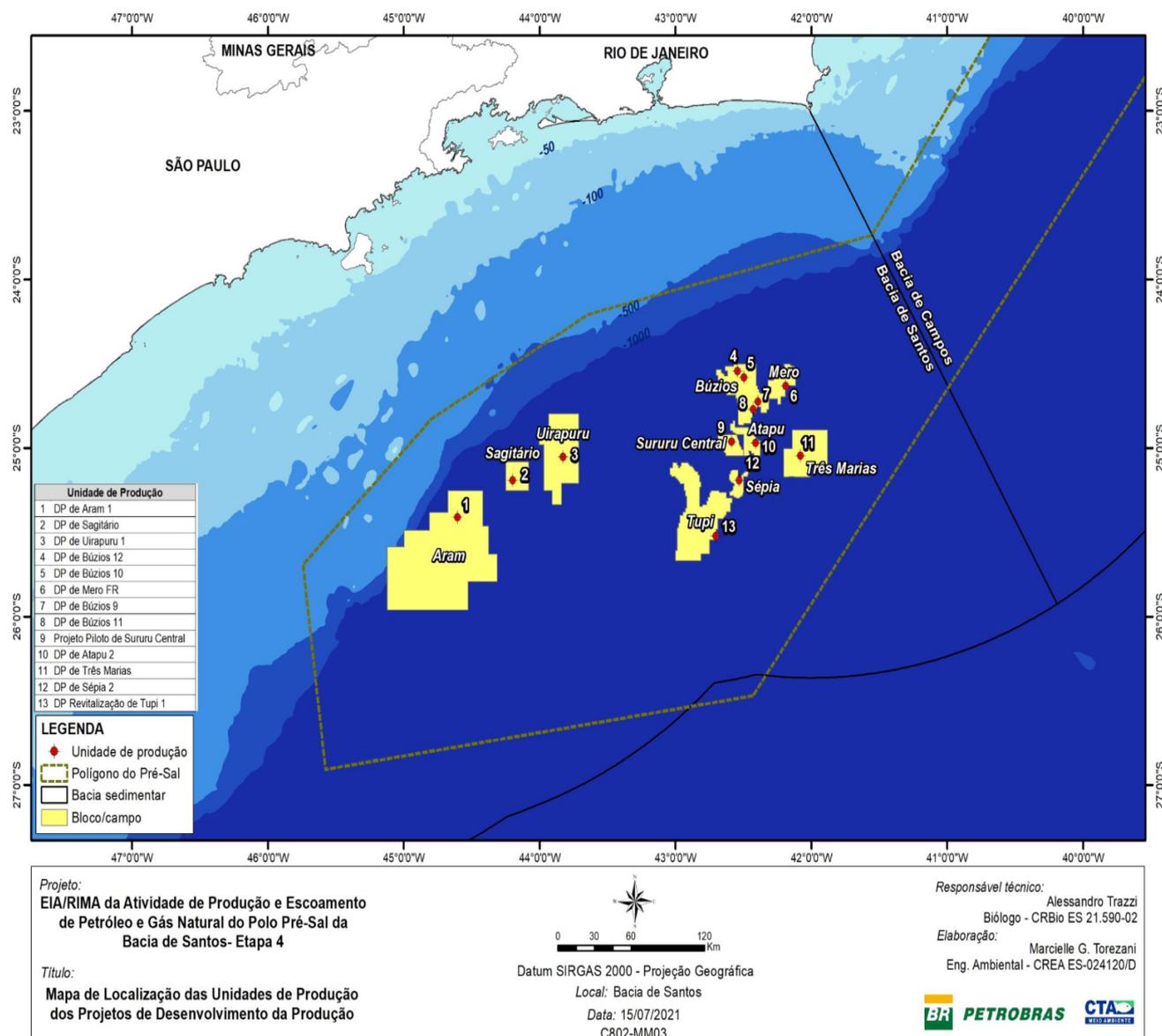
Os Projetos de Desenvolvimento da Produção que compõem a Etapa 4 do Polo Pré-sal da Bacia de Santos estão localizados em distância mínima de 171 km da costa do litoral dos estados de São Paulo e Rio de Janeiro, em águas com profundidade mínima de 1.745 m.

O “Quadro II.2.1.5.1.1-1” (EIA, II.2, p. 11/325), reproduzido abaixo, informa a localização de cada Projeto de Desenvolvimento da Produção em relação ao Bloco/Área e ao Campo de Produção:

Quadro II.2.1.5.1.1-1 – Localização (bloco e área/campo) dos projetos previstos no Etapa 4.

PROJETO	BLOCO/ÁREA	CAMPO
DP de Búzios 9	Excedente da Cessão Onerosa/Franco	Búzios
DP de Búzios 10		
DP de Búzios 11		
DP de Búzios 12	BM-S-11 ^a	Sururu Central
Projeto Piloto de Sururu Central		
DP de Sépia 2	Excedente da Cessão Onerosa / NE de Tupi e BM-S-24	Sépia
DP de Atapu 2	Excedente da Cessão Onerosa / Entorno de Iara e BM-S-11A / Iara	Atapu
DP de Mero FR	Libra	Mero
DP de Uirapuru 1	Uirapuru	Uirapuru
DP de Três Marias	Três Marias	Três Marias
DP Sagitário	BM-S-50	Sagitário
DP Aram 1	Aram	Aram
DP Revitalização de Tupi 1	BM-S-11	Tupi

O mapa apresentado na “Figura II.2.1.5.1.1-1” (EIA, II.2, p. 14/325), reproduzida abaixo, indica os Blocos/Áreas e os Campos de Produção onde serão realizadas as atividades:



II.2.1.4 – Localização das Unidades de Produção

A “**Tabela II.2.1.5.1.1-1**” (EIA, II.2, p. 13/325), reproduzida abaixo, apresenta a localização prevista para cada FPSO, incluindo informações sobre lâmina d’água, distância da costa, número de poços a serem interligados e duração prevista para a atividade. As localizações previstas para cada uma dessas Unidades de Produção constam do mapa apresentado na “**Figura II.2.1.5.1.1-1**”.

Tabela II.2.1.5.1.1-1 – Localização das Unidades de Produção dos Projetos de Desenvolvimento da Produção (DPs).

ATIVIDADE	FPSO	FPSO - COORDENADAS UTM (SIRGAS 2000) - FUSO 23		LÂMINA D'ÁGUA (m)	DISTÂNCIA DA COSTA (km)	QUANTIDADE DE POÇOS	DURAÇÃO PREVISTA DA ATIVIDADE (anos)
		LESTE	NORTE				
DP de Búzios 9	FPSO de Búzios 9	763745	7262895	2100	193	14	30
DP de Búzios 10	FPSO de Búzios 10	753364	7279082	1895	180,5	16	30
DP de Búzios 11	FPSO de Búzios 11	759948	7258058	2065	180	15	30
DP de Búzios 12	FPSO de Búzios 12	748585	7283225	1745	176	15	30
Projeto Piloto de Sururu Central	FPSO de Sururu Central	743542	7237125	2100	230	19	14
DP de Sépia 2	FPSO de Sépia 2	748802	7211538	2150	280	11	21
DP de Atapu 2	FPSO de Atapu 2	761460	7235880	2300	220	11	25
DP de Mero FR	FPSO Pioneiro de Libra	784649	7272818	2.025	180	2	5,5
DP de Uirapuru 1	FPSO de Uirapuru 1	618167	7228574	1750	188	15	25
DP de Três Marias	FPSO de Três Marias	794508	7226855	2000	190	17	25
DP de Sagitário	FPSO de Sagitário	580735	7213539	1850	171	16	30
DP de Aram 1	FPSO de Aram 1	539597	7189370	1800	200	10	25
DP Revitalização de Tupi 1	FPSO Revit. Tupi 1	730780	7175310	2100	250	26	30

II.2.1.5 – Características dos Poços

Foram apresentadas tabelas com as informações solicitadas sobre os poços, “**Tabelas II.2.1.5.1.1-1 a II.2.1.5.1.13-1**” (EIA, II.2, p. 17-32/325), que, considerando todos os Projetos de Desenvolvimento da Produção previstos, chegam ao número total de 187 (cento e oitenta e sete) poços.

O EIA ressalta que:

“Para os projetos de Búzios 12, Sururu Central, Sépia 2, Revit de Tupi 1, Sagitário, Uirapuru 1, Aram 1 e Três Marias, não foi possível disponibilizar informações sobre profundidades das fases, pois estes projetos ainda não possuem folha de dados e, portanto, ainda não tem essas informações definidas. Tais informações serão disponibilizadas assim que disponíveis.” (EIA, II.2, p. 15/325)

Em resposta ao presente parecer técnico, a PETROBRAS deve apresentar informações atualizadas sobre as características dos poços de Búzios 12, Sururu Central, Sépia 2, Revit de Tupi 1, Sagitário, Uirapuru 1, Aram 1 e Três Marias.

Os Projetos de Desenvolvimento da Produção têm a previsão de apresentar as seguintes configurações em relação aos tipos de poços:

- DP de Búzios 9: 7 (sete) poços produtores; e 7 (sete) poços injetores de água e gás (WAG)
- DP de Búzios 10: 9 (nove) poços produtores; e 7 (sete) poços injetores de água e gás (WAG)
- DP de Búzios 11: 8 (oito) poços produtores; e 7 (sete) poços injetores de água e gás (WAG)
- -DP de Búzios 12: 8 (oito) poços produtores, dos quais dois conversíveis a injetores; e 7 (sete) poços injetores de água e gás (WAG)
- Projeto Piloto de Sururu Central: 12 (doze) poços produtores, dos quais um conversível a injetor; 3 (três) poços injetores de água; e 4 (quatro) poços injetores de água e gás (WAG)
- DP de Sépia 2: 6 (seis) poços produtores; e 5 (cinco) poços injetores de água e gás (WAG)
- DP de Atapu 2: 6 (seis) poços produtores, dos quais um conversível a injetor de água e um conversível a injetor de água e gás (WAG); 4 (quatro) poços injetores de água; e 1 (um) poço injetor de água e gás (WAG)
- DP de Mero FR: 1 (um) poço produtor; e 1 (um) poço injetor de água e gás (WAG)
- DP de Sagitário: 9 (nove) poços produtores; e 7 (sete) poços injetores
- DP de Uirapuru 1: 9 (nove) poços produtores; e 6 (seis) poços injetores de água
- DP de Aram 1: 10 (dez) poços produtores, dos quais três conversíveis a injetores
- DP de Três Marias: 9 (nove) poços produtores; e 8 (oito) poços injetores de água e gás (WAG)
- DP Revitalização de Tupi 1: 13 (treze) poços produtores; 1 (um) poço injetor de água; e 12 (doze) poços injetores de água e gás (WAG)

Em resposta ao presente parecer técnico, a PETROBRAS deve apresentar eventuais atualizações das configurações relacionadas aos tipos de poços em cada Projeto de Desenvolvimento da Produção.

II.2.1.6 – Cronograma Preliminar

A “**Tabela II.2.1.5.1.13-1**” (EIA, II.2, p. 33/325), reproduzida abaixo, apresenta a previsão de início das atividades de instalação e da produção para cada projetos da Etapa 4 do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos:

Tabela II.2.1.5.1.13-1 – Principais marcos do cronograma de cada projeto.

PROJETO	1ª INSTALAÇÃO	1º ÓLEO
DP de Búzios 9	Fev/2025	Jan/2026
DP de Búzios 10	Jun/2025	Abril/2026
DP de Búzios 11	Mar/2026	Mai/2027
DP de Búzios 12	Set/2026	Nov/2027
Projeto Piloto de Sururu Central	Jan/2026	Jan/2027
DP de Sêpia 2	Set/2026	Set/2027
DP de Atapu 2	Set/2026	Set/2027
DP de Mero FR	Ago/2023	Ago/2024
DP de Uirapuru 1	Out/2029	Set/2030
DP de Três Marias	Nov/2027	Nov/2028
DP de Sagitário	Jan/2026	Jan/2027
DP de Aram 1	Mar/2027	Fev/2028
DP de Revitalização de Tupi 1	Dez/2026	Dez/2027

Conforme indicado pela tabela, a primeira atividade de instalação no âmbito da Etapa 4 do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos, referente ao DP de Mero FR, estaria prevista para ocorrer em agosto de 2023, com as atividades de instalação de outros projetos previstas para serem iniciadas somente a partir de 2025: 2 (dois) em 2025, 7 (sete) em 2026 e 2 (dois) em 2027, sendo que a instalação do último dos 13 (treze) projetos, DP de Uirapuru 1, está prevista para ser iniciada apenas em outubro de 2029.

A primeira produção de óleo, no DP de Mero FR, está prevista para agosto de 2024, com o início da produção de 2 (dois) projetos em 2026, 7 (sete) em 2027, 2 (dois) em 2028 e do DP de Uirapuru 1 somente em setembro de 2030.

A partir do cronograma constante no EIA, considera-se não ser razoável a inclusão do DP de Uirapuru 1 na Etapa 4 do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos. A previsão de início de suas atividades de instalação somente para 2029, ou seja, mais de seis anos após o início das primeiras atividades de instalação da Etapa 4, descaracteriza este projeto como parte de uma mesma etapa de desenvolvimento do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos, além de provocar muitas incertezas sobre a maturidade do projeto e, conseqüentemente, sobre sua avaliação ambiental. Além disso, essa previsão apresentada no cronograma preliminar aponta para um não atendimento à [Resolução CONAMA nº 237 de 19 de dezembro de 1997](#), que estabelece em 5 (cinco) anos o prazo máximo de validade de uma Licença Prévia (Art. 18º, I) e em 6 (seis) anos o prazo máximo de validade de uma Licença de Instalação (Art. 18º, II).

Assim, entende-se que o DP de Uirapuru 1 deva ser excluído do escopo da Etapa 4 do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos, deixando para ser retomado, caso a empresa ainda mantenha seu interesse pelo mesmo, num futuro processo de licenciamento ambiental.

Considera-se importante reforçar que uma excessiva postergação no cronograma preliminar apresentado para qualquer um dos projetos pode impossibilitar a emissão de Licenças de Instalação e/ou Operação para os mesmos, no caso da licença ambiental imediatamente anterior não estar mais vigente.

Solicita-se, em resposta ao presente parecer técnico, a reapresentação da “Tabela II.2.1.5.1.13-1”, considerando as necessidades de exclusões e demais ajustes destacados pelo mesmo, como também, eventuais ajustes e/ou atualizações a serem propostos pela PETROBRAS.

Os “**Quadros II.2.1.5.1.13-1 a II.2.1.5.1.13-13**” (EIA, II.2, p. 33-40/325) apresentaram cronogramas um pouco mais detalhados para cada um dos projetos da Etapa 4 do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos.

Nestes quadros, os cronogramas dos Projetos de Desenvolvimento da Produção de longa duração indicaram um prazo de 4 meses (DP Revit de Tupi 1) ou até 5 meses (DP de Búzios 10), entre o início da produção e o início da reinjeção de gás. Observa-se que o início da reinjeção usualmente vem se dando até o terceiro mês de produção, o que possibilita a minimização das queimas de gás durante o comissionamento das unidades de produção. O próprio EIA, no subitem “**II.2.4.10.18 - Sequência típica de comissionamento**”, indica que “*o tempo requerido estimado para o início da injeção do gás é de 90 (noventa) dias*”. Solicita-se, portanto, que os cronogramas sejam revistos de modo a garantir o início da reinjeção do gás no máximo em 90 (noventa) dias após o início da produção, com a PETROBRAS devendo avaliar a proposição de prazos inferiores e ter como compromisso a diminuição constante destes prazos de reinjeção. Assim, em resposta ao presente parecer técnico, a PETROBRAS deve reapresentar os “Quadro II.2.1.5.1.13-1 a II.2.1.5.1.13-13” considerando estas determinações e eventuais ajustes e/ou atualizações a serem propostos pela PETROBRAS.

II.2.1.7 – Curva Prevista para a Produção de Óleo, Gás e Água

A produção de óleo, gás e água prevista para as atividades da Etapa 4 do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos foram apresentadas nas “**Tabelas II.2.1.5.1.13-1 a II.2.1.5.1.13-7**” (EIA, II.2, p. 41-47/325) e as respectivas curvas de produção nas “**Figuras II.2.1.5.1.13-1 a II.2.1.5.1.13-12**” (EIA, II.2, p. 48-53/325).

De acordo com as informações apresentadas há uma expectativa dos projetos no âmbito da Etapa 4 do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos produzirem até 2057 (DP de Sagitário e DP Revit de Tupi 1).

Observando-se as curvas de produção de óleo e gás percebe-se que os picos de produção de óleo e gás ocorrerão entre 2028 e 2032. Em alguns casos, como Búzios 9, Revit de Tupi 1, Sagitário, Três Marias e Uirapuru, o declínio da produção de óleo não é imediatamente acompanhado pelo declínio da produção de gás, que se mantém por mais algum tempo.

A respeito das curvas de água de produção, destaca-se o intenso crescimento da curva deste efluente no projeto do DP Revit de Tupi 1, com incremento significativo entre 2028 e 2030, mantendo o padrão elevado até o final da produção previsto para 2057.

Já em Aram 1 e Mero as curvas de água de produção são distintas das demais. Enquanto na maioria dos reservatórios estas curvas são somente crescentes, chegando a um ponto de estabilidade e se mantendo assim até o fim da produção, nestes casos há um comportamento parabólico, com picos previstos proximamente entre os anos de 2040 e 2026, respectivamente, quando a produção de água também começa a declinar.

Destaca-se, mais uma vez, a informação apresentada no EIA de que os DPs de Mero FR, Búzios 9, Búzios 10, Búzios 11, Búzios 12, Aram 1 e Sururu Central têm previsão de todo o excedente de gás produzido ser reinjetado no reservatório, sendo que alguns atingirão picos de produção de até 10 milhões de m³/dia.

II.2.1.8 – Contribuição da Atividade para o Setor Industrial Petrolífero

O EIA indicou que:

“Considerando-se a produção média dos empreendimentos do Projeto Etapa 4, ou seja, a média das produções anualizadas para cada ano de atividade do projeto, as novas atividades contribuirão para um acréscimo na produção de petróleo de 788 mil bpd e 28 milhões m³/d de gás natural, o que corresponde, respectivamente, a aproximadamente 28% da produção atual de petróleo e 23% da produção atual de gás natural no Brasil.” (EIA, II.2, p. 55/325)

A **“Tabela II.2.1.5.1.13-3”** (EIA, II.2, p. 56/325), reproduzida abaixo, e a **“Figura II.2.1.5.1.13-3”** (EIA, II.2, p. 57/325) apresentam a produção média por projeto.

Tabela II.2.1.5.1.13-3 – Produção média disponível ao mercado de óleo e gás dos empreendimentos do Etapa 4.

EMPREENDEIMENTOS ETAPA 4 ¹	PRODUÇÃO DE PETRÓLEO		PRODUÇÃO DE GÁS NATURAL DISPONÍVEL AO MERCADO (mil m ³ /dia) ²
	m ³ /dia(*)	bpd	
DP de Búzios 9	10.560,86	66.427,83	
DP de Búzios 10	9.845,73	61.929,62	
DP de Búzios 11	10.505,72	66.080,97	
DP de Búzios 12	7.829,85	49.249,74	Não se aplica
Piloto de Sururu Central	7.086,29	44.572,76	
DP de Três Marias	13.571,47	85.364,55	
DP de Mero FR	6.133,79	38.581,52	
DP de Atapu 2	5.334,38	33.553,27	1.798,13
DP de Uirapuru 1	20.716,03	130.303,84	2.976,70
DP de Aram 1	14.440,14	90.828,49	2.993,79
DP de Sagitário	8.572,32	53.919,90	1.427,03
DP de Sêpia 2	10.612,25	66.751,05	2.514,48
Revit de Tupi 1	8.131,24	51.145,47	2.906,19
PRODUÇÃO TOTAL MÉDIA ETAPA 4	133.340,08	838.709,08	14.616,33

² No máximo 90% do volume de gás produzido poderá ser exportado (disponível ao mercado).

³ Consideramos que o máximo volume de gás exportado seria 3MM m³/d para o FPSO Teórico 2.

Cabe destacar que a **“Tabela II.2.1.5.1.13-3”** aponta que os Projetos de Desenvolvimento da Produção de Búzios 9, Búzios, 10, Búzios 11, Búzios 12, Sururu Central, Três Marias e Mero FR não apresentarão produção de gás natural disponível ao mercado. Contudo, conforme informação constante no EIA e já mencionada no presente parecer técnico, haveria disponibilização do gás natural produzido pelo DP de Três Marias, com o excedente do gás natural produzido em Aram 1 sendo reinjetado.

Solicita-se que, em resposta ao presente parecer técnico, a PETROBRAS esclareça esta divergência de informações sobre a destinação do gás natural produzido pelos Projetos de Desenvolvimento da Produção da Etapa 4 do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos. Se for o caso, a **“Tabela II.2.1.5.1.13-3”** deve ser apresentada com as devidas correções.

A **“Tabela II.2.1.5.1.13-4”** (EIA, II.2, p. 57/325), reproduzida abaixo, a **“Figura II.2.1.5.1.13-2”** e a **“Figura II.2.1.5.1.13-3”** (EIA, II.2, p. 58/325), por sua vez, comparam a produção de petróleo e gás natural prevista para a Etapa 4 do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos com as produções nacional e da PETROBRAS para o ano de 2019:

Tabela II.2.1.5.1.13-4 – Produção PETROBRAS e Projeto ETAPA 4 em relação à produção nacional observada em 2019.

PRODUÇÃO	PRODUÇÃO DE PETRÓLEO		PRODUÇÃO PETRÓLEO EM RELAÇÃO À PRODUÇÃO NACIONAL (%)	PRODUÇÃO DE GÁS NATURAL (mil m ³ /dia)	PRODUÇÃO GÁS NATURAL EM RELAÇÃO À PRODUÇÃO NACIONAL (%)
	m ³ /dia	mil bpd			
Nacional (ANP, 2019) ^a	443.218	2.787	100,0	122.486	100,0
PETROBRAS (PETROBRAS, 2019) ^a	413.016	2.598	93,2	116.538	95,1
Produção Total DPs - Etapa 4	133.340	838,71	30,08	14.616	12,0

Observa-se que os valores informados na “**Tabela II.2.1.5.1.13-3**” e na “**Tabela II.2.1.5.1.13-4**” para a produção média de gás disponível ao mercado (14,6 milhões m³/d) correspondem à metade do indicado no trecho do EIA transcrito acima (28 milhões m³/d). Os valores de produção média de óleo também apresentam diferenças, embora não tão significativas. Solicita-se que, em resposta ao presente parecer técnico, a PETROBRAS reveja os números apresentados para a produção média de petróleo e gás natural prevista para os projetos da Etapa 4 do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos, apresentando os devidos esclarecimentos sobre as diferenças observadas e, caso necessário, rerepresente as tabelas mencionadas e suas respectivas figuras.

Além disso, devem ser apresentados novas tabelas contendo dados recentes da ANP para a produção de petróleo (m³/d e bpd) e a produção de gás natural (m³/d) com três recortes específicos: Brasil, Bacia de Santos e PETROBRAS. Com relação à produção de gás natural, a partir da produção informada, devem ser explicitados os volumes e percentuais referentes a sua movimentação (consumo interno, queima, injeção e disponibilização ao mercado), se possível, dentro destes três recortes.

A partir destes dados, a PETROBRAS deve fazer dois exercícios: (i) acrescentar a estes dados as estimativas de crescimento – absoluto e percentual – com as produções de petróleo e gás natural previstas para os Projetos de Desenvolvimento da Produção que ainda não entraram em operação no âmbito da Etapa 3; (ii) acrescentar as estimativas de crescimento – absoluto e percentual – com as produções de petróleo e gás natural previstas para os Projetos de Desenvolvimento da Produção da Etapa 4, já considerando que todos os projetos da Etapa 3 estejam operacionais. Na execução destes dois exercícios, também devem ser trabalhados os recortes mencionados acima e as diferentes movimentações da produção de gás natural.

A “**Tabela II.2.1.5.1.13-5**” (EIA, II.2, p. 59/325), reproduzida abaixo, apresentam a contribuição dos projetos da Etapa 4 em relação às Etapas 1, 2 e 3 do Polo Pré-sal da Bacia de Santos ao longo do tempo.

Tabela II.2.1.5.1.13-5 – Incremento da produção na Bacia de Santos pela operação dos empreendimentos do Etapa 1, Etapa 2, Etapa 3 e Etapa 4.

ANO	PRODUÇÃO PREVISTA (MÉDIA DIÁRIA)									
	PETRÓLEO (m ³ /d)					GÁS NATURAL (mil m ³ /d)				
	ETAPA 1	ETAPA 2	ETAPA 3	ETAPA 4	TOTAL	ETAPA 1	ETAPA 2	ETAPA 3	ETAPA 4	TOTAL
2020	47.132	220.378	27.456	0	294.966	11.998	35.256	5.730	0	52.984
2025	20.537	147.858	160.522	7.024	335.941	5.258	25.486	21.746	0	52.490
2030	10.789	83.313	121.340	242.487	457.929	2.684	15.734	22.131	17.651	58.200
2035	0	52.818	76.900	166.323	296.041	0	8.656	15.866	17.028	41.550
2040	1.935	38.057	50.308	121.596	211.896	619	5.523	12.753	14.867	33.762
2045	1.603	29.029	28.796	92.062	151.490	516	4.087	8.853	14.077	27.533
2050	1.371	24.087	20.914	61.930	108.302	443	2.995	7.827	10.778	22.043
2055	0	0	0	34.613	34.613	0	0	0	9.899	9.899

A partir das informações constantes na “**Tabela II.2.1.5.1.13-5**”, observa-se que os projetos da Etapa 4 do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos contribuirão com a maior parcela da produção de óleo no Polo Pré-sal a partir de 2030 (242,5 mil m³/dia ou 1.525 mil barris/dia) e de gás a partir de 2035 (17,0 mil m³/dia).

A “**Figura II.2.1.5.1.13-4**” e a “**Figura II.2.1.5.1.13-5**” (EIA, II.2, p. 59-60/325), reproduzidas abaixo, apresentam as curvas previstas de produção de petróleo e gás natural para as Etapas 1, 2, 3 e 4 ao longo de 40 anos.

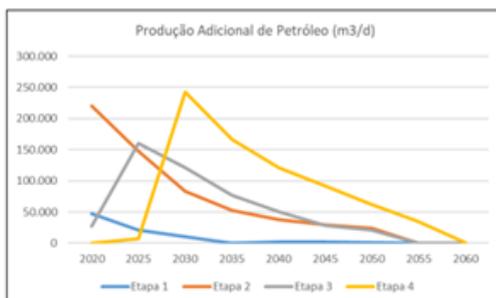


Figura II.2.1.5.1.13-4 – Produção prevista de petróleo pelos empreendimentos das Etapas 1, 2, 3 e 4 da PETROBRAS ao longo dos anos.

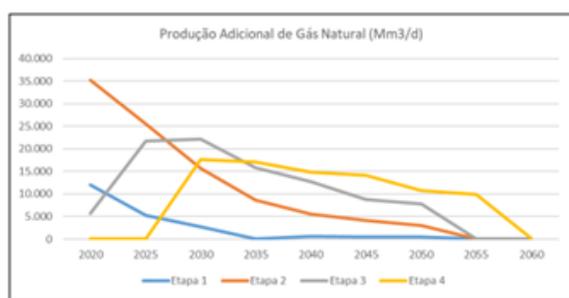


Figura II.2.1.5.1.13-5 – Produção prevista de gás natural pelos empreendimentos das Etapas 1, 2, 3 e 4 da PETROBRAS ao longo dos anos.

Solicita-se que a PETROBRAS avalie a pertinência de rerepresentar, em resposta ao presente parecer técnico, a “**Tabela II.2.1.5.1.13-5**”, a “**Figura II.2.1.5.1.13-4**” e a “**Figura II.2.1.5.1.13-5**”, considerando as demais solicitações apresentadas neste subitem; reavaliações das estimativas previstas para cada uma das Etapas; e eventuais ajustes nos cronogramas de entrada em operação dos Projetos de Desenvolvimento das Etapas 3 e 4 do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos.

II.2.2 – Histórico

II.2.2.1 – Histórico detalhado de todas as atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural

Foi apresentado um histórico sucinto das atividades petrolíferas realizadas anteriormente no Campo de Búzios, Campo de Sururu Central, Campo de Sépia, Campo de Atapu, Bloco de Libra, Bloco Uirapuru, Bloco Três Marias, Bloco BM-S-50, Bloco Aram e Campo de Tupi.

Porém, não é compreensível a ausência de informações mais recentes sobre as atividades desenvolvidas em algumas destas áreas no âmbito das Etapas 1, 2 e 3 de desenvolvimento do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos (Processos IBAMA nº 02022.002287/2009-26, nº 02022.002141/2011-03 e nº 02001.007928/2014-44). Assim, este item deve ser revisto e reapresentado, trazendo uma atualização do histórico das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural realizadas nas áreas sobrepostas por projetos anteriores (Etapas 1, 2 e 3) de modo a facilitar a verificação das sinergias e cumulatividades correspondentes.

Das informações apresentadas, chama-se atenção para as seguintes indicações:

- O Bloco Uirapuru estaria “inserido no contexto de desafio tecnológico de alta pressão” (EIA, II.2, p. 67/325). Conforme indicado anteriormente, entende-se que, de acordo com o cronograma apresentado, que prevê o início da instalação do DP de Uirapuru 1 somente no final de 2029, este projeto deveria ser excluído do licenciamento ambiental da Etapa 4 do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos, cabendo à empresa avaliar sua retomada em processos de licenciamento futuros, de modo a permitir redução das incertezas envolvidas. De toda forma, em resposta ao presente parecer técnico, o referido “desafio tecnológico de alta pressão” deve ser adequadamente caracterizado.
- O Bloco Três Marias, adquirido em 2018, sequer contou com a perfuração de poços exploratórios, havendo “elevado risco de contaminantes no fluido pela alta concentração de CO₂, o que representa um desafio tecnológico para sua produção” (EIA, II.2, p. 67/325). Questiona-se, portanto, se o projeto de DP se encontra com nível de maturidade e detalhamento suficientes para ser incluído na Etapa 4 do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos, devendo ser considerada sua exclusão desta etapa de desenvolvimento, deixando-o para ser retomado, caso a empresa ainda mantenha seu interesse pelo mesmo, num futuro processo de licenciamento ambiental.
- O Bloco Aram, adquirido em 2019, da mesma forma apresenta-se bastante insipiente para justificar sua proposição como um dos Projetos de Desenvolvimento da Produção previstos para a Etapa 4 do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos. Tal como para o Bloco Três Marias, deve ser considerada a exclusão do Bloco de Aram desta etapa de desenvolvimento, deixando-o para ser retomado, caso a empresa ainda mantenha seu interesse pelo mesmo, num futuro processo de licenciamento ambiental.

Portanto, além da necessidade de exclusão do DP de Uirapuru 1, já mencionada no subitem “II.2.1.6 – Cronograma Preliminar”, a partir das informações apresentadas pelo neste subitem, há uma avaliação de que o DP de Três Marias e o DP de Aram 1, com inícios das atividades de instalações previstos para 2027, também não parecem contar com maturidade suficiente para serem incluídos nesta etapa de desenvolvimento do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos. A PETROBRAS, portanto, deve considerar a exclusão destes projetos do escopo da Etapa 4 do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos, deixando-os para serem retomados, caso a empresa ainda mantenha seu interesse pelos mesmos, num futuro processo de licenciamento ambiental.

II.2.2.2 – Relato Sumário do Projeto

São apresentadas informações genéricas sobre os projetos propostos para a Etapa 4 do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos, referenciando-as ao item **“II.2.4 – Caracterização da Atividade”** para maior detalhamento.

Em relação à destinação do gás produzido, novamente, é destacado que:

“O gás natural será utilizado como combustível e o excedente será reinjetado no reservatório e/ou escoado por gasodutos interligados à malha de escoamento de gás do PPSBS. A definição quanto à melhor alternativa será apresentada por ocasião da solicitação das Licenças de Instalação desses projetos.” (EIA, II.2, p. 67/325)

Embora este item não mencione, cabe destacar, novamente, a informação de que os DPs de Mero FR, Búzios 9, Búzios 10, Búzios 11, Búzios 12 e Aram 1 e Sururu Central têm por base a reinjeção no reservatório, permanecendo *“em andamento estudos para analisar a alternativa de exportação parcial de gás”* (EIA, II.2, p. 163/325).

Entende-se não ser possível atestar a viabilidade de projetos que ainda apresentam incertezas ambientalmente tão significativas, motivo pelo qual a PETROBRAS deve definir este recorte dos projetos antes de um posicionamento conclusivo do IBAMA acerca do requerimento de licença prévia.

II.2.3 – Justificativas

Foram apresentadas justificativas relativas a aspectos técnicos, econômicos, sociais e ambientais do empreendimento. Não há necessidade de complementações às informações apresentadas.

II.2.4 – Descrição das Atividades

A análise que se segue, menciona somente os subitens para os quais existem considerações ou solicitações a serem feitas:

II.2.4.1 – Identificação das Unidades de Produção e Certificados

De acordo com o EIA, os Projetos de Desenvolvimento da Produção previstos para a Etapa 4 do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos contam com Unidades de Produção “semelhantes entre si quanto aos aspectos construtivos, à planta de processamento, à ancoragem e ao sistema de geração de energia” (EIA, II.2, 78/325).

Conforme já destacado pelo presente parecer técnico, o Projeto de Desenvolvimento da Produção de Mero FR prevê a utilização do **FPSO Pioneiro de Libra**, que já produz através de um Sistema de Produção Antecipada (SPA) em Libra (LO nº 1.628/2021; processo IBAMA nº 02022.000330/2014-86) e cuja caracterização foi apresentada no “**Anexo II.2.4.1-1**” do EIA.

Todos os demais FPSOs previstos para operar na Etapa 4 do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos, por sua vez, ainda estariam “em etapa de projeto ou de construção” (EIA, II.2, 78/325). Assim, considerando a semelhança em suas características, o EIA optou por descrevê-los divididos em dois grupos que representariam os FPSOs a serem utilizados nesses projetos, denominando-os como: “**FPSO Teórico 1**” e “**FPSO Teórico 2**”. O EIA destaca que todos “possuirão a mesma ordem de grandeza quanto à capacidade de processamento e armazenamento, capacidade de tratamento de efluentes, geração de efluentes, resíduos e emissões atmosféricas” (EIA, II.2, p. 78-79/325).

Em resposta ao presente parecer técnico, a PETROBRAS deve informar quais unidades de produção previstas para a Etapa 4 do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos ainda estão em fase de projeto e quais, eventualmente, já contam com o projeto aprovado e sua construção iniciada.

Foi indicada a seguinte correspondência entre os Projetos de Desenvolvimento da Produção e os dois tipos de FPSO:

- FPSO Teórico 1: DP Búzios 9; DP Búzios 10; DP Búzios 11; DP Búzios 12; e DP Aram.
- FPSO Teórico 2: Piloto de Sururu Central; DP Sépia 2; DP Atapu 2; DP Uirapuru 1; DP Três Marias; DP Sagitário; e DP Revitalização de Tupi 1.

Algumas diferenças entre os dois tipos de FPSOs foram resumidas no “**Quadro II.2.1.5.1.13-3**” (EIA, II.2, p. 80/325), reproduzido abaixo:

CARACTERÍSTICA	FPSO TEÓRICO 1	FPSO TEÓRICO 2
Processamento de óleo	225.000 bpd	180.000 bpd
Processamento de gás	12 milhões de m ³ /d	7,2 milhões de m ³ /d
Tancagem (óleo + derivados + água oleosa)	Até 460.000 m ³	Até 460.000 m ³

O EIA ressalta que nos diferentes projetos “*certas características de alguns FPSOs podem ser diferentes das descritas para os FPSOs Teóricos 1 e 2*” (EIA, p. II.2, 79/325), se comprometendo a apresentar um detalhamento maior dessas diferenças nos Estudos Complementares de cada unidade de produção a serem apresentados para subsidiar a análise de eventuais requerimentos de licenças de instalação no âmbito do licenciamento ambiental da Etapa 4 do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos.

Neste sentido, ratifica-se ser imprescindível que informações detalhadas com as características específicas de cada FPSO sejam apresentadas por ocasião do requerimento das respectivas licenças de instalação. Contudo, cabe registrar que, de forma alguma, estas mencionadas diferenças podem resultar em alterações nas características e capacidades das unidades de produção que impliquem em alterações nas conclusões das avaliações de impactos e riscos ambientais. Caso contrário, haverá um comprometimento do posicionamento relativo à viabilidade socioambiental dos projetos.

Posteriormente, conforme ciência já expressa no EIA, os certificados atualizados de cada FPSO devem ser encaminhados por ocasião dos requerimentos das respectivas Licenças de Operação (EIA, II.2, 80/325).

II.2.4.2 – Descrição Geral das unidades de produção

II.2.4.2.1 – FPSO Teórico 1

Conforme indicado anteriormente, o “FPSO Teórico 1” representa as unidades de produção que atuarão no DP Búzios 9, DP Búzios 10, DP Búzios 11, DP Búzios 12 e DP Aram 1, para os quais o EIA declara que “se considera como cenário base o aproveitamento de gás por reinjeção no reservatório e estão em andamento estudos para analisar a alternativa de exportação parcial de gás”.

As principais características deste tipo de unidade são destacadas no “**Quadro II.2.1.5.1.13-1**” (EIA, II.2, p. 81/325), reproduzido abaixo:

Quadro II.2.1.5.1.13-1 – Características Gerais do FPSO Teórico 1.

CARACTERÍSTICAS	DESCRIÇÃO
Nome	FPSO Teórico 1
Origem/Bandeira	Não definido
Sociedade Classificadora	Não definido
Ancoragem	<i>Spread Mooring System</i>
Comprimento Total	345,30m
Boca moldada	60,00 m
Pontal (Altura até convés principal)	34,30 m
Borda livre	7,30 m
Peso leve do casco	78.949 t
Calado médio	23,23 m
Altura do <i>Flare</i> (a partir do <i>deck</i>)	No mínimo 149 m acima do <i>deck</i> principal
Capacidade total dos tanques de óleo	427.768 m ³ (2.690.575 bbl)
Guindastes	2 guindastes a meia nau com capacidade de 40 t. 4 turbo-geradores de 33 MW a gás e/ou diesel cada;
Sistema de geração de energia	2 moto-geradores a diesel adicionais de 7,50 MW; 1 moto-gerador a diesel auxiliar de 2,50 MW; 1 moto gerador a diesel de emergência de 2,50 MW.
Unidade de Tratamento de Esgotos	Princípio de Tratamento: Lodo Ativado
Capacidade de produção	Capacidade de processamento de 35.800 m ³ /d (225.000 bpd) de óleo e 39.800 m ³ /d (250.000 bpd) de líquido, 39.800 m ³ /d (250.000 bpd) de injeção de água, compressão de até 12.000.000 m ³ /dia de gás.
Capacidade de alojamento	240 pessoas
Helliponto	Formato: Octogonal Dispõe de equipamentos para reabastecimento 04 baleeiras com capacidade para 120 pessoas cada (POB = 240) sendo duas na popa/bombordo e duas na popa/boreste; 20 balsas salva vidas com capacidade para 25 pessoas cada, sendo dez na popa/bombordo e dez na popa/boreste;
Salvatagem	02 balsas salva vidas com capacidade para 25 pessoas cada, sendo uma na proa/bombordo e uma na proa/boreste; 01 bote resgate com capacidade para 06 pessoas a boreste;

A. Casco

O EIA não informa se as unidades de produção representadas pelo “FPSO Teórico 1” têm previsão de serem construídas com costado e fundo duplo ou singelo, nem a previsão de reforços ao casco. Considerando o tempo decorrido desde o encaminhamento do EIA, solicita-se que em resposta ao presente parecer técnico, sejam apresentadas informações atualizadas sobre a configuração dos cascos daquelas unidades de produção que, eventualmente, já contem com seus projetos de engenharia aprovados.

De todo modo, uma configuração definitiva a ser adotada para os cascos de cada FPSO deve ser informada no Estudo Complementar a ser apresentado como subsídio à respectiva Licença de Instalação, desde que, esteja suficientemente alinhado que na definição desta configuração a empresa deve invariavelmente buscar a redução dos riscos.

Assim, solicita-se que, em resposta ao presente parecer técnico, a PETROBRAS antecipe alguns pontos que demonstrem o comprometimento da empresa com esta redução dos riscos do “FPSO Teórico 1”, como, por exemplo, mas não apenas, o reforço no bordo de transferência de cargas além de defensas, conforme previsto para os “FPSO Teórico 2” no próprio EIA.

B. Tanques

O EIA informa que:

*“A estocagem de óleo cru no FPSO Teórico 1 poderá ser realizada em até 19 tanques que juntos terão capacidade total de até **427.768 m³** (2.690.575 bbl). Não foram incluídos neste cálculo dois tanques de slop com capacidade de 8.370 m³ (52.646 bbl) cada. Além destes, os tanques de óleo diesel possuirão capacidade de 7.798,7 m³. Somando-se estes valores, o volume total calculado para os tanques específicos para o armazenamento de óleo, ou que podem receber óleo, foi de **452.306,7 m³**.” (EIA, II.2, p. 82/325) (grifos nossos)*

Cabe destacar que para o subitem “II.6.2.2 – Modelagem da Dispersão de Óleo” e para o capítulo “II.10 – Análise e Gerenciamento de Risco” foi considerado o volume de 460.000 m³.

D. Sistema de Lastro

De acordo com o EIA, o sistema de lastro dos “FPSO Teórico 1” será totalmente isolado do sistema de armazenagem do petróleo e seus tanques e bombas serão totalmente independentes. Assim, por entender que “*não há nenhuma possibilidade de contaminação da água de lastro com óleo*”, o sistema de lastro não foi considerado como uma fonte de efluentes. (EIA, II.2, p. 85/325)

O EIA ressalta ainda que:

“Durante o transporte dos FPSOs Teórico 1 para o Brasil serão implementadas medidas regidas internacionalmente pelo IMO (International Maritime Organization) vigentes à época de forma a reduzir a

possibilidade de ocorrer introdução de espécies exóticas via água de lastro.” (EIA, II.2, p. 85-86/325)

F. Sistema de Separação de Óleo, Água Produzida e Gás

A planta de processo do “FPSO Teórico 1” terá capacidade para processar 39.800 m³/d (250.000 bpd) de líquidos, 35.800 m³/d (225.000 bpd) de óleo, 31.800 m³/d (200.000 bpd) de água produzida e até 12,0 MM m³/d de gás.

A “**Figura II.2.1.5.1.13-1**” (EIA, II.2, p. 88/325), reproduzida abaixo, apresenta um diagrama esquemático do processo de separação e tratamento do óleo, gás e água produzida do “FPSO Teórico 1”:

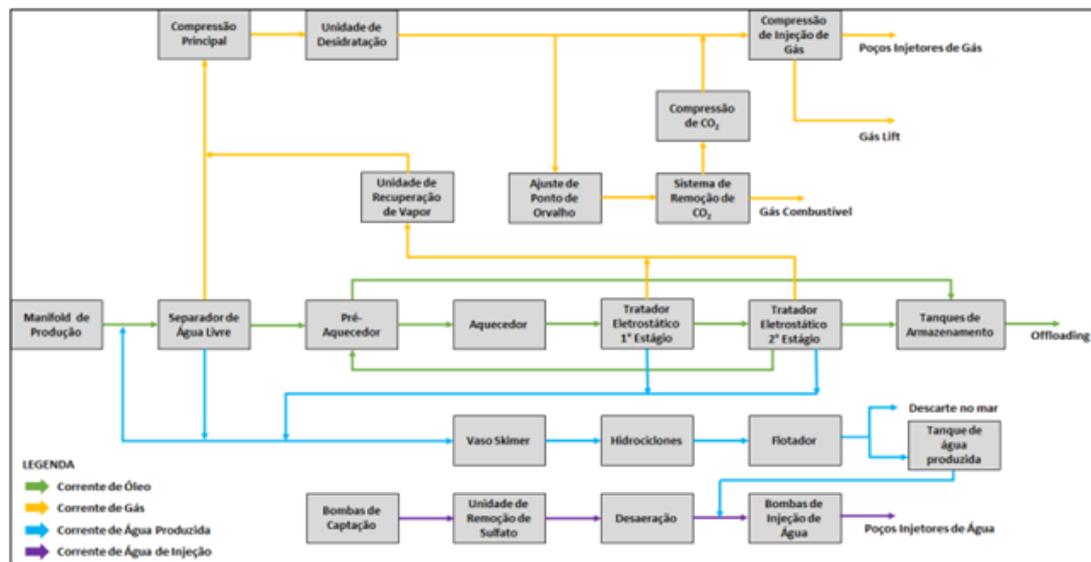


Figura II.2.1.5.1.13-1 – Diagrama esquemático do processo de separação e tratamento de óleo, gás e água produzida do FPSO Teórico 1.
Fonte: PETROBRAS.

O tratamento de óleo ocorre de modo similar aos demais FPSOs do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos.

Registra-se que, ao final do item, o EIA informa que:

“A água decantada no interior de um tanque de carga, antes da realização de uma operação de transferência (offloading) é **transferida para os tanques off spec de óleo**, dependendo das características de projeto e operacionais da unidade, sendo tratada e descartada conforme a legislação. Essa operação é conhecida como “raspagem.”” (EIA, II.2, p. 92/325) **(grifo nosso)**

Solicita-se que os tanques off spec de óleo sejam caracterizados em relação aos efluentes recebidos, aos tratamentos e controles para descarte.

F1. Tratamento e Compressão do Gás

A planta de tratamento de gás tem por objetivo “atender aos requisitos necessários para a utilização interna como gás combustível ou uso específico, para a utilização em método de elevação artificial do tipo gás lift, para a injeção em reservatório e, eventualmente, para exportação” (EIA, II.2, p. 92/325).

Segundo o EIA:

“**A planta estará preparada para a injeção de todo o gás produzido**, além do uso como gás combustível e gás lift. A injeção do gás em reservatório será realizada para aumentar o fator de recuperação de óleo. A corrente rica em CO₂, proveniente do sistema de remoção de CO₂ será injetada em conjunto com a corrente principal de gás reduzindo as emissões de gases de efeito estufa. Além disso, a depender do teor de contaminantes, o gás pode ser exportado.” (EIA, II.2, p. 92/325) **(grifo nosso)**

Para consumo como combustível, “O teor do gás combustível será de 3% especificado nas membranas de remoção de CO₂. Caso o gás produzido contenha teores de CO₂ inferiores à 3%, a unidade de remoção de CO₂ não será utilizada” (EIA, II.2, p. 92-93/325).

Considerando a informação de que se encontram em andamento estudos para avaliar a alternativa de exportação parcial do gás dos Projetos de Desenvolvimento da Produção que irão operar com o “FPSO Teórico 1”, cabe questionar se a capacidade do sistema de remoção de CO₂ será dimensionada de forma a viabilizar também esta possibilidade.

A “**Figura II.2.1.5.1.13-3**” (EIA, II.2, p. 93/325), reproduzida abaixo, apresenta um fluxograma da planta de tratamento de gás do “FPSO Teórico 1”:

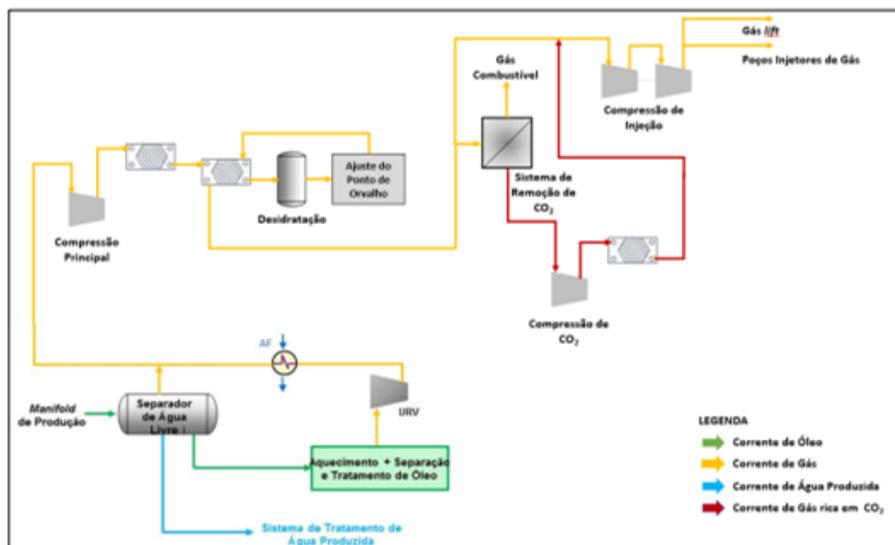


Figura II.2.1.5.1.13-3 – Fluxograma detalhado da planta de tratamento de gás do FPSO Teórico 1.

Fonte: PETROBRAS.

Considerando a previsão de reinjeção de todo o gás excedente e os exemplos de outras unidades de produção do Polo Pré-sal, apesar de não ser mencionada no EIA, espera-se que a PETROBRAS tenha previsto a redundância de equipamentos, especialmente aqueles com maior histórico de falhas como as URV, buscando reduzir os riscos de indisponibilidade, total ou parcial, do sistema de tratamento e compressão de gás e, conseqüentemente, a necessidade de restrições à produção para o controle das emissões.

Solicita-se que, em resposta ao presente parecer técnico, a PETROBRAS confirme esta expectativa e se comprometa com a redundância que vem sendo determinada pelo IBAMA para equipamentos críticos ao adequado funcionamento do sistema em toda a sua capacidade.

G. Sistema de Flare e Vent

O EIA informa que:

“Em condições normais de operação, a planta de produção foi projetada para operar apenas com queima no piloto e no sistema de purga, importantes para manter a operação do sistema de “Flare” numa condição segura.” (EIA, II.2, p. 94/325)

O EIA também informa que o FPSO Teórico 1 *“será projetado com um Sistema de Recuperação de Gás do Flare (FGRS), ou “Flare Fechado”. Esse sistema objetiva recuperar o volume de gás proveniente de vazamentos contínuos de válvulas, limitados a uma vazão instantânea e contínua de aproximadamente 75.000 Nm³/dia. Ao ultrapassar esse limite de vazão instantânea, o sistema é desativado de modo a manter o sistema de tocha original, garantindo assim a segurança das instalações. Ressalta-se que, na condição normal de operação, não é esperada uma vazão contínua instantânea oriunda de vazamentos de válvulas (PCVs, PSVs ou BDVs)” (EIA, II.2, p. 96/325).* **(grifos nossos)**

No entanto, na sequência, o subitem acrescenta que:

“Para unidades de produção com grande capacidade de processamento de gás, os ganhos relativos com este aproveitamento do mesmo não são relevantes.” (EIA, II.2, p. 96-97/325) (grifo nosso)

Considerando ser este o caso das unidades de produção representadas pelo “FPSO Teórico 1”, ou seja, possuir grande capacidade de processamento de gás, solicita-se que a PETROBRAS esclareça esta afirmativa.

É informado ainda que:

“Além dos sistemas de Tocha (“Flare”), a unidade possuirá vents para o escape de gases provenientes dos processos das instalações e dos tanques de carga que operam próximos à pressão atmosférica, tais como tanques de produtos químicos e tanques de carga.” (EIA, II.2, p. 98/325).

Considerando os recentes indicativos de que estes escapes de gases podem ter contribuição relevante para as emissões de gases de efeito estufa (GEE), em especial o metano, solicita-se que os vents sejam especificados e tenham suas emissões caracterizadas, bem como que seja indicada forma para quantificação dessas emissões durante a operação.

H. Tratamento de Água Produzida

O sistema de tratamento de água produzida possuirá basicamente os seguintes equipamentos principais: vaso coletor, hidrociclones e flotor. Ao sair do flotor, a água produzida seguirá para o descarte, conforme os parâmetros estabelecidos pela [Resolução CONAMA nº 393 de 8 de agosto de 2007](#).

O EIA informa que a qualidade da água tratada será monitorada continuamente por um sensor de Teor de Óleo e Graxas (TOG) localizado na linha de descarte, que interromperá o lançamento caso o efluente esteja fora de especificação.

Um diagrama esquemático da planta de tratamento de água produzida é apresentado na “**Figura II.2.1.5.1.13-5**” (EIA, II.2, p. 99/325), reproduzida abaixo:

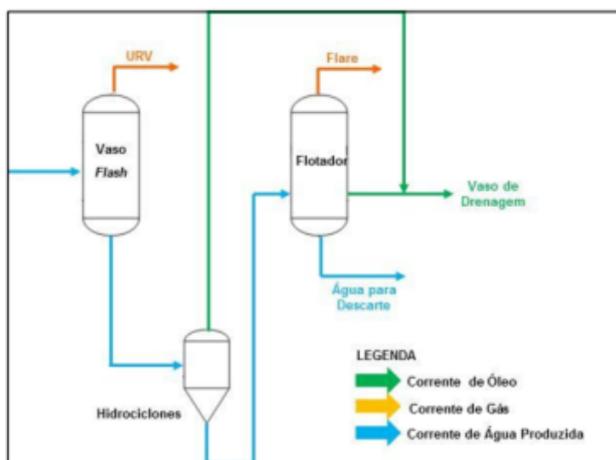


Figura II.2.1.5.1.13-5 – Fluxograma detalhado da planta de tratamento de água produzida do FPSO Teórico 1.

Fonte: PETROBRAS.

Segundo o EIA, no “FPSO Teórico 1” está prevista “a possibilidade de reinjeção da água produzida no reservatório produtor” (EIA, II.2, p. 98-99/325). Para isso, a unidade contará com tanque de água produzida e filtros para especificar a água em teor de sólidos suspensos.

Observa-se, nesse sentido, que, no âmbito do Termo de Compromisso para adequação do descarte da água produzida em outras plataformas operadas pela PETROBRAS (Processo IBAMA nº 02001.000128/2018-26), foram apresentados inicialmente cenários de dificuldade para a reinjeção de 100% da água produzida, que posteriormente foram superadas. Considerando que as novas unidades estão em fase de definição, a PETROBRAS deve garantir que o cenário de reinjeção de 100% da água produzida abranja todas as condições operacionais possíveis das suas unidades, aproveitando a curva de aprendizado com as unidades de produção que atualmente reinjetam.

O sistema de reinjeção da água produzida, incluindo suas capacidades e limitações, deve ser caracterizado nos Estudos Complementares a serem apresentados para cada FPSO quando do requerimento das respectivas licenças de instalação.

O EIA informa que:

“A qualidade da água tratada será monitorada continuamente por um sensor de Teor de Óleo e Graxas (TOG) localizado na linha de descarte, que interromperá o lançamento caso o efluente esteja fora de especificação. Nesse caso contingencial, a água desenquadrada será enviada para o tanque de água produzida, onde passará por decantação. Após o mesmo a água poderá ser enviada para a reinjeção, para descarte no mar, ou gradativamente reprocessada.” (EIA, II.2, p. 99/325)

Não foram apresentadas informações sobre o ponto de descarte da água produzida. Observa-se, nesse sentido, que para o “FPSO Teórico 2” foi informado que:

“Não haverá descarte de água de produção na forma submersa, de acordo com o estabelecido pelo Parecer Técnico nº 43/2017- COPROD/CGMAC/DILIC (SEI nº 0205912)”. (EIA, II.2, p. 132/325)

Solicita-se, portanto, a confirmação de que a orientação do referido parecer também será observada nas unidades de produção representadas pelo “FPSO Teórico 1”.

I. Sistema de Tratamento de água de injeção

O tratamento de água de injeção é composto das etapas de filtração, dessulfatação e desaeração. A finalidade do tratamento da água de injeção é evitar corrosão na tubulação dos poços de injeção, formação de incrustação na tubulação dos poços de produção de óleo e obstrução do meio poroso da rocha-reservatório.

O sistema utiliza uma Unidade de Remoção de Sulfatos (URS). A água utilizada no sistema de tratamento da água de injeção será captada no mar, a qual é adicionado cloro ativo (hipoclorito), passando, em seguida, por processo de filtragem para remoção de sólidos. Após o processo de filtragem é necessária a injeção de inibidor de incrustação, sequestrante de cloro e oxigênio, além de biocida, com a finalidade de proteger as membranas da URS contra a deposição de matéria orgânica. Todo cloro ativo remanescente reagirá com o sequestrante de cloro e oxigênio reduzindo a sua concentração na forma livre evitando a degradação das membranas. Segundo o EIA, “O biocida de choque será utilizado de modo intermitente, sendo injetado até sete vezes por semana, durante um período de uma hora” (EIA, II.2, p. 101/325).

Registra-se que, nos processos de licenciamento das Etapas 1, 2 e 3 do Pré-Sal, a PETROBRAS, através da correspondência UO-BS 0589/2017 de 17.9.2017 (SEI nº 0682373), solicitou o aumento da frequência do uso do biocida de choque para até 7 (sete) vezes por semana. Esta solicitação foi analisada pelo Parecer Técnico nº 175/2017-COPROD/CGMAC/DILIC de 21.12.2017 (SEI nº 1419877) que apontou a necessidade de informações complementares.

A resposta ao referido parecer técnico foi apresentada pela PETROBRAS através da correspondência UO-BS 0061/2018 de 24.1.2018 (SEI nº 1636284), sendo analisada pelo Parecer Técnico 32/2018 COPROD/CGMAC/DILIC (SEI nº 1834935) que, novamente, solicitou complementações sobre o tema.

A PETROBRAS, através da carta UO-BS 0661/2018 (SEI nº 3693935) apresentou as informações solicitadas pelo citado parecer. Finalmente, o Parecer Técnico 44/2019 COPROD/CGMAC/DILIC (SEI nº 4369035) analisou tais complementos e indicou a concessão da anuência solicitada.

A “**Figura II.2.1.5.1.13-6**” (EIA, II.2, p. 104/325), reproduzida abaixo, apresenta fluxograma esquemático do sistema:

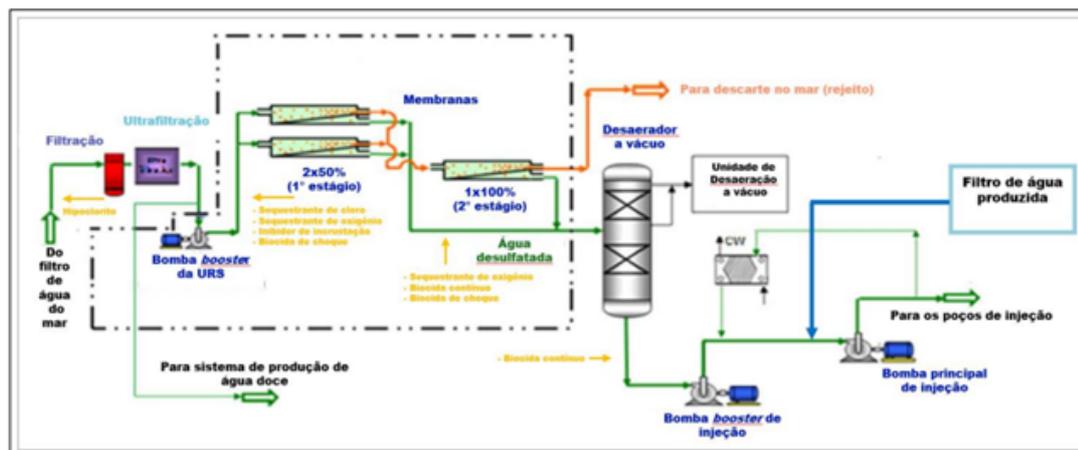


Figura II.2.1.5.1.13-6 – Fluxograma esquemático da planta de tratamento de água de injeção do FPSO Teórico 1. Fonte: PETROBRAS.

De acordo com a figura, parte dos químicos injetados são descartados juntamente ao rejeito.

A capacidade de alimentação da planta de tratamento de água de injeção do “FPSO Teórico 1” será de cerca de 53.000 m³/d, produzindo uma vazão de água dessulfatada de 39.800 m³/d e de efluente de 13.200 m³/d a ser descartado no mar (cerca de 25% do fluxo de água do mar captado).

O EIA informa que:

“O monitoramento dos descartes de efluentes da unidade de remoção de sulfatos atenderá o que estabelece a Nota Técnica 01/11 do IBAMA. Haverá a medição do volume do descarte do efluente da Unidade de Remoção de Sulfatos, realizada separadamente para os períodos com e sem adição de biocida de choque e por equipamento que confira precisão aos resultados apurados.” (EIA, II.2, p. 105/325)

O “**Anexo II.2.4.2.1-1**” e o “**Anexo II.2.4.13-1**” apresentam respectivamente as fichas de segurança (FISPOs) e os testes de toxicidade dos produtos químicos utilizados na URS, com a ressalva de que “em decorrência da dinâmica do mercado e aquisição dos produtos por licitação os produtos comerciais que efetivamente estarão disponíveis para uso poderão ser diferentes dos que apresentados nos anexos citados” (EIA, II.2, p. 105/325).

Cabe lembrar que, no caso da aquisição de produtos diferentes daqueles apresentados no “Anexo II.2.4.2.1-1” e no “Anexo II.2.4.13-1”, as respectivas FISPOs devem ser previamente submetidas à avaliação do IBAMA, que se posicionará sobre a autorização de uso dos produtos.

I.1. Limpeza Química periódica das membranas da Unidade de Ultrafiltração e de Remoção de Sulfato

O EIA indica que “a operação contínua da Unidade de Remoção de Sulfato resulta no acúmulo de impurezas na superfície de permeação das membranas de ultrafiltração e nanofiltração”, o que demanda limpeza periódica. O procedimento de limpeza das membranas “apresenta etapas que utilizam uma solução alcalina para a remoção de matéria orgânica de origem biológica (biofouling), e uma solução ácida para a remoção de incrustações inorgânicas (CaSO₄)”. Foi informado que inicialmente a operação poderá ocorrer de uma a duas vezes por mês. (EIA, II.2, p. 105/325)

O volume do rejeito da limpeza da URS foi indicado na “**Tabela II.2.4.10.2.4-1**” (EIA, II.2, 271/325) como sendo de 326 m³/h. De acordo com o EIA, há um compromisso da modelagem desse efluente ser apresentada para cada projeto quando do requerimento da respectiva licença de operação. (EIA, II.2, p. 107/325).

K. Sistema de drenagem

O sistema de drenagem do “FPSO Teórico 1” é composto por drenagem fechada e aberta.

A drenagem fechada atua em áreas de fluidos perigosos, sujeitos à liberação de hidrocarbonetos voláteis e inflamáveis. É composta pelos coletores de drenos fechados, vaso de reciclo e bomba do vaso de reciclo. Os fluidos (óleo e água) oriundos da drenagem de vasos e de equipamentos de processo são encaminhados por gravidade para o vaso de reciclo. Deste, os fluidos são bombeados para o separador de água livre, e reincorporados à corrente sendo processada.

O sistema de drenagem aberta é aplicável ao recebimento de correntes predominantemente aquosas e não classificados. Ele é constituído de dois subsistemas, o classificado e o não classificado.

As águas de drenagem que compõem o sistema aberto classificado correspondem às águas de lavagem da planta industrial, efluente aquoso gerado na área de armazenamento de insumos combustíveis e no setor de lavagem de peças e equipamentos, e ainda as águas pluviais que incidem sobre estas áreas e que podem carrear resíduos oleosos.

As águas de drenagem que compõem o sistema aberto não classificado são geradas por lavagem, bem como por águas pluviais que incidem em áreas sem contaminação por óleo.

As águas de drenagem aberta são concentradas em dois *headers* (classificado e não classificado) e são encaminhadas conjuntamente para o tanque de *slop* sujo. A água do tanque de *slop* sujo é decantada e enviada ao tanque de *slop* limpo. Do tanque de *slop* limpo, a água passa por mais um processo de decantação, com tempo de residência suficiente para garantir que o teor de óleos e graxas (TOG) seja inferior a 15 ppm, conforme determinação MARPOL, para o descarte no mar.

O EIA não especifica se a medição do teor de óleos e graxas será realizada por meio de analisador de TOG instalado na linha de descarte. Solicita-se que, em resposta ao presente parecer técnico seja apresentada essa informação.

L. Sistema de água oleosa da praça de máquinas

A água oleosa da praça de máquinas receberá tratamento específico em um Separador de Água e Óleo (SAO) do tanque de *Bilge*. O descarte no mar somente ocorre o TOG estiver igual ou inferior a 15 ppm. Se não houver enquadramento, a água recircula pelo sistema.

O resíduo oleoso do Separador de Água e Óleo (SAO), por sua vez, é transferido ao tanque de *Sludge*. O resíduo acumulado, posteriormente, é encaminhado ao tanque de *slop* sujo, onde é tratado conjuntamente com o fluido da drenagem aberta.

O EIA ressalta que “o SAO é previsto e muito utilizado em navios com grandes motores de propulsão e grande número de outras máquinas auxiliares na praça de máquinas”, destacando que a conversão ou construção de cascos novos para projetos de FPSOs “suprime grandes equipamentos desse compartimento, reduzindo substancialmente o volume de efluentes oleosos da praça de máquinas a serem tratados e descartados para o mar, de modo não é esperada sobrecarga nos tanques de slop caso recebam o efluente da praça de máquinas.” (EIA, II.2, p. 112-113/325)

O EIA ainda lembra que, em atendimento à MARPOL, o limite de TOG definido para o descarte da água oleosa nos FPSOs, seja ela tratada nos tanques *slop* ou no SAO, é de 15 ppm. Assim, como em ambos os casos, o monitoramento prévio ao descarte é realizado por meio de um analisador de TOG on-line, o EIA pondera que *“considerando que o SAO e os tanques slop dos FPSOs tratam o mesmo tipo de efluente (água oleosa), sujeito à mesma regulamentação quanto ao limite de TOG para descarte (15 ppm, MARPOL), há a possibilidade das duas correntes serem descartadas conjuntamente via slop, ou a alternativa de alguns FPSOs não contemplarem o SAO em suas praças de máquinas, sendo a água oleosa enviada diretamente ao slop”* (EIA, II.2, p. 113/325).

Considerando que a configuração de descarte poderá variar de um FPSO para outro, este detalhamento deverá ser apresentado no Estudo Complementar de cada unidade de produção quando dos requerimentos das respectivas licenças de Instalação.

M. Sistema de transferência de óleo (offloading)

O EIA informa que a transferência do óleo para os navios aliviadores será realizada através de mangotes flutuantes de carcaça dupla, classe 300#, que ficarão armazenados em carretéis. A vazão de transferência será de 6.625 m³/h.

De acordo com o EIA, o mangote de transferência é equipado em uma extremidade com válvula automática cujo fluxo só é liberado após a correta fixação ao navio aliviador; o desengate é rápido para casos de emergência; e a lavagem do mangote com água é no sentido do “tanque de *slop*” do FPSO. Após o *offloading*, o mangote será recolhido no carretel do FPSO.

O EIA não informa se o “FPSO Teórico 1” contará com estações na popa e na proa ou somente em uma das extremidades, conforme especificado para o “FPSO Teórico 2”. Solicita-se que, em resposta ao presente parecer técnico seja apresentada essa informação.

Recomenda-se, como boa prática, que a terminação do mangote permaneça sobre área do convés ou bandejamento que conduza possíveis gotejamentos ao sistema de drenagem.

O. Sistema de Geração de Energia

O sistema de geração principal de energia será composto por grupos geradores acionados por turbinas do tipo bicombustível (gás ou diesel), sendo um conjunto em reserva (*stand by*), 4 x 33 MW, segundo o “**Quadro II.2.1.5.1.13-1**” (EIA, II.2, p. 81/325).

O EIA afirma que:

“A demanda elétrica máxima dos turbogeradores será para todos os FPSOs inferior a 100 MW”. (EIA, II.2, p. 115/325)

O FPSO será dotado ainda de um grupo gerador de emergência a diesel dimensionado para atender às cargas essenciais da unidade; um grupo gerador auxiliar, o qual será capaz de entrar em operação independente da geração principal ou de emergência; dois motogeradores complementares para atendimento a picos e manobras eventuais; e um sistema ininterrupto de fornecimento de energia, ou *Uninterruptible Power Supply* (UPS), com o objetivo de fornecimento de energia estável durante a transição, no período entre a perda da geração principal até a partida do sistema de geração auxiliar ou de emergência, formado de baterias com autonomia de 30 minutos.

Esta configuração sugere que as unidades chegarão a operar muito próximo aos 100 MW ou mesmo acima deste limite. Solicita-se, portanto, um detalhamento da demanda energética de uma Unidade de Produção em condição média e de pico demonstrando que tal limite não será ultrapassado.

R. Acomodações

O EIA informa que o “FPSO Teórico 1” prevê acomodações suficientes para uma estimativa de 240 pessoas. Destaca-se que, ao longo do período de atividade da Unidade de Produção, os equipamentos para tratamento de esgoto sanitário devem estar em pleno funcionamento para este efetivo.

II.2.4.2.2 – FPSO Teórico 2

Conforme indicado anteriormente, o “FPSO Teórico 2” representa as unidades de produção que atuarão no Piloto de Sururu Central, DP Sélia 2, DP Atapu 2, DP Uirapuru 1, DP Três Marias, DP Sagitário e DP Revitalização de Tupi 1.

As principais características deste tipo de unidade são destacadas no “**Quadro II.2.1.5.1.13-1**” (EIA, II.2, 117/325), reproduzido abaixo:

CARACTERÍSTICAS	DESCRIÇÃO
Nome	FPSO Teórico 2
Origem/Bandeira	Não definido
Sociedade Classificadora	Não definido
Ancoragem	Spread Mooring System
Comprimento Total	345,30 m
Boca moldada	60,00 m
Pontal (Altura até convés principal)	33,80 m
Borda livre	10,02 m
Peso leve	128881,86 t
Calado de projeto	23,78 m
Altura do Flare (a partir do deck)	No mínimo 142m acima do deck principal
Capacidade total dos tanques de óleo	427768 m ³ (2.692.058 bbl)
Guindastes	2 guindastes com capacidade de 40 t.
Sistema de geração de energia	4 turbo-geradores de 33 MW a gás e/ou diesel cada; 2 moto-geradores a diesel para casco de 7MW cada; 1 moto-gerador a diesel auxiliar de 2 MW; 1 moto gerador a diesel de emergência de 2 MW.
Unidade de Tratamento de Esgotos	Princípio de Tratamento: Biológico Aeróbico
Capacidade de produção	Capacidade de processamento de 28.600 m ³ /d (180.000 bpd) de óleo e 31.800 m ³ /d (200.000 bpd) de líquido, 38.200 m ³ /d (240.000 bpd) de injeção de água, compressão de até 7.200.000 m ³ /dia de gás.
Capacidade de alojamento	240 pessoas
Heliponto	Formato: Octogonal Dispõe de equipamentos para reabastecimento
Salvatagem	4 Baleeiras com capacidade para 120 pessoas cada. 18 alças salva-vidas com capacidade para 20 pessoas cada. 1 Barco resgate com capacidade para 6 pessoas.

A. Casco

O EIA não informa se as unidades de produção representadas pelo “FPSO Teórico 2” têm previsão de serem construídas com costado e fundo duplo ou singelo, apenas que possuirá, “no mínimo, camada suplementar em aço no bordo de transferência de cargas, conforme demais projetos do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos” (EIA, II.2, p. 118/325). Considerando o tempo decorrido desde o encaminhamento do EIA, solicita-se que em resposta ao presente parecer técnico, sejam apresentadas informações atualizadas sobre a configuração dos cascos daquelas unidades de produção que, eventualmente, já contem com seus projetos de engenharia aprovados.

De todo modo, uma configuração definitiva a ser adotada para os cascos de cada FPSO deve ser informada no Estudo Complementar a ser apresentado como subsídio à respectiva Licença de Instalação. Desde que, fique suficientemente alinhado que na definição desta configuração a empresa deve invariavelmente buscar a redução dos riscos.

Assim, solicita-se que, em resposta ao presente parecer técnico, a PETROBRAS antecipe alguns pontos que demonstrem o comprometimento da empresa com esta redução dos riscos do “FPSO Teórico 2”, para além do reforço no bordo de transferência de cargas além de defensas.

B. Tanques

A configuração dos tanques é similar à informada para as unidades de produção representadas pelo “FPSO Teórico 1”:

*“A estocagem de óleo cru no FPSO poderá ser realizada em até 19 tanques que juntos terão capacidade total de até **427.768 m³** (2.692.058 bbl). Não foram incluídos neste cálculo dois tanques de slop com capacidade de 8.370 m³ (52.675 bbl) cada. Além destes, os tanques de óleo diesel possuirão capacidade de 7.798,7 m³. Somando-se estes valores, o volume total calculado para os tanques específicos para o armazenamento de óleo, ou que podem receber óleo, foi de **452.306,7 m³** (2.845.301 bbl).” (EIA, II.2, p. 118/325) (grifos nossos)*

Cabe destacar que para o subitem “II.6.2.2 – Modelagem da Dispersão de Óleo” e para o capítulo “II.10 – Análise e Gerenciamento de Risco” foi considerado o volume de 460.000 m³.

D. Sistema de Lastro

De acordo com o EIA, como informado para o “FPSO Teórico 1”, os sistemas de lastro das unidades de produção representadas pelo “FPSO Teórico 2” também serão totalmente isolados dos sistemas de armazenagem do petróleo e seus tanques e bombas serão totalmente independentes. Assim, por avaliar que “*não há nenhuma possibilidade de contaminação da água de lastro com óleo*”, entende que o sistema de lastro não deve ser considerado como uma fonte de efluentes. (EIA, II.2, p. 121/325)

O EIA ressalta ainda que:

“Durante o transporte dos FPSOs Teórico 2 para o Brasil serão implementadas medidas regidas internacionalmente pelo IMO (International Maritime Organization) vigentes à época de forma a reduzir a possibilidade de ocorrer introdução de espécies exóticas via água de lastro.” (EIA, II.2, p. 121/325)

F. Sistema de Separação de Óleo, Água Produzida e Gás

A planta de processo do “FPSO Teórico 2” terá capacidade para processar 31.800 m³/d (200.000 bpd) de líquidos, 28.600 m³/d (180.000 bpd) de óleo, 24.000 m³/d (150.000 bpd) de água produzida e até 7,2 MM m³/d de gás.

A “Figura II.2.1.5.1.13-1” (EIA, II.2, p. 124/325), reproduzida abaixo, apresenta um diagrama esquemático do processo de separação e tratamento do óleo, gás e água produzida do “FPSO Teórico 2”:

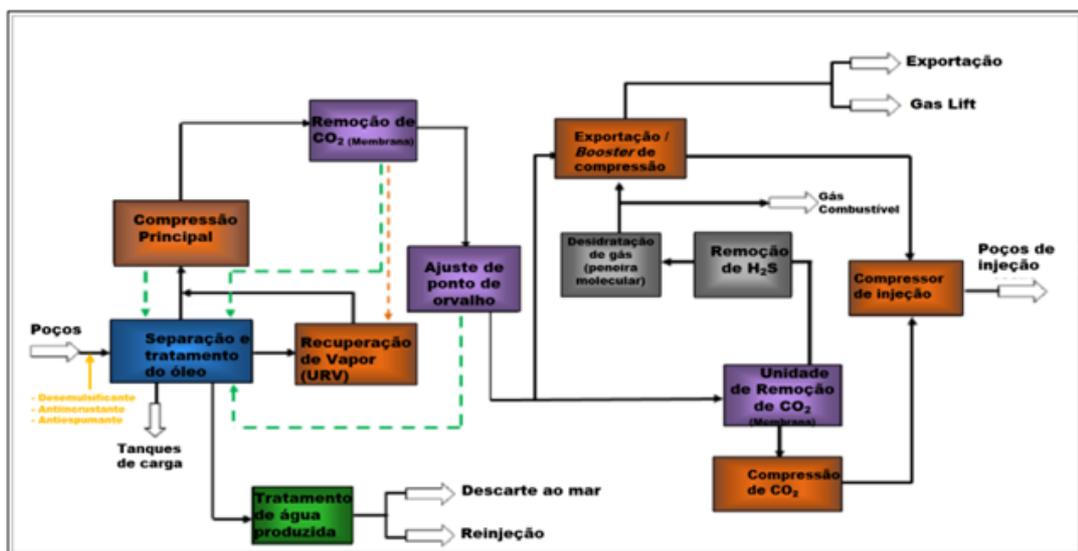


Figura II.2.1.5.1.13-1 – Diagrama esquemático do processo de separação e tratamento de óleo, gás e água produzida do FPSO Teórico 2.
Fonte: PETROBRAS.

O tratamento de óleo ocorre de modo similar aos demais FPSOs do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos, assim como no caso do “FPSO Teórico 1”. Contudo, nota-se que, diferentemente do “FPSO Teórico 1”, é prevista a remoção de H₂S

Registra-se que, ao final deste subitem, o EIA também informa que:

“A água decantada no interior de um tanque de carga, antes da realização de uma operação de transferência (offloading) é transferida para os tanques slop, dependendo das características de projeto e

operacionais da unidade, sendo tratada e descartada conforme a legislação. Essa operação é conhecida como “raspagem.” (EIA, II.2, p. 92/325) **(grifo nosso)**

Solicita-se que os tanques de Slop sejam caracterizados em relação aos efluentes recebidos, aos tratamentos e controles para descarte.

F.1. Tratamento e Compressão do Gás

Conforme já destacado pelo presente parecer técnico, a planta de tratamento de gás tem por objetivo “atender aos requisitos necessários para a utilização interna como gás combustível ou uso específico, para a utilização em método de elevação artificial do tipo gás lift, para a injeção em reservatório e, eventualmente, para exportação” (EIA, II.2, p. 128/325).

Segundo o EIA:

“A planta estará preparada para várias opções de destinação do gás: injeção somente da corrente rica em CO₂ e exportação de gás de hidrocarbonetos; injeção de todo o gás produzido; excedente ou para a injeção da corrente rica em CO₂ complementada com parte do gás que seria exportado. A injeção do gás em reservatório será realizada para aumentar o fator de recuperação de óleo. A corrente rica em CO₂, proveniente do sistema de remoção de CO₂ será injetada em reservatório com fins de armazenamento geológico reduzindo as emissões de gases de efeito estufa.” (EIA, II.2, p. 129/325) (grifos nossos)

O EIA menciona que:

“Em relação à capacidade de reinjeção das unidades de produção, a Tabela II.2.1.5.1.13-1 apresenta a capacidade dos compressores já definidos de alguns projetos e uma previsão preliminar da capacidade dos demais projetos que ainda estão em estudo.” (EIA, II.2, p. 130/325)

Contudo, esta tabela não consta deste subitem, com sua numeração se referindo a outra tabela apresentada no EIA e sobre um assunto completamente distinto. Também não foi apresentada uma figura com o fluxograma da planta de tratamento de gás do “FPSO Teórico 2”, conforme feito para o “FPSO Teórico 1”.

Assim, solicita-se que, em resposta ao presente parecer técnico, a PETROBRAS apresente a tabela referente à capacidade dos compressores e a figura contendo o fluxograma da planta de tratamento de gás do “FPSO Teórico 2”.

Reitera-se que, considerando a previsão de reinjeção de todo o gás excedente e os exemplos de outras unidades de produção do Polo Pré-sal, apesar de não ser mencionada no EIA, espera-se que a PETROBRAS tenha previsto a redundância de equipamentos, especialmente aqueles com maior histórico de falhas como as URV, buscando reduzir os riscos de indisponibilidade, total ou parcial, do sistema de tratamento e compressão de gás e, conseqüentemente, a necessidade de restrições à produção para o controle das emissões.

Solicita-se que, em resposta ao presente parecer técnico, a PETROBRAS confirme esta expectativa e se comprometa com a redundância que vem sendo determinada pelo IBAMA para equipamentos críticos ao adequado funcionamento do sistema em toda a sua capacidade.

G. Sistema de Flare e Vent

O EIA informa que o “FPSO Teórico 2”, assim como o “FPSO Teórico 1” foi projetado para contar com um **Sistema de Recuperação de Gás do Flare (FGRS)** ou “Flare Fechado”, assim como, que:

“Além dos sistemas de Tocha (“Flare”), a unidade possuirá vents para o escape de gases provenientes dos processos das instalações e dos tanques de carga que operam próximos à pressão atmosférica, tais como tanques de produtos químicos e tanques de carga.” (EIA, II.2, p. 131/325)

Conforme indicado anteriormente para o “FPSO Teórico 1”, considerando os recentes indicativos de que estes escapes de gases podem ter contribuição relevante para as emissões de gases de efeito estufa (GEE), em especial o metano, solicita-se que, em resposta ao presente parecer técnico os vents sejam especificados e tenham suas emissões caracterizadas, bem como que seja indicada forma para quantificação dessas emissões durante a operação.

H. Tratamento de Água Produzida

O sistema de tratamento de água produzida possuirá basicamente os seguintes equipamentos principais: vaso coletor, hidrociclones e flotor. Ao sair do flotor, a água produzida seguirá para o descarte, conforme os parâmetros estabelecidos pela [Resolução CONAMA nº 393 de 8 de agosto de 2007](#).

O EIA informa que a qualidade da água tratada será monitorada continuamente por um sensor de Teor de Óleo e Graxas (TOG) localizado na linha de descarte, que interromperá o lançamento caso o efluente esteja fora de especificação.

Um diagrama esquemático da planta de tratamento de água produzida é apresentado na “**Figura II.2.1.5.1.13-3**” (EIA, II.2, p. 133/325), reproduzida abaixo:

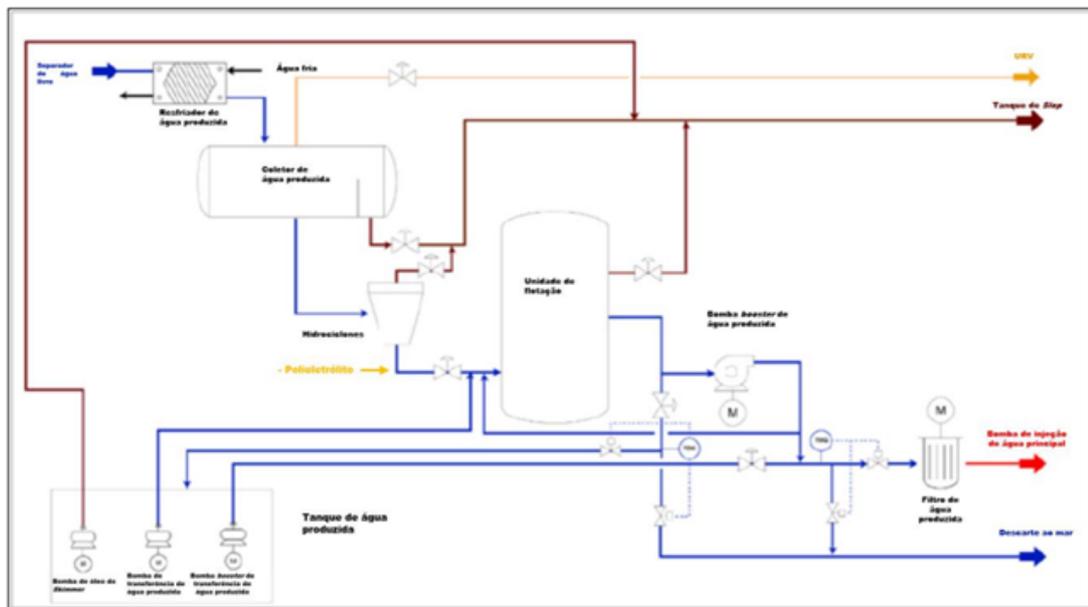


Figura II.2.1.5.1.13-3 – Fluxograma detalhado da planta de tratamento de água produzida.
Fonte: PETROBRAS.

Segundo o EIA, para o “FPSO Teórico 2” está previsto que:

“A água produzida pode ser descartada, se enquadrada, ou seguir para reinjeção no reservatório. Nesta rota, após o flotação o fluido será direcionado para tanques de água produzida e, posteriormente, para os filtros onde teor de sólidos é especificado e finalmente enviado para sucção das bombas de injeção de água.” (EIA, II.2, p. 131-132/325)

Reitera-se que, no âmbito do Termo de Compromisso para adequação do descarte da água produzida em outras plataformas operadas pela PETROBRAS (Processo IBAMA nº 02001.000128/2018-26), foram apresentados inicialmente cenários de dificuldade para a reinjeção de 100% da água produzida, que posteriormente foram superadas. Considerando que as novas unidades estão em fase de definição, a PETROBRAS deve garantir que o cenário de reinjeção de 100% da água produzida abranja todas as condições operacionais possíveis das suas unidades, aproveitando a curva de aprendizado com as unidades de produção que atualmente reinjetam.

O sistema de reinjeção da água produzida, incluindo suas capacidades e limitações, deve ser caracterizado nos Estudos Complementares a serem apresentados para cada FPSO quando do requerimento das respectivas licenças de instalação.

O EIA informa que:

“A qualidade da água tratada será monitorada continuamente por um sensor de Teor de Óleo e Graxas (TOG) localizado na linha de descarte, que interromperá o lançamento caso o efluente esteja fora de especificação. Nesse caso contingencial, a água desenquadrada será enviada para o tanque de água produzida, onde passará por decantação. Após o mesmo a água poderá ser enviada para a reinjeção, para descarte no mar, ou gradativamente reprocessada.” (EIA, II.2, p. 132/325)

Também informa que:

“Não haverá descarte de água de produção na forma submersa, de acordo com o estabelecido pelo Parecer Técnico nº 43/2017- COPROD/CGMAC/DILIC (SEI nº 0205912)” (EIA, II.2, p. 132/325)

I. Sistema de Tratamento de água de injeção

O item indica que o sistema é semelhante ao previsto para o “FPSO Teórico 1”.

Contudo, as capacidades, informadas na **“Tabela II.2.4.10.2.4-1”** (EIA, II.2, p. 271/325), são ligeiramente diferentes. A capacidade de alimentação da planta de tratamento de água de injeção do “FPSO Teórico 2” será de cerca de 50.900 m³/d, produzindo uma vazão de água dessulfatada de 38.200 m³/d e de efluente de 12.700 m³/d a ser descartado no mar (cerca de 25% do fluxo de água do mar captado).

Conforme já indicado pelo presente parecer técnico, para o “FPSO Teórico 1”, a capacidade de alimentação da planta de tratamento de água de injeção será de cerca de 53.000 m³/d, produzindo uma vazão de água dessulfatada de 39.800 m³/d e de efluente de 13.200 m³/d a ser descartado no mar (cerca de 25% do fluxo de água do mar captado).

Também ligeiramente diferente é o volume do rejeito da limpeza da URS, indicado na **“Tabela II.2.4.10.2.4-1”** como sendo de 326 m³/h para o “FPSO Teórico 1” e de 331 m³/h para o “FPSO Teórico 2”.

K. Sistema de drenagem

O item apenas indica que o sistema é semelhante ao previsto para o “FPSO Teórico 1”. Portanto, as mesmas observações apresentadas no presente parecer técnico para o “FPSO Teórico 1” também valem para o “FPSO

Teórico 2". Dentre estas, destaca-se que o EIA não especifica se a medição do teor de óleos e graxas será realizada por meio de analisador de TOG instalado na linha de descarte. Solicita-se que, em resposta ao presente parecer técnico seja apresentada essa informação.

L. Sistema de água oleosa da praça de máquinas

O item apenas indica que o sistema é semelhante ao previsto para o "FPSO Teórico 1".

M. Sistema de transferência de óleo (offloading)

O EIA informa que a transferência do óleo para os navios aliviadores será realizada através de mangotes flutuantes de carcaça dupla, classe 300#, que ficarão armazenados em carretéis. A vazão de transferência será de 6.625 m³/h e as unidades de produção referenciadas no "FPSO Teórico 2" contarão com estações de *offloading* na popa e na proa.

De acordo com o EIA, o mangote de transferência é equipado em uma extremidade com válvula automática cujo fluxo só é liberado após a correta fixação ao navio aliviador; o desengate é rápido para casos de emergência; e a lavagem do mangote com água é no sentido do "tanque de *slop*" do FPSO. Após o *offloading*, o mangote será recolhido no carretel do FPSO.

Reitera-se que o IBAMA recomenda, como boa prática, que a terminação do mangote permaneça sobre área do convés ou bandejamento que conduza possíveis gotejamentos ao sistema de drenagem.

O. Sistema de Geração de Energia

O sistema de geração principal de energia, assim como previsto para o "FPSO Teórico 1" será composto por grupos geradores acionados por turbinas do tipo bicomustível (gás ou diesel), sendo um conjunto em reserva (*stand by*), 4 x 33 MW, segundo o "Quadro II.2.1.5.1.13-1" (EIA, II.2, p. 117/325).

O EIA afirma que:

"A demanda elétrica máxima dos turbogeradores será para todos os FPSOs inferior a 100 MW." (EIA, II.2, p. 137/325)

O FPSO será dotado ainda de um grupo gerador de emergência a diesel dimensionado para atender às cargas essenciais da unidade; um grupo gerador auxiliar, o qual será capaz de entrar em operação independente da geração principal ou de emergência; dois motogeradores complementares para atendimento a picos e manobras eventuais; e um sistema ininterrupto de fornecimento de energia, ou *Uninterruptible Power Supply* (UPS), com o objetivo de fornecimento de energia estável durante a transição, no período entre a perda da geração principal até a partida do sistema de geração auxiliar ou de emergência, formado de baterias com autonomia de 30 minutos.

Esta configuração sugere que as unidades de produção referenciadas no "FPSO Teórico 2", assim como aquelas referenciadas no "FPSO Teórico 1" chegarão a operar muito próximo aos 100 MW ou mesmo acima deste limite. Assim, reitera-se que, em resposta ao presente parecer técnico, seja encaminhado um detalhamento da demanda energética de uma Unidade de Produção em condição média e de pico demonstrando que tal limite não será ultrapassado.

P. Sistema de Aquecimento da Planta de Processo

O "FPSO Teórico 2" também possuirá aquecedores com o objetivo de proporcionar ao fluido proveniente do poço, o calor necessário para alcançar a temperatura adequada para a separação entre água e óleo. Esta demanda térmica será proporcionada pelo sistema de recuperação de calor, denominado *Waste Heat Recovery Unit* (WHRU), onde os gases exaustos dos turbo-geradores irão aquecer a água do sistema fechado de aquecimento.

R. Acomodações

O EIA informa que o "FPSO Teórico 2" prevê acomodações suficientes para uma estimativa de 240 pessoas. Destaca-se que, ao longo do período de atividade da Unidade de Produção, os equipamentos para tratamento de esgoto sanitário devem estar em pleno funcionamento para este efetivo.

II.2.4.3 – Descrição dos Sistemas de Segurança e de Proteção Ambiental

II.2.4.3.1 – Sistema de Ancoragem e de Posicionamento Dinâmico

Todos os FPSO serão ancorados através do sistema do tipo *Spread Mooring*, através do qual a embarcação fica posicionada pela conexão a vários pontos fixos, espalhados ao redor do FPSO, em configurações que variam de 24 (vinte e quatro) a 28 (vinte e oito) linhas de ancoragem.

Portanto, embora o título deste subitem mencione, não há previsão de utilização de nenhuma unidade de produção equipada com sistema de posicionamento dinâmico.

II.2.4.4 – Descrição do Sistema Submarino

II.2.4.4.1 – Configuração das Linhas

O EIA informa que as linhas de interligação dos poços (*risers* e *flowlines*) poderão ser rígidas ou flexíveis, ressaltando que, "de acordo com o contexto associado ao Polo Pré-Sal da Bacia de Santos (profundidade, condições meteoceanográficas, características do solo, pressão, temperatura, teores de contaminantes e demais características dos

fluidos), foram consideradas alternativas de sistemas acoplados e desacoplados (híbridos de flexível + rígido) para elevação e injeção dos fluidos nas unidades de DP. Assim, considerando a evolução tecnológica das várias alternativas de dutos de escoamento, serão analisadas as opções acima citadas e disponíveis para cada sistema de produção, sendo escolhida a melhor alternativa técnica e econômica dentre as qualificadas para uso” (EIA, II.2, p. 155/325).

O EIA ainda afirma que:

“Foi identificado em linhas flexíveis sob condições específicas (presença de água no espaço anular, presença de CO₂ e concentração de tensão), a ocorrência de fenômeno definido como SCC-CO₂ (stress corrosion cracking by CO₂ - corrosão sob tensão por CO₂).” (EIA, II.2, p. 157/325)

“Neste contexto, para a implantação dos projetos compreendidos no Etapa 4, a PETROBRAS considera a utilização de solução de dutos rígidos revestidos internamente com materiais não suscetíveis ao fenômeno do SCC-CO₂.” (EIA, II.2, p. 158/325)

No “Anexo 2.4.4.1-1” são apresentados os arranjos submarinos de alguns dos projetos de Desenvolvimento da Produção (DP de Mero FR, Búzios 10, Búzios 11, Búzios 12, Sururu Central, Sépia 2 e Atapu 2), sendo indicado que “atualizações serão encaminhadas juntamente com os requerimentos das licenças de instalação”.

Observa-se que embora tenha sido incluído arquivo referente ao DP de Búzios 9, o arranjo representado foi do DP de Búzios 12.

2.4.4.4 – Árvore de Natal Molhada (ANM)

Registra-se que, de acordo com o EIA, os poços de produção e de injeção serão providos de válvulas DHSV (EIA, II.2, p. 161/325).

II.2.4.4.6 – Sistema Permanente de Monitoramento Sísmico (SPMS)”

O EIA informa que, além das linhas de produção, serviço, injeção e controle (umbilicais), é prevista a instalação de cabos de um Sistema Permanente de Monitoramento Sísmico (SPMS), “com sensores embutidos (geofones/acelerômetros e hidrofones) espalhados de forma regular e interconectados por cabos óticos, para fornecer dados sísmicos durante toda a vida do campo” (EIA, II.2, p. 161/325).

O Sistema Permanente de Monitoramento Sísmico (SPMS), no entanto, não foi adequadamente caracterizado, nem em relação à composição e à disposição dos cabos no fundo marinho, nem em relação ao seu funcionamento durante a operação dos campos. Solicita-se, em resposta ao presente parecer técnico, que a PETROBRAS caracterize os cabos que compõem o SPMS; represente em um mapa a disposição do sistema; e detalhe o funcionamento do mesmo, com destaque para seus aspectos ambientais.

II.2.4.4.8 – Gasodutos de Escoamento

O EIA informa que para o escoamento de gás está prevista a instalação de três novos trechos de gasodutos:

- DP de Sépia 2: interligação ao Gasoduto Rota 3 por meio de duto flexível (9,13”) ou rígido (8”), com 10,7 km, interligado a um novo PLEM, que será interligado ao PLEM NET-001 e este ao ILY-NET-001;
- DP de Atapu 2: interligação ao Gasoduto Rota 3 por meio de duto flexível (9,13”) ou rígido (8”), com 13,6 km, conectado por meio de um PLEM (PLEM-ATP-001, a ser instalado pelo projeto) ao ILT-IAR-002; e
- DP de Revit de Tupi 1: interligação ao Gasoduto Rota 2 ou ao Gasoduto Rota 3, a princípio por meio de duto rígido (9”), com 22 km, a ser conectado ao PLEM-TUP-003. Contudo, é indicado que “Caso não haja disponibilidade de bocas nestes gasodutos será necessário a substituição de um gasoduto já conectado ou o compartilhamento deste com o duto do Revit via novo PLEM. Embora seja considerada prioritariamente a instalação de riser flexível, há como alternativa a utilização de riser rígido (SLWR) para escoamento do gás.” (EIA, II.2, p. 163/325).

Como pode ser observado, estes três trechos de gasodutos totalizam 44,3 km novos de gasodutos para o Sistema Integrado de Escoamento do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos. Estas informações são consolidadas pela da “Tabela II.2.4.3.5.2-1” (EIA, II.2, p. 163/325).

Solicita-se, para o adequado entendimento dos pontos de conexão com os sistemas existentes, que a PETROBRAS, em resposta ao presente parecer técnico, apresente os arranjos submarinos atualizados, incluindo o traçado dos gasodutos de exportação até seus pontos de interligação com a malha existente.

Cabe destacar que não devem ser requeridas licenças de instalação e operação específicas para estes gasodutos, com os mesmos estando no escopo dos requerimentos apresentados para os respectivos Projetos de Desenvolvimento da Produção e Escoamento.

Para os demais DP, “em fase exploratória” é informado que “encontram-se em avaliação de cenários de Reinjeção Total do gás, construção de uma nova rota e interligação em malha existente. Após definição do cenário em cada projeto, a rota de escoamento será atualizada em etapas subsequentes do processo” (EIA, II.2, p. 164/325)

Neste sentido, cabe reiterar determinação do presente parecer técnico que indica a necessidade de definição prévia da destinação do gás de cada projeto da Etapa 4 do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos. Especificamente para os DP de Uirapuru 1, Aram 1 e Sagitário, observa-se que a “Tabela II.2.1.5.1.13-3” (EIA, II.2, p. 56/325) havia indicado a previsão de disponibilização de gás natural ao mercado, de modo que, caso mantidos no escopo da Etapa 4, devem ter sua rota de escoamento de gás definida.

II.2.4.4.8.1 – Configuração dos Risers dos Gasodutos

Registra-se que, de acordo com o EIA, os trechos riser dos gasodutos possuirão uma das seguintes configurações (EIA, II.2, p. 163/325):

- “Sistemas acoplados complacentes com risers flexíveis em configuração lazy wave (presença de flutuadores intermediários entre o riser e o FPSO)”
- “Riser de aço em catenária composta com flutuador - Lazy Wave ou Steel Lazy Wave Riser (SLWR)”

II.2.4.4.9 – Inspeção, Manutenção e Substituição Eventual de Linhas e Umbilicais Eletro-Hidráulicos (UEHs), equipamentos submarinos e sistemas de ancoragem

O EIA destaca que:

“Considerando que as atividades de inspeção, manutenção preventiva, preditiva e corretiva, incluindo a eventual substituição de linhas, umbilicais eletro-hidráulicos (UEHs), equipamentos submarinos e sistemas de ancoragem fazem parte do ciclo de vida do empreendimento seus impactos foram analisados na Avaliação de Impactos apresentada neste EIA.” (EIA, II.2, p. 171/325).

Em relação à eventual necessidade de substituição de equipamentos, reitera-se posicionamento já indicado no âmbito do licenciamento ambiental da Etapa 3 do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos (Processo IBAMA nº 02001.007928/2014-44), através do Parecer Técnico nº 23/2018-COPROD/CGMAC/DILIC (SEI nº 1791171), de que:

“(…) muitas vezes estas operações incorrem em impactos e riscos para os quais o detalhamento apresentado no EIA não é suficiente. São verificadas alterações de traçado e características, interferência com equipamentos não existentes por ocasião da instalação, necessidade de seccionamento de linhas, necessidade de definição de procedimentos para abandono/destinação dos trechos a serem substituídos, alteração das tecnologias com o decorrer do tempo, entre outros. Portanto, ratifica-se o procedimento atual de que para substituições de trechos de linhas flexíveis de escoamento e de umbilicais eletro-hidráulicos (UEH) seja imprescindível a emissão de uma anuência prévia da Coordenação de Produção, devendo a mesma ser requerida com a devida antecedência e acompanhada das justificativas e informações técnicas relevantes para uma tomada de decisão.

Ademais, na ocasião das substituições, ressalta-se que será necessário o recolhimento das estruturas removidas e as suas devidas destinações, de acordo com as melhores práticas ambientais aplicáveis.

Observa-se, ainda, que a questão das substituições de linhas foi tratada no grupo de trabalho instituído junto ao IBP para definição de procedimentos para anuências no âmbito dos processos de licenciamento ambiental de petróleo. Apesar dos trabalhos não terem sido concluídos, já se havia chegado a um consenso sobre a necessidade de anuência para tais substituições, bem como definidas as informações necessárias para subsidiar tais anuências.”

Observa-se que este entendimento também é válido para as operações que envolvem o recolhimento das linhas ou a desconexão dos equipamentos submarinos (ex.: reparos, reterminação), bem como para a substituição de componentes do sistema de ancoragem.

II.2.4.4.10 – Avaliação de Utilização de Sistema Submarino de Processamento Submarino (SSGL, HiSep® ou similares)

O EIA aborda a possibilidade de utilização de sistemas de processamento submarino, genericamente chamados de SSGL (Separação Submarina Gás-Líquido):

“Para os projetos com RGO e teor de CO₂ elevados, cenário comum aos campos do pré-sal brasileiro, poderá ser avaliada a oportunidade de aplicação de sistemas de processamento (separação e boosting) submarino, genericamente chamados SSGL (separação submarina gás-líquido) dentre os quais está o HiSep®, tecnologia em desenvolvimento com patente da PETROBRAS, que tem por objetivo aliviar a planta de topside com relação ao processamento de gás, aumentando, conseqüentemente, o potencial de recuperação de óleo, já que as plantas desses projetos, em geral, podem estar sujeitas durante boa parte de suas vidas úteis a restrições de produção devido ao pleno uso da sua capacidade de tratamento de gás.

A finalidade dessa tecnologia seria segregar, através de equipamentos instalados no fundo do mar, uma corrente de gás rica em CO₂ em determinadas condições de pressão, temperatura, densidade e viscosidade, que seria reinjetada por meio de bombeio centrífugo no reservatório; e uma corrente que seguiria para o topside com RGO (razão gás/óleo) reduzida, desengargalando a planta de topside quanto ao processamento de gás. Outra alternativa, a depender de condições técnicas e econômicas, será o envio daquela corrente de alto RGO para uma segunda UEP no mesmo campo, a qual, estando parcialmente ociosa, possa tratar o gás recebido com benefícios para ambas as UEPs.” (EIA, II.2, p. 175/325)

O EIA indica que, “caso essas tecnologias sejam consideradas de aplicação viável a qualquer dos Projetos Etapa 4, seu detalhamento, bem como análises complementares de riscos deverão ser enviadas ao IBAMA para embasar o processo de seu Licenciamento Ambiental junto ao requerimento da LI” (EIA, II.2, p. 176/325).

II.2.4.5 – Infraestruturas de Apoio

II.2.4.5.1 – Infraestruturas de apoio utilizadas nos projetos de exploração, produção e escoamento de petróleo e gás na Bacia de Santos

II.2.4.5.1.1 – Bases de Apoio Marítimo

O “Quadro II.2.4.5.1.1-1” (EIA, II.2, p. 179-180/325), ao listar “bases de apoio marítimo que poderão ser utilizadas pela PETROBRAS e empresas contratadas”, mencionou: Complexo Portuário do Rio de Janeiro/RJ; Complexo Portuário de Niterói/RJ; Porto de Vitória/ES (BAVIT); Porto de Macaé/RJ; Porto do Açú, em São João da Barra/RJ; Porto de Santos/SP; Porto de São Sebastião/SP; Porto de Itajaí/SC; Centro de Tecnologia e Construção Offshore (CTCO), no Guarujá/SP; Porto de Angra dos Reis/RJ; Terminal Alfandegário de Imbetiba (TAI), em Macaé/RJ; Porto de Arraial do Cabo/RJ; e Companhia Portuária de Vila Velha (CPVV), em Vila Velha/ES.

O EIA destaca que, de acordo com o “Relatório Técnico do Projeto de Monitoramento do Tráfego de Embarcações da Bacia de Santos - PMTE-BS”, as bases de apoio marítima mais utilizadas para as atividades desenvolvidas na Bacia de Santos por embarcações de apoio, a serviço da PETROBRAS, seriam “as áreas portuárias do Rio de Janeiro e Niterói (Baía de Guanabara), onde foram contabilizadas 2.662 atracções ao longo do ano de 2019 (aproximadamente 95% do total de atracções)” e que, em seguida estariam “os portos de São Sebastião (SP) com 69 atracções e o porto de Itajaí (SC) com 54 atracções” (EIA, II.2, p. 179-180/325).

Contudo, ressalta que:

“O número de atracções foi estimado para todas as embarcações de apoio da PETROBRAS que trafegaram pela Bacia de Santos e que registraram valores de navegação abaixo de 3 nós dentro das áreas de fundeio consideradas no estudo. Deste modo, o número de atracções pode estar sobre-estimado, uma vez que não necessariamente todas as embarcações na área atracaram nos respectivos portos.” (EIA, II.2, p. 180/325)

Neste sentido, registra-se que a abordagem está correta. O número de atracções nas bases de apoio são apenas um indicativo, importante, do tráfego de embarcações de apoio em determinadas regiões costeiras. Assim, muito melhor que estejam sendo consideradas todas as embarcações que registraram valores de navegação abaixo de 3 nós dentro das áreas de fundeio, independentemente se realizaram atracção ou fundeio.

Solicita-se, em resposta ao presente parecer técnico, que a PETROBRAS providencie a atualização destes dados, a partir dos “Relatórios Técnicos do Projeto de Monitoramento do Tráfego de Embarcações da Bacia de Santos - PMTE-BS” para os anos de 2020 e 2021, que já foram publicados; e do “Relatório Técnico do Projeto de Monitoramento do Tráfego de Embarcações da Bacia de Santos - PMTE-BS” para o ano de 2022, que deve estar em fase final de elaboração/revisão. Ao realizar esta atualização, a empresa deve apresentar, em números absolutos e percentuais, a evolução da utilização das diferentes bases de apoio marítimas pela PETROBRAS e empresas contratadas desde 2019, em busca de tendências que de fato apontem suas perspectivas futuras de utilização pela atividade desenvolvida na Bacia de Santos. Para aferir esta tendência, também podem e devem ser utilizados os relatórios de instalação e de operação mais recentes de Projetos de Desenvolvimento da Produção no Polo Pré-Sal da Bacia de Santos.

No caso de bases de apoio marítimo que não estão localizadas na Bacia de Santos, como por exemplo o Porto de Vitória/ES (BAVIT) e o Porto de Macaé/RJ, seria interessante que a PETROBRAS apresentasse, em números absolutos e percentuais, suas utilizações por embarcações atuantes em outras bacias de produção, como Campos e Espírito Santo, que não tenham atuação na Bacia de Santos, permitindo que se possa avaliar qual a real contribuição que as atividades desenvolvidas no Polo Pré-Sal da Bacia de Santos têm no tráfego de embarcações nestas áreas portuárias.

Na “Tabela II.2.4.5.1.10-1” (EIA, II.2, p. 202/325) e na “Tabela II.2.4.5.1.10-2” (EIA, II.2, p. 203/325), reproduzidas abaixo, foram apresentadas estimativas do número de embarcações e atracções incrementais para o atendimento à Etapa 4:

Tabela II.2.4.5.1.10-1 – Estimativa do número de embarcações incrementais para o atendimento ao ETAPA 4 da Bacia de Santos entre 2024 e 2029.

TIPO DE EMBARCAÇÃO	2024	2025	2026	2027	2028	2029
AHTS	0	0,25	1	1	2	2
LH	1	1	1	2	2	2
UT	1	1	2	3	3	3
PSV	2	3	5	10	12	13

Tabela II.2.4.5.1.10-2 – Estimativa do número de atracções incrementais para o atendimento ao ETAPA 4 da Bacia de Santos entre 2024 e 2029.

TIPO DE EMBARCAÇÃO	2024	2025	2026	2027	2028	2029
AHTS	0	3	12	12	24	24
LH	24	24	24	48	48	48
UT	44	60	112	248	296	312
PSV	176	240	448	992	1184	1248

Solicita-se que, em resposta ao presente parecer técnico, a PETROBRAS informe a quantidade de embarcações estimadas atualmente para dar apoio às atividades desenvolvidas no Polo Pré-Sal da Bacia de Santos e o número de atracções necessárias. Pata tal, deve apresentar tabelas contendo as variações absolutas e percentuais do número de embarcações e atracções para os próximos 10 anos (2023-2033), a partir das estimativas da empresa, incluindo o incremento esperado com a instalação e o início da produção de novos Projetos de Desenvolvimento da Produção no âmbito da Etapa 3, mas **sem considerar a Etapa 4 do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos**. A partir destas novas tabelas, a PETROBRAS deve reapresentar as informações da "**Tabela II.2.4.5.1.10-1**" e da "**Tabela II.2.4.5.1.10-2**", agora sim, incluindo as estimativas com a Etapa 4, em números absolutos e percentuais, considerando eventuais atualizações no subitem "**II.2.1.6 – Cronograma Preliminar**". Esta tabela deve vir acompanhada de uma discussão sobre o incremento da Etapa 4 ao cenário atual.

Cabe destacar que, no subitem "**II.2.4.5.2 – Projetos de ampliação ou implantação de novas infraestruturas de apoio**", o EIA informa que a estrutura atual de portos atende à sua demanda por mais 5 (cinco) anos e que, após este período, há a possibilidade de ser aberto novo processo licitatório para a disponibilização de mais um berço de atracção nos estados do Rio de Janeiro ou São Paulo (EIA, II.2, p. 201/325). Registra-se que esta mesma informação constava do EIA encaminhado pela PETROBRAS para subsidiar o licenciamento ambiental da Etapa 3 do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos, tendo sido solicitado que a empresa confirmasse esta necessidade, fixando o ano exato em que esta demanda passaria a existir, assim como, informasse quantos berços de atracção estavam contratados em cada base de apoio. Em sua resposta, a empresa informou que, para atendimento ao conjunto de atividades desenvolvidas na Bacia de Santos, estavam contratados 6 berços no Rio de Janeiro e que este quantitativo seria suficiente para atender a demanda de toda a Bacia de Santos no período de 2019 a 2027. Assim, a Etapa 3 do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos não determinava a ampliação de berços de atracção.

Contudo, o EIA da Etapa 4 do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos também informa que em função do aumento do número de viagens e de embarcações contratadas é esperado um incremento no número de berços ao longo dos anos, conforme apresentado na "**Tabela II.2.4.5.1.10-3**" (EIA, II.2, p. 202/325), que aponta a necessidade de 3 novos berços de atracção entre 2024 e 2029. Apesar disto, o EIA afirma que "*não se prevê a necessidade de obras de adequação para o atendimento da demanda, uma vez que as facilidades atualmente instaladas são capazes de suportar o incremento previsto*".

Solicita-se que, em resposta ao presente parecer técnico, a PETROBRAS também confirme, a partir das atualizações a serem realizadas, se esta previsão foi acertada e se atualmente mantém a contratação de apenas 6 berços de atracção, todos no Complexo Portuário do Rio de Janeiro. A partir destas informações a empresa deve abordar as informações aparentemente divergentes e avaliar se haverá necessidade de ampliação do quantitativo de berços de atracção em função da entrada em operação de novas Unidades de Produção no âmbito da Etapa 3 do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos e, posteriormente, no âmbito da Etapa 4. Em caso positivo, deverá ser informado o ano para o qual se prevê esta demanda e a quantidade de novos berços de atracção para seu atendimento.

Seria importante, também, que a PETROBRAS esclarecesse que ao mencionar este quantitativo de 6 berços de atracção considera somente aqueles contratados diretamente pela empresa, não considerando berços de atracção utilizados por suas prestadoras de serviço que possuem seus contratos específicos. Portanto, esta demanda por berços de atracção para as atividades de apoio às atividades desenvolvidas no Polo Pré-Sal da Bacia de Santos pode estar subestimada.

O EIA informa, a partir do "**Quadro II.2.4.5.1.10-1**" (EIA, II.2, p. 202/325), quais as bases de apoio marítima contratadas para dar suporte às atividades desenvolvidas pela PETROBRAS no Polo Pré-Sal da Bacia de Santos que serão utilizadas nas atividades de instalação e operação dos Projetos de Desenvolvimento da Produção da Etapa 4 do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos. Está prevista a utilização das seguintes bases de apoio marítimo:

- Fase de instalação - Complexo Portuário do Rio de Janeiro/RJ, Complexo Portuário de Niterói/RJ, Porto de Vitória/ES (BAVIT), Porto de Macaé/RJ e Porto do Açú, em São João da Barra/RJ;
- Fase de operação - Complexo Portuário do Rio de Janeiro/RJ, Porto de Macaé/RJ e Porto do Açú/RJ.

Registra-se que, na definição dos critérios relativos à conformação da Área de Estudo, a PETROBRAS optou por não incluir as rotas de navegação até o Porto de Vitória (BAVIT), alegando que o mesmo "*apresentará baixa frequência de uso, visto que está previsto para ser base de apoio para a instalação de parte dos equipamentos submarinos*" (EIA, II.4, p. 28/47) e as rotas de navegação para o Porto de Macaé/RJ e o Porto do Açú, em São João da Barra/RJ, sob a justificativa de que estes "*tem sua utilização em situações pontuais e com baixa frequência durante a fase de operação já que eles estão mais distantes dos empreendimentos do Etapa 4*" (EIA, II.4, p. 28/47). **(Grifo nosso)**

A partir das atualizações solicitadas acima, a PETROBRAS deve reavaliar quais as bases de apoio marítimo que a empresa e suas contratadas devem utilizar no desenvolvimento das atividades de instalação e operação que venham a ser autorizadas no âmbito da Etapa 4 do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos.

Registra-se que devem ser consideradas todas as bases de apoio que vêm sendo **recorrentemente** utilizadas pela PETROBRAS na Bacia de Santos como bases de apoio que darão suporte às atividades a serem desenvolvidas no âmbito da Etapa 4 do Polo Pré-Sal, evitando minimizar a frequência e a intensidade de suas utilizações a partir de comparações com a Baía de Guanabara. O que não significa que esta comparação, por dados absolutos e

percentuais, incluindo suas variações ao longo do tempo, não seja importante para uma visão mais ampla do tráfego das embarcações que atuam no Polo Pré-Sal da Bacia de Santos. Apenas que a análise comparativa não pode ser para restringir a avaliação e minimizar o impacto do tráfego de embarcações em áreas portuárias com menor frequência de uso.

II.2.4.5.1.2 – Bases de Apoio Aéreo

O “Quadro II.2.4.5.1.2-1” (EIA, II.2, p. 181/325), ao listar “os três aeroportos utilizados pela PETROBRAS e empresas contratadas na Bacia de Santos (ano base 2020)”, mencionou o Aeroporto de Jacarepaguá - Rio de Janeiro, o Aeroporto de Cabo Frio/RJ e o Aeroporto de Maricá/RJ.

Registra-se que, o Aeroporto de Maricá/RJ passou a integrar o rol de aeroportos utilizados pela PETROBRAS recentemente. No caso das atividades do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos é a primeira vez que foi citado como base de apoio aéreo.

Solicita-se que, em resposta ao presente parecer técnico, a PETROBRAS atualize essas informações, destacando se existem outros aeroportos que tenham sido utilizados pela empresa e suas contratadas nos últimos anos e quando os aeroportos de Cabo Frio/RJ e Maricá/RJ começaram a ser utilizados como bases de apoio às atividades desenvolvidas no Polo Pré-Sal da Bacia de Santos.

Cabe destacar que, no subitem “II.2.4.5.2 – Projetos de ampliação ou implantação de novas infraestruturas de apoio”, o EIA indica que “conforme o aumento da demanda, a PETROBRAS pretende abrir processos licitatórios para a contratação de lotes de 100 mil passageiros por ano. A ideia é promover uma concorrência operacional, em que os proponentes devem trazer as suas soluções completas (arrendamento, investimento, autorizações, etc) no atendimento às unidades do Polo Pré-Sal na Bacia de Santos, por 5 anos. Poderão participar facilidades já existentes ou projetos, desde que estejam na faixa que vai de Itaguaí até Cabo Frio. É possível inclusive que as atuais bases aumentem a sua participação, como é o caso especialmente de Cabo Frio, onde existe capacidade de atendimento e espaço para construção e ampliação das instalações atuais” (EIA, II.2, p. 198-199/325).

Registra-se que no EIA encaminhado pela PETROBRAS para subsidiar o licenciamento ambiental da Etapa 3 do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos, a empresa afirmou que haveria previsão de abertura imediata de novas licitações das quais poderiam participar unidades aeroportuárias entre Itajaí/SC e Cabo Frio/RJ. A empresa ainda complementou que ainda seria possível que as atuais bases existentes aumentassem a sua participação, como era o caso do Aeroporto de Cabo Frio/RJ, onde existia capacidade de atendimento e espaço para construção e ampliação das instalações. Entende-se que o início das operações de apoio junto ao Aeroporto de Maricá/RJ já foi uma reposta à crescente demanda propiciada pela Etapa 3.

Solicita-se que, em resposta ao presente parecer técnico, a PETROBRAS informe se foi aberto ou se há previsão de ser iniciado um processo licitatório para a contratação de novas bases de apoio aéreo para as atividades desenvolvidas no Polo Pré-Sal da Bacia de Santos e se no caso desta demanda há alguma restrição ou apenas preferência para que estas bases de apoio aéreo estejam localizadas entre os municípios de Itaguaí/RJ e Cabo Frio/RJ. A empresa também deve informar se demandou ou tem conhecimento de algum projeto de ampliação do Aeroporto de Jacarepaguá - Rio de Janeiro/RJ; do Aeroporto de Cabo Frio/RJ e/ou do Aeroporto de Maricá/RJ.

Na “Tabela II.2.4.5.1.10-4” (EIA, II.2, p. 177/325), reproduzida abaixo, foram apresentadas as estimativas de passageiros e voos incrementais para atendimento à Etapa 4 no período de 2023 a 2033.

Tabela II.2.4.5.1.10-4 – Demanda de passageiros e voos incrementais para atendimento ao Projeto Etapa 4.

DEMANDA DE PASSAGEIROS E VOOS INCREMENTAIS	ANO											
	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	
Quantidade de passageiros	3.674	9.768	17.814	55.772	3.060	122.866	119.044	107.896	112.320	112.320	112.320	
Quantidade de voos	171	414	761	2.548	5.068	5.442	5.229	4.672	4.854	4.854	4.854	

Considerando eventuais atualizações nas informações apresentadas, a PETROBRAS deve informar a quantidade estimada de passageiros e voos que atendem as atividades desenvolvidas no Polo Pré-Sal da Bacia de Santos por base de apoio aéreo. Pata tal, deve apresentar tabelas contendo as variações absolutas e percentuais do número de embarcações e atracções para os próximos 10 anos (2023-2033), a partir das estimativas da empresa, incluindo o incremento esperado com a instalação e o início da produção de novos Projetos de Desenvolvimento da Produção no âmbito da Etapa 3, mas **sem considerar a Etapa 4 do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos**. A partir destas novas tabelas, a PETROBRAS deve rerepresentar as informações da “Tabela II.2.4.5.1.10-4”, agora sim, incluindo as estimativas com a Etapa 4, em números absolutos e percentuais, considerando eventuais atualizações no subitem “II.2.1.6 – Cronograma Preliminar”. Esta tabela deve vir acompanhada de uma discussão sobre o incremento da Etapa 4 ao cenário atual e justificando o aumento significativo na quantidade de voos a partir de 2026 e na quantidade de passageiros a partir de 2028 e justificando o fato do ano de 2027 não esta condizente com a curva apresentada.

II.2.4.5.1.3 – Estaleiros

O “Quadro II.2.4.5.1.3-1” (EIA, II.2, p. 182-185/325), ao listar “os estaleiros utilizados para construção e montagem de unidades que atendem projetos na Bacia de Santos”, teve como base o ano de 2014 e mencionou os seguintes

estaleiros: Brasfels S.A. - Angra dos Reis/RJ; Estaleiro Jurong Aracruz/ES (EJA); Estaleiro Brasa - Niterói/RJ; Estaleiro do Brasil (EBR) - São José do Norte/RS; Estaleiro Oceana - Itajaí/SC; Estaleiro Rio Grande/RS (ERG); Tomé/Ferrostal - Maceió/AL; UOT Techint - Pontal do Paraná/PR; Queiroz Galvão IESA (QGI) - Rio Grande/RS; Estaleiro Atlântico Sul - Ipojuca/PE; Enseada Indústria Naval – Unidade Paraguaçu - Maragogipe/BA; Porto do Açú, Estaleiro Naval UCN - São João da Barra/RJ; Estaleiro Cassinú - São Gonçalo/RJ; Equipemar - Engenharia e Serviços - Niterói/RJ; Estaleiro Aliança - Niterói/RJ; Estaleiro Mauá - Niterói/RJ; Enaval – Niterói/RJ; UTC – RJ - Niterói/RJ; Estaleiro Inhaúma - Rio de Janeiro/RJ; EISA – RJ – Rio de Janeiro/RJ; NUCLEP - Itaguaí/RJ; Estaleiro Navishp Brasil, Navegantes/SC; e Estaleiro Itajaí/SC.

Solicita-se que, em resposta ao presente parecer técnico, a PETROBRAS atualize estes dados, defasados em quase 10 anos. Para qualificar as informações geradas pelos mesmos, é considerado importante que a empresa aponte os estaleiros e o ano em que efetivamente foram utilizados para a construção e montagem de cada Unidade de Produção instalada na Bacia de Santos, incluindo aqueles que já tenham sido contratados para futuras instalações no âmbito da Etapa 3 o Polo Pré-Sal. Novamente, busca-se tendências que de fato apontem as perspectivas futuras de utilização desta infraestrutura pelos projetos em desenvolvimento na Bacia de Santos.

O “**Quadro II.2.4.5.1.3-2**” (EIA, II.2, p. 186-189/325), por sua vez, apresentou as oficinas utilizadas pelas empresas de exploração, produção e escoamento de petróleo e gás que atuam na Bacia de Santos para fabricação, instalação de equipamentos submarinos (dutos, umbilicais, *manifolds*, âncoras) e manutenção. Consiste numa listagem genérica, para a qual não foi informada o ano de referência, de onde podem ser contratados estes serviços. Contudo, nota-se uma evidente concentração destas oficinas associadas às bases de apoio marítimas, sobretudo em Macaé/RJ na Baía de Guanabara.

Solicita-se que, em resposta ao presente parecer técnico, a PETROBRAS apresente uma listagem atualizada, se for o caso, e/ou informe qual o ano de referência utilizado no EIA.

II.2.4.5.1.4 – Terminais de carga e abastecimento, almoxarifados, armazéns, pátios de dutos e demais instalações afins

O “**Quadro II.2.4.5.1.4-1**” (EIA, II.2, p. 189-185/325) para apresentar “os terminais de carga, armazéns e pátios utilizados pelas empresas de exploração, produção e escoamento de petróleo e gás que atuam na Bacia de Santos”, listou os “Armazéns utilizados pela PETROBRAS e empresas contratadas para atividades na Bacia de Santos - Ano Base 2014”, a saber: BAVIT - Vitória/ES; BANIT - Niterói/RJ; ARM RIO – Rio de Janeiro/RJ; Porto Triunfo – Rio de Janeiro/RJ; Companhia Portuária de Vila Velha/ES (CPVV); Parque dos Tubos - Macaé/RJ; Portuário de Imbetiba - Macaé/RJ; e Depósito do *Supply House* do Rio (DERIO) - Duque de Caxias/RJ.

Observa-se uma evidente associação destes armazéns às bases de apoio marítima que podem ser utilizadas pela PETROBRAS e empresas contratadas.

Solicita-se que, em resposta ao presente parecer técnico, a PETROBRAS atualize estes dados, defasados em quase 10 anos, informando aqueles armazéns para os quais há uma eventual tendência de diminuição ou aumento de seus usos nos próximos anos, bem como, a existência de processos em andamento com o intuito de contratação de novos armazéns que atualmente estejam sendo utilizados pela empresa.

II.2.4.5.1.5 – Centros administrativos, logísticos e operacionais

Os centros administrativos, logísticos e operacionais utilizados pela PETROBRAS foram listados no “**Quadro II.2.4.5.1.5-1**” (EIA, II.2, p. 191/325), com o destaque de que “*não são exclusivos para as atividades da Bacia de Santos*”, a saber: EDIVEN - Rio de Janeiro/RJ; EDISEN - Rio de Janeiro/RJ; CENPES - Rio de Janeiro/RJ; BANIT - Niterói/RJ; EDINC - Macaé/RJ; BAVIT - Vitória; e EDISA - Santos/SP.

Solicita-se que, em resposta ao presente parecer técnico, a PETROBRAS busque qualificar esta informação, apresentando o número de trabalhadores próprios e terceirizados atuantes em cada um destes centros e, se possível, uma estimativa em termos absolutos e percentuais daqueles que dedicam exclusividade para a Bacia de Santos; que dedicam parte de sua atuação à Bacia de Santos; e que não atuam em atividades relacionadas à Bacia de Santos. O objetivo é uma melhor compreensão do peso que as atividades desenvolvidas no Polo Pré-Sal da Bacia de Santos representam para estes centros. Portanto, também seria interessante, a evolução nos últimos anos do número de trabalhadores atuando nestes centros a partir do desenvolvimento do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos.

Registra-se que ao listar, no “**Quadro II.2.4.5.1.10-3**” (EIA, II.2, p. 204/325), os centros administrativos, logísticos e operacionais da Etapa 4 do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos, o EIA excluiu o BANIT (Niterói/RJ) e o BAVIT (Vitória/ES). Solicita-se que, em resposta ao presente parecer técnico, a PETROBRAS justifique esta exclusão no caso da Etapa 4, explicando o que a diferencia das demais.

II.2.4.5.1.6 – Áreas de disposição final de resíduos e rejeitos

O “**Quadro II.2.4.5.1.6-1**” (EIA, II.2, p. 192-195/325) listou “algumas empresas que receberam resíduos das atividades de PETROBRAS na Bacia de Santos no ano de 2019, retiradas do Relatório do Projeto de Controle da Poluição – PCP”.

A partir destes dados, observa-se uma maior concentração destas empresas receptoras de resíduos nos municípios do entorno da Baía de Guanabara, sobretudo em Duque de Caxias/RJ. Destaque também para o

número de empresas atuantes em Macaé/RJ.

Considera-se que são suficientes as informações apresentadas no EIA. Contudo, caso a PETROBRAS avalie que relatórios mais recentes do Projeto de Controle da Poluição (PCP) apresentam mudanças importantes neste padrão, solicita-se que estas sejam indicadas na resposta ao presente parecer técnico.

III.2.4.5.1.7 – Terminais Recebedores de Óleo Escocado por Navios Aliviadores

O EIA apresenta os “*terminais passíveis de receberem o óleo produzido nas atividades da Bacia de Santos*” listados na “**Tabla II.2.4.5.1.7-1**” (EIA, II.2, p. 196/325), destacando serem estes “*Terminais recebedores de óleo escocado por navios aliviadores utilizados pela PETROBRAS para atividades na Bacia de Santos – Ano Base 2019*”, a saber: Terminal Almirante Soares Dutra (TEDUT) - Osório/RS; Terminal São Francisco do Sul (TEFRAN) - São Francisco do Sul/SC; Terminal Almirante Barroso (TEBAR) - São Sebastião/RJ; Terminal Maximiliano da Fonseca (TEBIG); Terminal Almirante Tamandaré - Rio de Janeiro/RJ; Terminal Madre de Deus (TEMADRE) - Madre de Deus/BA; e Terminal SUAPE – Recife/PE.

Solicita-se, em resposta ao presente parecer técnico, que a PETROBRAS providencie a atualização destes dados, a partir dos “Relatórios Técnicos do Projeto de Monitoramento do Tráfego de Embarcações da Bacia de Santos PMTE-BS” para os anos de 2019, 2020 e 2021, que já foram publicados; e do “Relatório Técnico do Projeto de Monitoramento do Tráfego de Embarcações da Bacia de Santos PMTE-BS” para o ano de 2022, que deve estar em fase final de elaboração/revisão. Ao realizar esta atualização, a empresa deve apresentar, em números absolutos e percentuais, a destinação do petróleo produzido no Polo Pré-Sal da Bacia de Santos, destacando os principais terminais recebedores em termos de volume e de quantidade de operações de transferência de óleo desde o início das atividades no Polo Pré-Sal da Bacia de Santos, em busca de tendências que de fato apontem suas perspectivas futuras de utilização pela atividade desenvolvida na Bacia de Santos. Para aferir esta tendência, também podem ser utilizados os relatórios de operação mais recentes de Projetos de Desenvolvimento da Produção no Polo Pré-Sal da Bacia de Santos.

O EIA ainda informa que:

“Operações ship to ship poderão ocorrer nos Portos de Angra dos Reis (RJ), Porto do Açu (RJ) e São Sebastião (SP).” (EIA, II.2, p. 196/325)

Solicita-se, em resposta ao presente parecer técnico, que a PETROBRAS apresente, em números absolutos e percentuais, o volume total de óleo transferido e o número de operações ship to ship associados à produção do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos, por ano, desde o início das atividades no Polo Pré-Sal, para cada uma das áreas portuárias onde ocorreram estas operações. Reitera-se a importância em se buscar tendências que de fato apontem as perspectivas futuras de realização destas operações a partir do incremento da produção de petróleo na Bacia de Santos.

Complementarmente, entende-se ser relevante pontuar que a PETROBRAS vem realizando testes utilizando uma embarcação intermediária de *offloading* em diversas de suas unidades no Pré-Sal. A principal vantagem ambiental desta modalidade de transferência de óleo é permitir que navios de maior porte, porém não equipados com posicionamento dinâmico, sejam carregados e partam diretamente para a exportação do óleo, justamente suprimindo a fase de necessidade de operações *ship to ship* (STS).

Neste sentido, solicita-se que a PETROBRAS apresente uma discussão sobre o tema, com principal foco na estimativa do número de operações STS que deixara de ser realizadas a partir dos testes com a embarcação CTV (*Cargo Transfer Vessel*) e se, diante dos resultados operacionais, pretende manter em uso esta prática.

II.2.4.5.1.8 – Refinarias

O “**Quadro I II.2.4.5.1.8-1**” (EIA, II.2, p. 197-198/325) listou as “*refinarias da PETROBRAS que podem receber o petróleo produzido na Bacia de Santos*”, a saber: Refinaria Alberto Pasqualini – REFAP – Canoas/RS (35 mil m³/dia); Refinaria Presidente Getúlio Vargas – REPAR – Araucária/PR (34 mil m³/dia); Refinaria de Paulínia – REPLAN – Paulínia/SP (69 mil m³/dia); Refinaria Henrique Lage – REVAP – São José dos Campos/SP (40 mil m³/dia); Refinaria Presidente Bernardes – Cubatão/SP (10 mil m³/dia); Refinaria de Capuava– RECAP – Mauá/SP (34 mil m³/dia); Refinaria Duque de Caxias – REDUC – Duque de Caxias/RJ (38 mil m³/dia); Refinaria Gabriel Passos – REGAP – Betim/MG (26,4 mil m³/dia); Refinaria Presidente Getúlio Vargas – REPAR – Araucária/PR (34 mil m³/dia); Refinaria Landulpho Alves – RLAM – São Francisco do Conde/BA (60 mil m³/dia); e Refinaria Abreu e Lima – RNEST – Ipojuca/PE (18,3 mil m³/dia). Os números entre parênteses se referem às capacidades instaladas informadas para cada refinaria.

Solicita-se que, em resposta ao presente parecer técnico, a PETROBRAS apresente suas considerações acerca da capacidade total instalada para o refino a partir da produção atual de petróleo e com a posterior entrada em operação dos Projetos de Desenvolvimento da Produção previstos na Etapa 4 do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos.

II.2.4.5.1.9 – Gasodutos de escoamento e unidades de tratamento de gás

O EIA destaca que o sistema de escoamento de gás ligado às atividades previstas no âmbito da Etapa 4 do Polo Pré-Sal será realizado via gasodutos e processado em Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGN) terrestres, indicando que:

“A malha de escoamento de gás natural do PPSBS compreende diversos gasodutos secundários (ramais) interligados a três gasodutos estruturantes (gasodutos troncos), que interligam as áreas produtoras do PPSBS ao continente: os gasodutos Rota 1, 2 e 3, que agregam à malha, quando de sua implantação plena, a capacidade de 10 MM m³/d, 20 MM m³/d e 18 MM m³/d de gás, respectivamente.” (EIA, II.2, p. 198-199/325)

O “**Quadro II.2.4.5.1.9-1**” e o “**Quadro II.2.4.5.1.9-2**” (EIA, II.2, p. 199/325) listaram, respectivamente, os gasodutos e as Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGN) terrestres, mencionando as capacidades instaladas para cada um.

Como vem sendo apontado desde o processo de licenciamento ambiental da Etapa 3 do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos, o Sistema Integrado de Escoamento do PPSBS permanece contando com apenas duas rotas de escoamento para o continente em situação operacional:

- Rota 1, que possui capacidade máxima de escoamento de 10 milhões de m³/d de gás do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos para a Unidade de Tratamento de Gás Monteiro Lobato (UTGCA), instalada em Caraguatatuba/SP, que possui uma capacidade para processar até 20 milhões de m³/d de gás.
- Rota 2, que possui capacidade máxima de escoamento de 20 milhões de m³/d de gás do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos à Unidade de Tratamento de Gás de Cabiúnas (UTGCAB), instalada em Macaé/RJ e que possui uma capacidade para processar até pouco mais de 25 milhões de m³/d de gás.

Portanto, estas rotas permitem o escoamento/processamento máximo de cerca de 30 milhões de m³/dia de gás produzido no Polo Pré-Sal da Bacia de Santos, encontrando-se saturadas pela demanda atual.

Considera-se importante destacar que, a Rota 3, que possui uma capacidade máxima de escoamento de 18 milhões de m³/d de gás, interligará o Polo Pré-Sal da Bacia de Santos à uma Unidade de Tratamento de Gás Natural (UTGN), ainda em instalação no Polo GasLub Itaboraí (antigo Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro – COMPERJ), em Itaboraí/RJ, que, de acordo com a PETROBRAS, terá uma capacidade para processar 21 milhões de m³/d de gás.

O Gasoduto Rota 3 teve sua Licença de Operação nº 1579/2020, referente ao “Trecho Marítimo Profundo”, emitida pelo IBAMA em 17.7.2020 (SEI nº 7901271) e sua Licença de Operação nº 1638/2022, referente ao “Trecho Marítimo Raso e Trecho Terrestre”, emitida pelo IBAMA em 9.8.2022 (SEI nº 13359390), ambas no âmbito do Processo IBAMA nº 02001.008474/2011-86. Contudo, a Rota 3 ainda não pode ser considerada como uma opção de escoamento do gás produzido no Polo Pré-Sal da Bacia de Santos porque, de acordo com comunicados recentes, a UTGN em Itaboraí não está operacional.

Com relação ao Gasoduto Rota 2, cabe reafirmar que o risco social associado à faixa na qual está instalado, em Macaé/RJ, determinou sua restrição de vazão máxima em 20 milhões de m³/d estabelecida pela Condicionante Específica nº 2.12 da RLO nº 1324/2016 - 1ª Renovação - 4ª Retificação, emitida pelo IBAMA em 19.4.2021 (SEI nº 9732787 no âmbito do Processo IBAMA nº 02022.0001184/201-82. Entretanto, deve ser ressaltado que para a definição desta vazão máxima foi considerado que até 30.3.2022 a PETROBRAS promoveria o reassentamento de uma parcela da população do bairro Lagomar, em Macaé/RJ, conforme determinado pela Condicionante Específica nº 2.14 da RLO nº 1324/2016 - 1ª Renovação - 4ª Retificação, pela seguinte redação:

“2.14. Deverá ser desapropriado e mantido desabitado, na localidade Lagomar, um corredor de 180 metros de largura a partir do eixo do gasoduto Rota 2, iniciando imediatamente as tratativas com o poder público municipal. A Petrobras deve apresentar relatório a respeito do cumprimento desta condicionante até o prazo final 30.3.2022.”

Até o presente momento, a PETROBRAS não promoveu este reassentamento, com o compromisso da empresa permanecendo pendente, sem que uma solução tenha sido negociada e encaminhada pela mesma.

Assim, considerando as situações operacionais mencionadas acima em relação ao Gasoduto Rota 2 e ao Gasoduto Rota 3, entende-se não haver, por enquanto, capacidade disponível para o escoamento do gás associado proveniente de todos os projetos das Etapas 1, 2, 3 e 4 apenas pelo Sistema Integrado de Escoamento do PPSBS.

A partir do contexto acima, em resposta ao presente parecer técnico, a PETROBRAS deve explicar como pretende escoar todo o gás associado do Polo Pré-sal da Bacia de Santos, inclusive o volume previsto para a Etapa 4, considerando o atraso da entrada em operação da Rota 3 e eventuais restrições de escoamento pelo Gasoduto Rota 2.

Neste mesmo sentido, a PETROBRAS deve prestar esclarecimentos detalhados sobre o volume de gás que vem sendo escoado atualmente com os Projetos de Desenvolvimento da Produção já em operação no Polo pré-Sal da Bacia de Santos e as variações esperadas para os próximos anos considerando apenas projetos das Etapa 1, 2 e 3, correlacionando, posteriormente, estas com o cronograma preliminar de entrada em operação de cada DP da Etapa 4 e sua produção de gás associado, com a capacidade operacional do escoamento destes gasodutos nestes determinados momentos.

Também devem ser apresentadas informações objetivas sobre a previsão de conclusão da UTGN do Polo GasLub Itaboraí que será interligada ao Gasoduto Rota 3 e sobre o prazo mínimo necessário e as providências que vêm

sendo adotadas pela empresa para atendimento integral da Condicionante Específica nº 2.14 da RLO nº 1324/2016 - 1ª Renovação - 4ª Retificação, referente ao Gasoduto Rota 2.

Por fim, devem ser apresentadas todas as soluções que serão adotadas pela PETROBRAS, a partir das demais informações apresentadas, para permitir a superação das limitações para o escoamento de toda a produção de gás do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos.

II.2.4.6 – Descrição das Operações de Instalação das Unidades de Produção e Estruturas Submarinas

Foram descritos os procedimentos para instalação dos sistemas de ancoragem dos FPSO e das linhas flexíveis e rígidas, bem como das linhas e equipamentos que compõem os sistemas submarinos.

A respeito da ancoragem de linhas rígidas, que serão utilizadas em escala relevante neste projeto, é informado que:

“As linhas rígidas poderão ser ancoradas por meio de estaca torpedo, da mesma forma que as linhas flexíveis, ou por meio de estaca de sucção. Esta ancoragem também possui o objetivo de absorver as cargas horizontais induzidas pelos risers e manter a configuração das linhas no solo marinho. A instalação de estacas de sucção consiste em posicionar a estaca no solo marinho e, por meio de ROV, realizar o bombeio de água de dentro para fora da estaca, criando uma pressão interna negativa e fazendo com que a estaca aos poucos penetre no solo até a profundidade de projeto.” (EIA, II.2, p. 211/325)

Na **“Tabela II.2.4.5.1.10-1”** (EIA, II.2, p. 226/325), reproduzida abaixo, foi informado o número estimado total de viagens de embarcações na fase de instalação do Etapa 4 por tipo de atividade:

Tabela II.2.4.5.1.10-1 – Número estimado total de viagens de embarcações na fase de instalação do ETAPA 4.

ATIVIDADE	TIPO DE EMBARCAÇÃO	TEMPO MÉDIO DA ATIVIDADE (DIAS/PROJETO)	NÚMERO DE EMBARCAÇÕES NA ATIVIDADE	FREQUÊNCIA MÉDIA DE VIAGENS (1 VIAGEM A CADA X DIAS)	NÚMERO DE VIAGENS TOTAL DURANTE O PERÍODO DA ATIVIDADE
Pré-Ancoragem do FPSO	AHTS	60	3	5	228
					(76 viagens por embarcação)
Ancoragem do FPSO	AHTS	14	7	2	175
					(25 viagens por embarcação)
Interligação dos Poços	PLSV	900	1	20	774
	RSV		1	12	774
	AHTS		1	3	129
	SDSV		1	14	165

O EIA menciona que, caso alguma embarcação selecionada para a execução das atividades de instalação das linhas não esteja inserida nos Projetos Ambientais de Caráter Continuado (Processo IBAMA nº 02022.001637/2011-51), será solicitada anuência ao IBAMA. Cabe destacar que, embora não indicado no EIA, o mesmo deverá ser observado para as embarcações envolvidas nas demais atividades de instalação (ex.: lançamento dos sistemas de ancoragem, instalação de equipamentos submarinos).

II.2.4.7 – Medidas para Minimizar os Riscos nas Operações de Instalação

A PETROBRAS descreveu resumidamente quais os procedimentos da empresa para reduzir riscos durante a etapa de instalação de equipamentos. Considera-se a descrição apresentada suficiente.

O detalhamento das informações geológicas e geomorfológicas foi analisado a partir do subitem **“II.5.1.4 – Geologia e Geomorfologia”**.

II.2.4.9 – Descrição das Operações de Intervenção Durante a Produção

Foram apresentadas informações sobre as intervenções em poços mais comuns durante a operação dos sistemas de produção

As intervenções com unidades de perfuração e fluidos autorizados no âmbito da atividade de perfuração na área geográfica da Bacia de Santos – AGBS (Licença de Operação – LO nº 1006/11), poderão ocorrer enquanto durar a vigência da referida licença ambiental e desde que observadas as condições definidas no Processo IBAMA nº 02022.003032/2005-57, devendo ser reportadas nos relatórios previstos. Para as intervenções que não se enquadram nesta situação, a PETROBRAS deve solicitar previamente anuências específicas durante a operação dos sistemas de produção.

II.2.4.10 – Descrição dos Procedimentos para Realização dos Testes de Estanqueidade

Para linhas de escoamento de gás rígidas está prevista a realização de teste hidrostático com água e fluoresceína.

Após o teste *“será feita a secagem da linha pela passagem de ‘colchões’ de ar e/ou nitrogênio e MEG (monoetilenoglicol). Está prevista a utilização de cerca de até 15m³ de MEG, considerando um ramal de exportação de 10km de extensão), para a remoção de umidade no interior da linha para cada interligação de gasoduto rígido previsto, neste documento. Esse inventário será descartado nas proximidades do FPSO”* (EIA, II.2, p. 243/325).

Solicita-se que, em resposta ao presente parecer técnico, a PETROBRAS esclareça se este descarte não poderia ser evitado com recolhimento e reaproveitamento do MEG.

O EIA informa que:

“Para linhas rígidas fabricadas em aço carbono e revestidas internamente com cladeamento em liga resistente à corrosão (Corrosion Resistant Alloy - CRA) - revestimento este que garante proteção anticorrosiva - a hibernação é realizada somente com água do mar filtrada e fluoresceína, não sendo necessária a adição de nenhum outro produto químico.” (EIA, II.2, p. 245/325).

No entanto, afirma que:

“Para os dutos onde há previsão de hibernação por um período superior a 90 dias, o duto será preenchido com água do mar filtrada, fluoresceína (produto à 20%, na dosagem de 40 ppm), sequestrante de oxigênio (160 mg/L de solução de bissulfito de sódio 40%), e biocida (100 mg/L de THPS a 75%).” (EIA, II.2, p. 245/325)

Não foi informada como será feita a destinação deste fluido de hibernação. Solicita-se, portanto, que a PETROBRAS, em resposta ao presente parecer técnico, encaminhe esta complementação ao EIA.

No caso de **linhas de escoamento de gás flexíveis**, todas as conexões intermediárias flangeadas serão testadas, ainda a bordo da embarcação PLSV, após a montagem e conexão dos tramos, seguida de um teste final de estanqueidade da linha como um todo e suas conexões com os equipamentos submarinos. Estes testes serão realizados preferencialmente com nitrogênio, sem utilização de um corante traçador.

O EIA informa que:

“Após a conclusão satisfatória dos testes, e confirmada a estanqueidade das linhas, é necessário realizar a purga do nitrogênio dos dutos, feita através do FPSO e posterior início do escoamento de gás exportado. Durante as interligações de linhas de gás (incluindo gasodutos), de forma a mitigar a possibilidade de hidrato durante o pre-comissionamento e início da operação, pode ser requerido o preenchimento destes hubs de conexão (p ex. entre ILT e Jumpers rígidos ou MCVs) com MEG, de forma a eliminar a interface com a água. Durante essa operação, um volume mínimo de MEG pode ser liberado para o mar, em função da necessidade de confirmação pela embarcação, do preenchimento completo até a face dos hubs.” (EIA, II.2, p. 248/325)

Para **linhas de coleta rígidas** também está prevista a utilização de fluoresceína para a realização do teste hidrostático como elemento traçador, sendo informada a utilização de MEG *“durante as operações de conexão e/ou desconexão das extremidades, seja por MCV ou Jumper Rígidos, ou em derivações existentes do sistema de coleta (HUBs dos equipamentos submarinos e equipamentos interligados ao duto)”* (EIA, II.2, p. 249/325), com a função de *“remover o máximo possível de água da cavidade do hub e garantir que a mesma esteja preenchida com o inibidor de hidrato”* (EIA, II.2, p. 250/325).

O EIA indica que *“devido a natureza da operação e a impossibilidade do retorno (...) para a embarcação de apoio”* deste *“pequeno volume”* de MEG *“limitado a aproximadamente 250 litros de MEG para HUBs e 180 litros para jumpers”, “é considerado que uma pequena fração deste inventário, necessária para constatação da expulsão completa da água existente na cavidade do HUB, seja descartado nas proximidades do equipamento”* (EIA, II.2, p. 250/325).

Assim como para as linhas de escoamento de gás rígidas, é também indicada a necessidade de preenchimento das linhas com previsão de hibernação por um período superior a 90 dias com água do mar filtrada, fluoresceína (produto à 20%, na dosagem de 40 ppm), sequestrante de oxigênio (160 mg/L de solução de bissulfito de sódio 40%), e biocida (100 mg/L de THPS a 75%).

Contudo, no caso das linhas de coleta rígidas, é informado que *“durante o procedimento de pré-comissionamento, por conta da geometria interna das ferramentas de instalação, um volume residual de produtos químicos (componentes do fluido de hibernação) será liberado no mar. Este momento ocorre durante a desconexão dos Lançadores e Recebedores de Pig (PLR), última etapa do pré-comissionamento, quando, para o caso do PLR de 8”, estima-se que aproximadamente 60 ml de produtos, dissolvidos em 200 litros de água serão diluídos no mar (para o PLR de 6”, estima-se 40 ml de produtos dissolvidos em 130 litros de água)”* (EIA, II.2, p. 251/325)

As **linhas de coleta flexíveis** também terão as conexões intermediárias flangeadas testadas, preferencialmente com nitrogênio, ainda a bordo da embarcação PLSV, após a montagem e conexão dos tramos. O teste final de estanqueidade da linha será realizado com água do mar, a princípio, sem utilização de um corante traçador.

O EIA informa que:

“Após a conclusão satisfatória dos testes e confirmada a estanqueidade das linhas, é necessário preencher as linhas com diesel para garantir a partida do poço sem o risco de formação de hidrato” (EIA, II.2, p. 255/325).

O diesel será recuperado (no caso de poços produtores com linha de serviço) ou injetado nos poços (no caso de poços injetores) pelas linhas de produção.

Para os poços produtores sem linha de serviço é previsto que *“o desalagamento da linha de produção será feito parcialmente para o mar, com um colchão de solução de fluoresceína separando o volume original de água presente na linha para o teste e a coluna de diesel de comissionamento. A água do teste hidrostático é então liberada para o mar*

através da abertura de válvulas na ANM (ramal de anular), até que o colchão de água com fluoresceína chegue a este ponto.

A detecção visual do traçador por ROV, auxiliada pelo controle de volume bombeado desde a superfície, permitirá o fechamento da válvula na ANM ainda durante a liberação parcial do colchão de água com fluoresceína, evitando-se assim a liberação de diesel. Após o fechamento da válvula, o volume do fluido remanescente na linha (desde a UEP até a ANM), composto majoritariamente por diesel e pela fração de água com fluoresceína não liberada, é então injetado no poço." (EIA, II.2, p. 256/325)

A empresa deverá garantir que este procedimento não resulte em qualquer vazamento de diesel para o mar.

II.2.4.10.2.4.1 – Efluentes Gerados durante a Operação das Unidades de Produção

Observa-se que a numeração do item no EIA o coloca, equivocadamente, como subitem do subitem II.2.4.10, que se refere aos testes de estanqueidade.

Foram apresentadas informações sobre os efluentes sanitários (águas negras e cinzas), efluentes do sistema de drenagem aberta e fechada, água de resfriamento, água produzida e efluentes das unidades de remoção de sulfatos (URS).

Com exceção dos efluentes sanitários, tratados a seguir, os demais efluentes já foram considerados nos itens anteriores.

Os efluentes sanitários dos "FPSO Teórico 1", "FPSO Teórico 2" e "Pioneiro de Libra" serão tratados por um sistema de lodo ativado.

No FPSO Pioneiro de Libra, o sistema é constituído por uma unidade de tratamento de esgoto por lodo ativado, sistema de aeração e sistema de cloração do efluente antes do descarte ao mar (modelo DETAGASA PRBN-1575 com capacidade de tratamento de 15.750 L/d). As águas cinzas (águas oriundas de chuveiros, pias, cozinhas e lavanderia) serão direcionadas ao tanque de desinfecção por cloro, que também receberá as águas negras (oriundas de esgoto sanitário) já tratadas. Após a desinfecção, o efluente tratado final (águas cinzas e águas negras) será descartado ao mar de forma contínua e medido através de medidor de vazão. O lodo gerado será periodicamente retirado e encaminhado para disposição final em terra.

Nos "FPSO Teórico 1" e no "FPSO Teórico 2" o sistema será composto por uma câmara de aeração, uma câmara de clarificação, uma câmara de meio filtrante, uma câmara de desinfecção e um tanque de cloro. O sistema receberá as águas negras e cinzas, "no caso de não haver um tratamento exclusivo para estas últimas", sendo informado que "O tratamento das águas negras de forma segregada das águas cinzas poderá ser feito na condição em que os parâmetros de disposição atendam à legislação aplicável" (EIA, II.2, p. 259/325). Após a desinfecção, os efluentes passarão pelo medidor de vazão e serão descartados para o mar. O lodo é retido na máquina e retirado durante a parada de manutenção, devendo receber destinação final adequada. Não foi definido o modelo dos equipamentos, porém indicada a capacidade de tratamento de 60 m³/d.

II.2.4.10.7.1 – Caracterização do Aumento da Geração de Resíduos Sólidos e Rejeitos

Observa-se que, novamente, há um erro na numeração do item, que aparece como um subitem do subitem referente aos efluentes das URS.

A partir das informações constantes nos relatórios apresentados em atendimento ao Projeto de Controle da Poluição (PCP), a PETROBRAS apresentou uma análise estimando o aumento na geração de resíduos sólidos decorrentes das unidades de produção e embarcações a serem utilizadas na Etapa 4 do Polo Pré-Sal em cada fase dos empreendimentos, em relação às atividades já desenvolvidas pela empresa na Bacia de Santos.

Para a fase de planejamento, considerou-se a média de geração de resíduos em embarcações do tipo PLSV e RSV, que atuaram para a PETROBRAS no ano de 2019, e a partir de estimativas de duração média das campanhas geológicas/geotécnicas relacionadas aos empreendimentos da Etapa 4, a geração de resíduos para a fase de planejamento foi estimada em 11,625 toneladas.

Para a fase de instalação, foram analisados os dados referentes às embarcações tipo PLSV, RSV e AHTS disponíveis para a PETROBRAS no ano de 2019, e, juntamente com informações apresentadas no subitem "II.2.4.6.7 - Duração e Periodicidade das operações de instalação", foi possível estimar a geração de 160,88 toneladas de resíduos para a instalação de um DP. Sendo estimada a geração de 2.091,43 toneladas de resíduos com a instalação dos 13 DPs previstos para a Etapa 4.

Os dados de geração de resíduos dos FPSOs no ano de 2019, referentes à região 3, foram utilizadas para a estimativa da fase de operação. Considerou-se também as médias de geração de 2019 das embarcações (PSV e UT) específicas para apoio durante a operação dos empreendimentos na Bacia de Santos. Para a fase de operação, foram estimados a geração por cada DP de 169,0 toneladas de resíduos por ano.

Para a etapa de desativação de cada DP, estimou-se a geração de 121 a 127 toneladas de resíduos considerando o período de seis meses para que sejam concluídas as atividades referentes ao abandono dos poços, remoção e destinação de linhas e equipamentos dos sistemas de ancoragem e coleta.

B.4.1.1 – Caracterização Química, Físico-Química e Toxicológica das Substâncias Passíveis de Descarga durante a Instalação e Operação

Observa-se novo erro na numeração de um subitem.

De acordo com o EIA:

“Este subitem apresenta as características físico-químicas e ecotoxicológicas dos óleos produzidos e dos efluentes gerados nas atividades de desenvolvimento da produção a serem desenvolvidas no âmbito do Etapa 4, além de indicar os produtos químicos de uso potencial com suas respectivas funções nestas atividades.

Os laudos e planilhas laboratoriais das análises químicas e ecotoxicológicas são apresentados na íntegra no ANEXO II.2.4.13-1, indicando as metodologias de coleta das amostras, os métodos analíticos, os limites de detecção e a significância dos resultados obtidos.” (EIA, II.2, p. 279/325)

II.2.4.10.8 – Óleo produzido

A caracterização de óleos representativos dos Projetos de Desenvolvimento da Produção previstos para a Etapa 4 do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos, conforme listados pela **"Tabela II.2.4.10.7.1-1"** (EIA, II.2, p. 279/325), foram apresentadas nas **"Tabelas II.2.4.10.7.1-2 a II.2.4.10.7.1-9"** (EIA, II.2, p. 281-288/325).

Os dados dos ensaios ecotoxicológicos agudo e crônico das frações dispersa e solúvel dos óleos foram apresentados na **"Tabela II.2.4.10.7.1-10"** (EIA, II.2, p. 289/325) e na **"Tabela II.2.4.10.7.1-11"** (EIA, II.2, p. 290/325)", com exceção do óleo de Carcará, representativo do DP de Uirapuru 1 e do DP de Aram 1, para o qual estes dados não foram apresentados, sendo informado que os testes serão realizados após o início da produção nesses campos.

Propriedades adicionais àquelas apresentadas nas tabelas foram apresentadas no **"Anexo II.2.4.13-1"**.

II.2.4.10.9 – Água produzida

Considerando que os reservatórios dos Projetos de Desenvolvimento da Produção previstos na Etapa 4 do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos ainda não estão gerando água produzida, o EIA apresentou como exemplos a **"Tabela II.2.4.10.7.1-1"** (EIA, II.2, p. 291/325) e a **"Tabela II.2.4.10.7.1-2"** (EIA, II.2, p. 292/325) para a caracterização físico-química e a **"Tabela II.2.4.10.7.1-3"** (EIA, II.2, p. 293/325) para caracterização ecotoxicológica, a partir de uma amostra de água produzida de um empreendimento do Polo Pré-Sal (FPSO Cidade de São Paulo), tomando por base os parâmetros definidos pela [Resolução CONAMA nº 393 de 8 de agosto de 2007](#).

A PETROBRAS se comprometeu em, assim que for iniciada a produção e o descarte da água produzida em cada um dos Projetos de Desenvolvimento da Produção da Etapa 4 do Polo Pré-Sal, realizar a respectiva coleta e análise desta água para a devida caracterização química, físico-química e toxicológica, conforme parâmetros solicitados no Termo de Referência, sendo os resultados encaminhados posteriormente ao IBAMA.

O descarte de aditivos químicos utilizados no processo de produção se dará, indiretamente, através da água produzida.

II.2.4.10.10 – Aditivos e Produtos Químicos

Foram apresentados, no **"Quadro II.2.4.10.7.1-1"** (EIA, II.2, p. 291/325), os produtos químicos que poderão ser utilizados nas atividades, sua função e sistema de utilização nos FPSOs. O **"Anexo II.2.4.2.1-1"** apresentou as Fichas de Informações de Segurança dos Produtos Químicos (FISPQs), com a ressalva de que são de exemplos dos possíveis produtos que poderão ser utilizados. Entende-se que as FISPQs corretamente preenchidas devem constar do processo de licenciamento ambiental. Com o objetivo de melhorar a informação oferecida pelas empresas no licenciamento ambiental sobre os produtos químicos potencialmente impactantes ao meio ambiente, a Coordenação de Produção vem solicitando aos empreendedores que exijam de seus fornecedores FISPQs adequadamente preenchidas, conforme a última revisão da norma ABNT NBR 14725, com destaque para as informações ambientalmente relevantes.

II.2.4.10.11 – Aditivos Químicos da Unidade de Remoção de Sulfatos (URS)

As FISPQs dos aditivos utilizados na URS foram apresentadas no **"Anexo II.2.4.2.1-1"**. A lista completa dos limiares de ecotoxicidade estudados, em diferentes cenários (com e sem adição de biocida e inibidor de incrustação) para o efluente da URS do FPSO P-66 e para os efluentes da lavagem da URS do FPSO Cidade de Ilhabela foram apresentadas, respectivamente, na **"Tabela II.2.4.10.7.1-1"** (EIA, II.2, p. 295/325) e na **"Tabela II.2.4.10.7.1-1"** (EIA, II.2, p. 296/325). Os laudos dos testes de ecotoxicidade foram apresentados no "Anexo II.2.4.13-1".

Conforme destacado no EIA, no que se refere ao rejeito da URS, *“o valor mais restritivo refere-se à Concentração de Efeito Não Observado – CENO de 2,14% da concentração inicial do efluente com biocida no ensaio crônico”* (EIA, II.2, p. 295/325).

Destaca-se ainda os valores referentes aos efluentes da lavagem ácida e alcalina (CL50 de 7,63% e 0,43%; CENO de 3,13% e 1,56%, respectivamente).

A PETROBRAS se comprometeu em, assim que for iniciada a operação da URS em cada um dos Projetos de Desenvolvimento da Produção da Etapa 4 do Polo Pré-Sal, realizar a respectiva coleta e análise destes efluentes para a realização dos ensaios ecotoxicológicos (testes agudo e crônico), sendo os resultados encaminhados posteriormente ao IBAMA.

II.2.4.10.12 – Aditivos Químicos do Teste Hidrostático

No teste hidrostático das linhas rígidas será utilizada solução de água do mar e corante à base de fluoresceína a 20% (Fluorene R2), em uma concentração de 40 ppm.

O EIA informa que “o Fluorene R2 é um fluido que contém agentes corantes de base orgânica de caráter não-iônico, solúvel em água, biodegradável e não tóxico. É amplamente utilizado na indústria de petróleo como traçador químico na composição de fluidos de testes hidrostáticos” (EIA, II.2, p. 297/325).

Os testes de ecotoxicidade desse produto foram apresentados no “Anexo II.2.4.13-1” e indicam um CENO de 200 ppm, que é uma concentração superior àquela que será utilizada na composição do fluido para o teste hidrostático do duto (40 ppm).

II.2.4.10.13 – Aditivos Químicos do Fluido de Hibernação

As Fichas de Informações de Segurança dos Produtos Químicos (FISPQs) daqueles que compõem o fluido de hibernação foram apresentadas no “Anexo II.2.4.2.1-1”. A “Tabela II.2.4.10.7.1-1” (EIA, II.2, p. 298/325) apresenta os limiares de ecotoxicidade para o fluido de hibernação, indicando, um CENO de 0,791%

II.2.4.10.14 – Aditivos e produtos químicos de outras atividades da fase de instalação

Foram apresentadas, no “Anexo II.2.4.2.1-1”, as Fichas de Informações de Segurança dos Produtos Químicos (FISPQs) do MEG e do fluido hidráulico base água. A FISPQ do fluido hidráulico apresenta resultados de análise de ecotoxicidade aguda e crônica com *Mysidopsis juniae* e *Echinometra lucunter*, respectivamente. Para o MEG, são apresentados laudos das análises de ecotoxicidade no “Anexo II.2.4.13-1”. A “Tabela II.2.4.10.7.1-1” (EIA, II.2, p. 299/325) apresenta os limiares de ecotoxicidade para o MEG e para o fluido hidráulico base aquosa, ambos com CENO = 7,81 mg/L.

II.2.4.10.14.1 – Caracterização das Emissões Atmosféricas durante a Operação das Unidades de Produção

Observa-se que, novamente, há um erro na numeração do item, que aparece como um subitem do subitem referente a aditivos e produtos químicos.

O EIA informa que as principais fontes de emissões atmosféricas oriundas das atividades dos Desenvolvimento da Produção são os processos de combustão para geração de energia (elétrica e térmica) e a queima de gás em tocha.

Em função da concentração de CO₂ presente no gás produzido pelos reservatórios do Pré-Sal, de acordo com o EIA, “uma das premissas desta produção é a separação deste CO₂ e a sua reinjeção no reservatório” (EIA, II.2, p. 300/325).

Nas “Tabelas II.2.4.10.14.1-1 a II.2.4.10.14.1-3” (EIA, II.2, p. 301-303/325), foram apresentadas estimativas das emissões de gases de efeito estufa (GEE), em tCO₂eq, pelas embarcações e aeronaves durante as atividades de instalação/descomissionamento e apoio à operação dos DP.

Na “Tabela II.2.4.10.14.1-4” (EIA, II.2, p. 305/325), reproduzida abaixo, foram apresentadas as estimativas de emissões de GEE pelos FPSO:

Tabela II.2.4.10.14.1-4 – Estimativa média de emissões de gases de efeito estufa nas atividades de DP do Projeto Etapa 4.

FPSO	FONTES DE EMISSÃO	ESTIMATIVA DE EMISSÃO DE GEE (t CO ₂ eq / mês)			
		INSTALAÇÃO (DURAÇÃO: 3-4 MESES)	COMISSIONAMENTO E ESTABILIZAÇÃO ¹ (DURAÇÃO: 9 MESES)	OPERAÇÃO ² (DURAÇÃO: 7-30 ANOS)	DESATIVAÇÃO (DURAÇÃO: 6 MESES)
FPSO Teórico 1	Geração de Energia Elétrica	7 mil	43 mil	7- 47 mil	27 mil
	Queima de Gás em Tocha ³		60 mil	2-18 mil	
	Turbocompressão	Não se aplica	6 mil	8 - 34 mil	Não se aplica
	Ventilação ⁴		0,16 mil		
FPSO Teórico 2	Geração de Energia Elétrica	7 mil	43 mil	2- 60 mil	17 mil
	Queima de Gás em Tocha ³		65 mil	3-15 mil	
	Turbocompressão	Não se aplica	6 mil	3 - 16 mil	
	Ventilação ⁴		2,4 mil		Não se aplica
Pioneiro de Libra ⁵	Geração de Energia Elétrica	0,36 mil		19 mil	0,27 mil
	Queima de Gás em Tocha ³		Não se aplica		3 mil
	Turbocompressão	Não se aplica			Não se aplica
	Ventilação ⁴			0,30 mil	Não se aplica

Nota 1: Turbogeneradores e turbocompressores consumindo gás natural gradativamente a partir do 3º mês. Estimam-se 6 meses de comissionamento + 3 meses de estabilização da planta.

Nota 2: Considerados todos os TGs e TCs em operação com consumo nominal de gás natural.

Nota 3: Faixa de valores médios estimados de queima de gás em tocha conforme índice de utilização do gás associado, curva de produção e composição do gás dos reservatórios em questão.

Nota 4: Consideradas as seguintes fontes de ventilação: tanque de slop, tanque de carga e unidade de amina onde aplicável.

Nota 5: Pioneiro de Libra possui planta de gás já comissionada e não possui turbocompressores.

Fonte: SIGEA, PETROBRAS.

Considerando as incertezas envolvidas, o EIA havia indicado que “para as próximas etapas do licenciamento ambiental da Etapa 4 do Polo Pré-Sal deverão ser apresentadas estimativas de emissão de gases específicas para cada unidade, contemplando as principais fontes” (EIA, II.2, p. 300/325). Contudo, solicita-se, desde já, que seja esclarecido a que se devem as diferenças consideráveis: i) nas estimativas das emissões provenientes da ventilação entre o “FPSO Teórico 1” e

o "FPSO Teórico 2" (0,16 mil x 2,4 mil); e ii) na estimativa das emissões para geração de energia durante a desativação do FPSO Pioneiro de Libra, duas ordens de grandeza menor que para os FPSO Teóricos (0,27 mil x 17-27 mil).

Na "Tabela II.2.4.10.14.1-1" (EIA, II.2, p. 306/325), reproduzida abaixo, foram apresentados dados sobre a composição do gás de cada Projetos de Desenvolvimento da Produção previsto na Etapa 4 do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos em relação aos GEE.

Tabela II.2.4.10.14.1-1 – Porcentagem em massa e volume de gases de efeito estufa nas correntes de gás.

PROJETO	% m/m		% v/v	
	CO ₂	CH ₄	CO ₂	CH ₄
DP de Búzios 9	37,57	33,86	23,64	58,45
DP de Búzios 10	37,57	33,86	23,64	58,45
DP de Búzios 11	37,57	33,86	23,64	58,45
DP de Búzios 12	37,57	33,86	23,64	58,45
Mero FR	62,1	21,6	44,2	42,7
DP de Atapu 2	56,14	23,48	39,6	45,43
DP de Sépia 2	57,59	22,79	40,78	44,28
Piloto de Sururu Central	35,63	26,53	25,12	51,3
DP de Uirapuru	0,02	45,29	0,01	70,16
DP de Sagitário	0,02	45,29	0,01	70,16
DP de Revit. de Tupi I	30,35	39,15	17,91	63,51
DP de Aram 1	0,02	45,29	0,01	70,16
DP de Três Marias	70,12	16,75	3,08	10,63

Chama-se atenção para o elevado percentual de CO₂ na corrente de gás da maior parte dos projetos, em especial o DP de Mero FR (44,2% v/v), o DP de Sépia 2 (40,78%) e o DP de Atapu 2 (39,6%). Exceções a este padrão são encontradas nos DP de Uirapuru, Sagitário e Aram (0,01% v/v).

O EIA informa que "Como medidas associadas, a Petrobras adotará a **otimização na fase de comissionamento e a reinjeção de gás excedente** nos projetos de DP, aos moldes do já praticado nos processos de licenciamento ambiental anteriores" (EIA, II.2, p. 300/325) (**grifos nossos**) e que "o projeto do FPSO Teórico 2 foi concebido de forma a reinjetar a corrente rica em CO₂ separada do gás produzido durante a produção, antes da exportação, já os projetos do FPSO Teórico 1 e do FPSO Pioneiro de Libra reinjetarão todo o gás produzido, com exceção do gás consumido para geração de energia no próprio FPSO" (EIA, II.2, p. 306/325).

O EIA destaca que;

"A princípio, em casos de impossibilidade de reinjeção do gás produzido em um FPSO, a queima da unidade deverá ser mantida dentro dos valores previstos no Programa Anual de Produção apresentado à Agência Nacional de Petróleo (ANP). Considerando que a partir de 2021 o controle passa a ser por Unidade de Produção Marítima e não mais por campo, deve-se adotar medidas de autogestão para manter a queima dentro dos limites previstos e mitigar então a necessidade de redução da produção." (EIA, II.2, p. 306/325).

Embora se reconheça o importante papel da ANP na redução das queimas de gás associado, ressalta-se que, assim como já indicado reiteradas vezes à PETROBRAS durante os licenciamento ambientais das Etapas 2 e 3 do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos, os objetivos e responsabilidades da ANP são distintos dos deste órgão ambiental. Assim, além dos limites estabelecidos no Programa Anual de Produção (PAP), a restrição deve buscar o nível mínimo de produção requerido para a operação segura da unidade, de modo que o impacto decorrente da emissão de GEE seja reduzido ao máximo na hipótese de manutenção da produção, especialmente diante dos elevados volumes envolvidos e do alto percentual de CO₂ na corrente de gás.

II.2.4.10.17.1 – Plano de Comissionamento

Observa-se que, novamente, há um erro na numeração do item, que aparece como um subitem do subitem referente a Gases de Efeito Estufa reinjetados.

Foram apresentadas informações sobre o processo de comissionamento dos FPSO de forma geral.

Ao descrever a sequência típica de comissionamento, o EIA informa que:

"A sequência ótima de comissionamento dos sistemas de gás será definida caso a caso, de modo que o aproveitamento do gás produzido seja iniciado o mais breve possível e com vistas a minimizar a queima de gás. Isto pode ser feito a partir da utilização do gás especificado como combustível, seguida da etapa de exportação ou injeção do gás, o que ocorrer primeiro.

No caso das plataformas de produção do projeto Etapa 4, em que os poços injetores estão sendo priorizados, a fase atual do planejamento considera que o início da injeção do gás ocorrerá antes da exportação, promovendo o aumento significativo do aproveitamento do gás e, conseqüentemente, redução da queima de gás.

De modo a reduzir o tempo requerido para o início da injeção de gás, está sendo considerado para o Projeto Etapa 4 que as etapas referentes à remoção de CO₂ do gás produzido, onde aplicável, somente serão comissionadas a posteriori, antes da exportação do gás. Deste modo, o tempo requerido estimado para o início da injeção do gás é de 90 (noventa) dias."

Observa-se que, conforme indicado no subitem "**II.2.1.6 – Cronograma Preliminar**", os cronogramas apresentados para alguns DP não refletem este prazo e devem ser revistos.

Especificamente para o FPSO Pioneiro de Libra, que já se encontra em operação no SPA-2 de Mero, LO nº 1628/2021 (SEI 11055341) no âmbito o Processo IBAMA nº02022.000330/2014-86) e cuja planta foi comissionada em 2017, é indicado que na nova locação (DP de Mero FR) "*será necessário um período de reajuste da planta às condições específicas do poço em produção, estimado em aproximadamente 30 dias*" (EIA, II.2, p. 312/325).

É informado ainda que:

"A queima total em tocha estimada para os FPSOs Teórico 1 e Teórico 2 da Etapa 4 durante o comissionamento é de 148 milhões de m³ em 180 dias. Após esse período, o volume estimado de queima será em função do Índice de Utilização de Gás (IUGA).

A curva de evolução dos valores de IUGA já incorpora a possibilidade de ocorrência de eventos que levam à interrupção da operação dos sistemas de gás esperados durante o processo de comissionamento e estabilização da plataforma. O IUGA de cada plataforma das atividades de DP, no valor de 98%, tem previsão de ser alcançado a partir do 9º mês." (EIA, II.2, p. 312-313/325)

Considera-se que estes valores de queima são bastante elevados, de modo que os planos de comissionamento específicos para cada unidade de produção deverão ser posteriormente detalhados e deverão ser devidamente ajustados com vistas à minimização destas queimas.

Observa-se, nesse sentido, que no licenciamento ambiental da Etapa 3 do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos foi informado que:

"A Petrobras, buscando a antecipação de ações, visando maior rapidez ao comissionamento, exige em seus projetos a realização de testes funcionais dos sistemas de compressão com circuito aberto com ar ("air-running") ou, segundo oportunidade e disponibilidade de recursos, com circuito fechado com gás inerte ("inert gas functional test"), que devem ser realizados nos estaleiros de construção do FPSO e visam antecipar a detecção e correção de eventuais problemas de construção e montagem dos principais pacotes de compressão e seus acessórios necessários para partida e operação contínua da unidade de produção". (EIA, II.2, p. 312-313/325)

Solicita-se, portanto, a confirmação de previsão dessa medida também para as unidades de produção da Etapa 4 do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos.

Vale salientar, também, que a redução progressiva da queima de gás baseada no Índice de Utilização de Gás (IUGA), por ser percentual, pode mesmo assim resultar em volumes elevados de queima, notoriamente nas unidades de produção com grande relação gás/óleo. Ainda que o cumprimento da curva de IUGA seja adequado em termos produtivos, não necessariamente o é no que diz respeito aos impactos ambientais. Logo, tal questão deverá ser observada quando do detalhamento do cronograma de comissionamento das unidades de produção.

Para o FPSO Pioneiro de Libra, que atuará no Projeto Mero FR, pelo fato da planta já estar comissionada, o EIA informa a estimativa estima de queima para repartida da unidade na locação de aproximadamente 9 milhões de m³, com a previsão de alcançar o IUGA de 97% a partir do 2º mês. Desta forma, no primeiro mês está previsto o comissionamento e estabilização da planta, com previsão de alcançar o IUGA de 80% (média mensal) e a partir do segundo mês a planta operar de forma estabilizada com média do IUGA de 97%.

Conforme indicado no EIA, "o volume total de queima de gás e o tempo total para o comissionamento de cada plataforma serão objeto de devido detalhamento, a partir do maior envolvimento das equipes de operação e comissionamento, e submetidos ao longo deste processo de licenciamento, quando do requerimento das Licenças de Operação de cada projeto específico" (EIA, II.2, p. 314/325).

II.2.4.16 – Caracterização do Escoamento da Produção de Óleo e Gás

Quanto ao escoamento de óleo, o EIA informou que as operações de *offloading* serão realizadas por navios aliviadores equipados com posicionamento dinâmico do tipo Aframax ou Suezmax. A capacidade típica para transporte de óleo destes navios varia de 80 a 160 mil m³.

Foi informado que a produção será destinada para terminais no continente, porém, é indicada a possibilidade de exportação direta, quando navios carregados com óleo seguem para terminais em outros países.

Neste sentido, reitera-se que a PETROBRAS deve apresentar as informações já solicitadas ao longo do presente parecer técnico em relação à utilização da embarcação intermediária de transferência de óleo - CTV (*Cargo Transfer Vessel*), que facilita as operações de exportação direta, assim como, destacar quais os ganhos em relação à redução de operações *Ship to Ship* já puderam ser constatados.

Em relação ao escoamento de gás, o EIA indica a conexão de projetos da Etapa 4 ao Sistema Integrado de Escoamento (SIE), composto pelas Rotas 1, 2 e 3, que estaria projetado para escoar até 44 milhões Sm³/d. Conforme indicado no "**II.2.4.5.1.9 – Gasodutos de escoamento e unidades de tratamento de gás**" há limitações neste sistema que devem ser superadas, demandando esclarecimentos.

O EIA informa que "*Caso o volume a ser exportado pelos DPs ultrapasse a capacidade da infraestrutura de escoamento disponível, o gás excedente será reinjetado nos reservatórios*" e que "*caso seja evidenciado que a infraestrutura existente*

não será suficiente para escoar toda vazão de gás produzido pelos projetos do Etapa 4 e não seja técnica ou economicamente viável a reinjeção de gás no reservatório, outras alternativas poderão ser estudadas, como por exemplo: emprego de navios do tipo FLNG (Floating Liquified Natural Gas) ou CNG (Compressed Natural Gas) ou até mesmo novas rotas de escoamento de gás”.

Novamente, destaca-se que existem duas rotas disponíveis para o continente: a Rota 1, que se destina à Unidade de Tratamento de Gás de Caraguatatuba; e a Rota 2, que tem seu ponto final na Unidade de Tratamento de Gás de Cabiúnas, em Macaé/RJ.

Considerações a respeito da utilização da Rota 2 e da Rota 3 foram realizadas ao longo do presente parecer técnico. A PETROBRAS deve dirimir todas as dúvidas suscitadas relativamente a estes canais de escoamento.

O Termo de Referência registrou alguns questionamentos específicos apresentados pela Fundação Florestal do Estado de São Paulo na INFORMAÇÃO TÉCNICA GT Pré Sal N° 003/2020 de 25.8.2020 (SEI nº 8656210) acerca do sistema de escoamento de gás natural.

Sobre *“o aporte do Campo de Sagitário e Aram 1 que possivelmente será escoado pelo sistema da Rota 1, e conseqüentemente será direcionado e tratado na UTGCA de Caraguatatuba”*, o EIA informa que *“ainda estuda as opções para viabilizar o desenvolvimento dos campos, sem ainda ter chegado a uma definição quanto ao aproveitamento do gás, rotas de escoamento e processamento em terra”* (EIA, II.2, p. 317/325) e que o município de Caraguatatuba/SP foi incluído na Área de Influência da atividade.

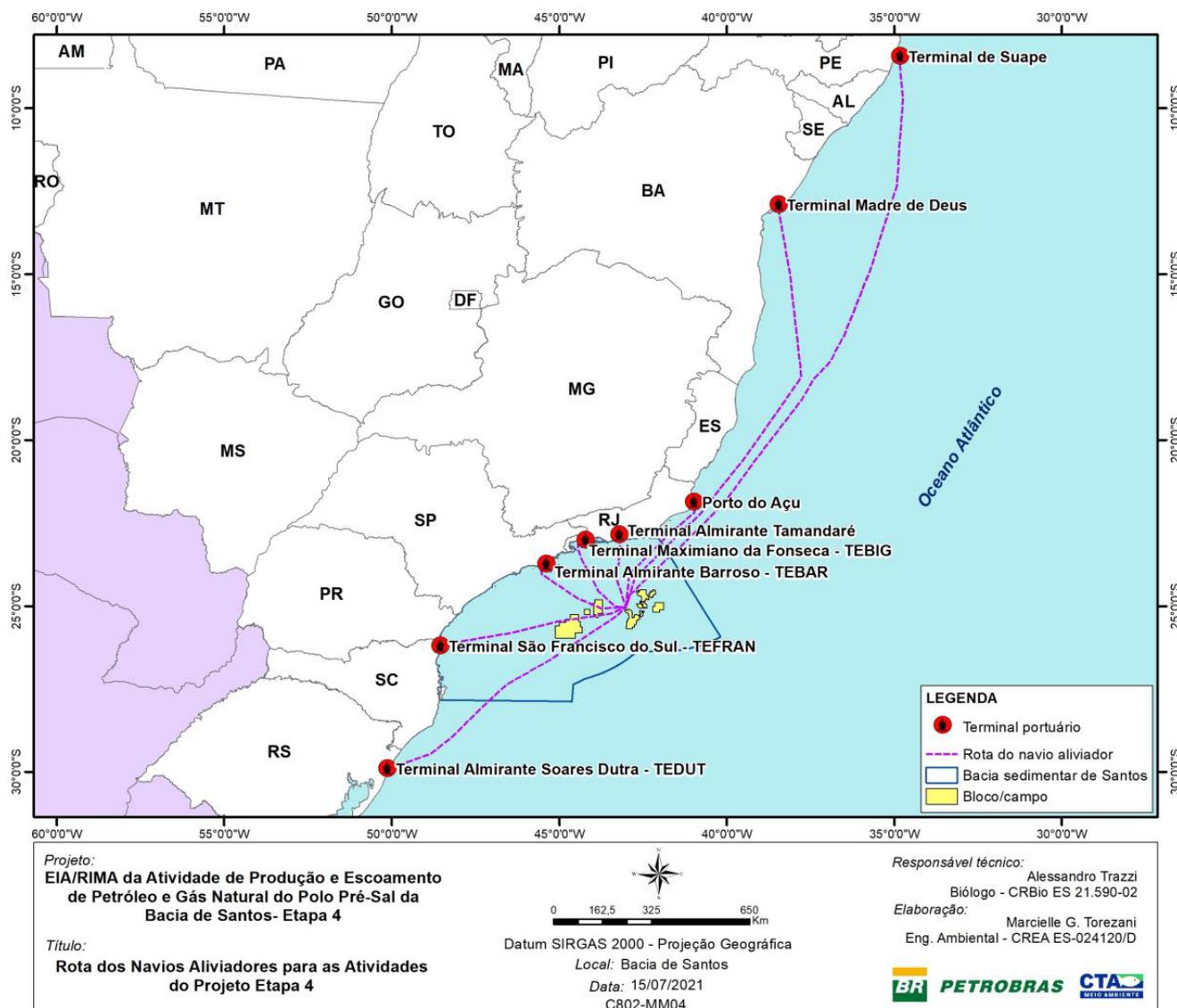
O EIA aponta ainda que:

“Quanto à presença de dióxido de carbono (CO₂) e ácido sulfídrico (H₂S), em qualquer que seja o campo desenvolvido, a PETROBRAS possui tecnologia de separação, tratamento, compressão, injeção etc, de forma que a produção destas acumulações serão sempre realizadas prezando pela vida e pelo respeito ao meio ambiente, obedecendo todas as normas das autoridades competentes.” (EIA, II.2, p. 317/325)

As questões relativas às limitações da capacidade de escoamento e processamento foram tratadas anteriormente.

II.2.4.17 Operações de Alívio e Rotas dos Navios Aliviadores

Neste subitem são informados os terminais da costa brasileira previstos para receber o óleo dos projetos da Etapa 4 do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos. Na "Figura II.2.4.17.1-1" (EIA, II.2, p. 319/325), reproduzida abaixo, são representadas as rotas passíveis de utilização pelos navios aliviadores.



Na "**Tabela II.2.4.10.17.1-1**" (EIA, II.2, p. 320-325/325) são apresentadas informações (quantidade, volumes, destinos) sobre as operações de alívio realizadas pelos Projetos de Desenvolvimento da Produção do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos no período de janeiro/2018 a outubro/2020.

Entretanto, diferente do tratamento dado às informações relativas aos terminais portuários utilizados por embarcações de apoio, a empresa não apresenta informações agregadas, extraídas do Projeto de Monitoramento do Tráfego de Embarcações (PMTE-BS), que possam indicar os terminais historicamente mais utilizados para receber o óleo produzido pela empresa da Bacia de Santos.

Os resultados mais recentes do PMTE, constantes do Relatório Anual Simplificado (SEI nº 13215802), referentes às operações realizadas no ano de 2021, indicam que os terminais mais utilizados para recebimento do óleo produzido pela empresa na Bacia de Santos são o Terminal Almirante Barroso (TEBAR), em São Sebastião/SP, e o Terminal Maximiano Fonseca (TEBIG), em Angra dos Reis/RJ. Em número de atracações, esses dois terminais somam cerca de metade do total das operações. Em quantidade de fundeios de embarcações de alívio, a área desses dois terminais recebe mais da metade das operações relacionadas ao escoamento da Bacia de Santos.

Assim, reitera-se a solicitação do subitem "**II.2.4.5.1.7 – Terminais Receptores de Óleo Escoado por Navios Aliviadores**" para que a PETROBRAS providencie a atualização destes dados, a partir dos "Relatórios Técnicos do Projeto de Monitoramento do Tráfego de Embarcações da Bacia de Santos - PMTE-BS" para os anos de 2019, 2020 e 2021, que já foram publicados; e do "Relatório Técnico do Projeto de Monitoramento do Tráfego de Embarcações da Bacia de Santos PMTE-BS" para o ano de 2022, que deve estar em fase final de elaboração/revisão.

II.2.4.18 – Perspectivas e Planos de Expansão da Produção

O EIA informa que:

“Além dos projetos previsto neste licenciamento do Etapa 4, a PETROBRAS vem estudando a possibilidade e viabilidade do desenvolvimento de outros projetos, seja em campos já em produção, seja nos blocos já adquiridos pela cia e que iniciaram ou iniciarão seus projetos exploratórios. Tal avaliação depende da perfuração de poços exploratórios, de estudos mais aprofundados dos reservatórios, qualificação de novas tecnologias; bem como da avaliação de resultados obtidos em plataformas que operam e virão a operar em cada campo. Tais projetos, caso

se confirmem, serão escopo de Etapas posteriores a esta ora licenciada, já que teriam suas datas de primeiro óleo posteriores a linha de corte adotada na definição do escopo temporal do Etapa 4.” (EIA, II.2, p. 325/325)

II.3 – Análise das Alternativas

Considerando as limitações ao escoamento de toda a produção de gás evidenciadas no item anterior, registra-se que ao discutir a “Hipótese de Não Execução do Projeto”, o EIA indicou que *“a principal justificativa econômica para implantação da atividade em estudo é a favorável expectativa de sucesso na exploração de óleo e gás (...). Em relação à oferta de gás natural no Brasil, vale ainda destacar que este é um recurso disponibilizado, principalmente via importação. Logo, é preciso aumentar sua participação brasileira nesta matriz energética e estimular sua aderência a um programa estruturado e rentável de termoelectricidade. Nesse contexto, o país busca hoje reduzir a dependência externa em relação ao gás natural, através do aumento da oferta proveniente da produção brasileira”* (EIA, II.3, p. 6/6).

Esta afirmação deixa clara a importância de que o empreendimento tenha uma solução para o aproveitamento eficiente do gás associado, conforme já destacado pelo presente parecer técnico.

II.4 – Área de Estudo

Meio Físico e Biótico

A definição da Área de Estudo com relação aos meios físico e biótico atendeu ao Termo de Referência. Considerando os critérios utilizados, o EIA propõe que a Área de Estudo para os meios físico e biótico seja a bacia de Santos como um todo.

Em relação ao critério da área de instalação do empreendimento o EIA considerou a área dos campos e as diretrizes dos gasodutos de exportação (Rotas 1, 2 e 3).

Em relação ao critério da área utilizada pelas embarcações, o EIA propõe que as rotas para o Porto de Vitória/ES, o Porto de Macaé/RJ e o Porto do Açú, em São João da Barra/RJ, não sejam consideradas na definição da área de estudo; o primeiro porque *“apresentará baixa frequência de uso, visto que está previsto para ser base de apoio para a instalação de parte dos equipamentos submarinos”* (EIA, II.4, p. 28/47), e os outros dois porque *“têm sua utilização em situações pontuais e com baixa frequência durante a fase de operação já que eles estão mais distantes dos empreendimentos do Etapa 4”* (EIA, II.4, p. 28/47). Dessa forma foi considerada a faixa de 500m na rota das embarcações para o Porto do Rio de Janeiro/RJ e para o Porto de Niterói/RJ.

Cabe lembrar que o EIA, a partir do **“Quadro II.2.4.5.1.10-1”** (EIA, II.2, p. 202/325), indicou que estaria prevista a utilização do Porto de Macaé/RJ e do Porto do Açú não apenas durante as atividades de operação, mas, também, durante as atividades de instalação, ao contrário do afirmado neste item.

Reitera-se a necessidade exposta no subitem **“II.2.4.5.1.1 – Bases de Apoio Marítimo”** de que sejam consideradas todas as bases de apoio que vêm sendo **recorrentemente** utilizadas pela PETROBRAS na Bacia de Santos como bases de apoio que darão suporte às atividades a serem desenvolvidas no âmbito da Etapa 4 do Polo Pré-Sal, evitando minimizar a frequência e a intensidade de suas utilizações a partir de comparações com a Baía de Guanabara.

Solicita-se que, em resposta ao presente parecer técnico, a partir das atualizações solicitadas no subitem **“II.2.4.5.1.1 – Bases de Apoio Marítimo”** e das considerações contidas no presente parecer técnico, que a PETROBRAS reavalie a necessidade de inclusão de novas rotas de embarcação em atendimento ao critério estabelecido, mesmo que, na prática, não altere a configuração final da área de estudo para os meios físico e biótico.

De forma similar, em relação ao critério da rota das aeronaves, o Aeroporto de Maricá/RJ não foi considerado na definição da área de estudo porque *“está previsto como sendo de uso potencial para se tornar base de apoio aérea das atividades relacionadas as fases de instalação e operação da Etapa 4”* (EIA, II.4, p. 29/47). Dessa forma foram consideradas apenas as rotas até o Aeroporto de Jacarepaguá, Rio de Janeiro/RJ e o Aeroporto de Cabo Frio/RJ.

Registra-se que no subitem **“II.2.4.5.1.2 – Bases de Apoio Aéreo”**, assim como nos demais subitens da caracterização da atividade que trataram das bases de apoio marítimo, não houve menções ao Aeroporto de Maricá/RJ como sendo de *“uso potencial”*.

Solicita-se que, em resposta ao presente parecer técnico, a partir das atualizações solicitadas no subitem **“II.2.4.5.1.2 – Bases de Apoio Aéreo”** e das considerações contidas no presente parecer técnico, que a PETROBRAS reavalie a necessidade de inclusão de novas rotas de voo em atendimento ao critério estabelecido, mesmo que, na prática, não altere a configuração final da área de estudo para os meios físico e biótico.

Com relação ao critério de descarte dos efluentes foi considerada a zona de 500m no entorno dos FPSO e das rotas das embarcações.

Com relação ao critério das áreas mais suscetíveis aos impactos de vazamentos de óleo foi considerada, de forma similar ao critério utilizado no Licenciamento Ambiental da Etapa 3 do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos, *“a área de interseção do contorno de probabilidade maior ou igual a 30% de presença de óleo, critério atualmente adotado para definição das áreas para as quais são elaborados os Planos de Proteção de Áreas Vulneráveis – PPAV, e tempo de chegada do óleo menor ou igual há sete dias, ou seja, 168h. A área marinha abrangida por esse critério estende-se predominantemente na extensão da Bacia de Santos até as proximidades do estado de Santa Catarina, conforme apresentado no Anexo II.4.4.1.5-1. Dessa forma, a área de estudo pelo critério descrito compreendeu a área marinha de toda a Bacia sedimentar de Santos”* (EIA, II.4, p. 31/47).

Em relação às Unidades de Conservação (UC) foram consideradas “todas as Unidades de Conservação mapeadas na região marinha e costeira da Bacia de Santos” (EIA, II.4, p. 32/47).

Registra-se que, ao realizar alterações na Área de Estudo dos meios físico e biótico deve ser avaliada a necessidade de complementações aos capítulos “II.5 – DIAGNÓSTICO AMBIENTAL” e “II.6 IDENTIFICAÇÃO E AVALIAÇÃO DOS IMPACTOS AMBIENTAIS”, assim como, seus desdobramentos nos demais itens do EIA.

Meio Socioeconômico

A definição da Área de Estudo para o meio socioeconômico não atendeu plenamente aos critérios mínimos do Termo de Referência.

O “Quadro II.4.5.2-1” (EIA, II.4, p. 46-47/47) apresentou os critérios e municípios que compõem a área de estudo proposta para o meio socioeconômico:

- Aeroportos: Cabo Frio/RJ e Rio de Janeiro/RJ
- Portos: Niterói/RJ e Rio de Janeiro/RJ
- Centros administrativos: Rio de Janeiro/RJ e Santos/SP
- Gasodutos de Exportação: Macaé/RJ, Maricá/RJ e Caraguatatuba/SP
- Unidades de Tratamento de Gás: Macaé/RJ, Itaboraí/RJ e Caraguatatuba/SP
- Fornecedores de insumos e serviços: Cabo Frio/RJ, Maricá/RJ, Niterói/RJ, Itaboraí/RJ, Rio de Janeiro/RJ, Caraguatatuba/SP e Santos/SP
- Possíveis beneficiários de Royalties:

ZPP: Arraial do Cabo/RJ, Saquarema/RJ, Araruama/RJ, Maricá/RJ, Niterói/RJ, Rio de Janeiro/RJ, Ilhabela/SP e Cananéia/SP

ZPS: Macaé/RJ, Maricá/RJ, Itaboraí/RJ e Caraguatatuba/SP

ZL: Cabo Frio/RJ, São Gonçalo/RJ, Itaboraí/RJ, São Pedro da Aldeia/RJ, Iguaba Grande/RJ, Silva Jardim/RJ, Rio Bonito/RJ, Tanguá/RJ, Barra do Turvo/SP, Jacupiranga/SP, Pariquera-Açu/SP, Ilha Comprida/SP, Iguape/SP e Guaraqueçaba/PR.

- Interferência com a Pesca Artesanal e/ou Turismo (eventos acidentais): Maricá/RJ, Niterói/RJ, São Gonçalo/RJ e Paraty/RJ.
- Interferência com Pesca e Aquicultura (sobreposição com as atividades previstas): Arraial do Cabo/RJ, Saquarema/RJ, Araruama/RJ, Maricá/RJ, Niterói/RJ, São Gonçalo/RJ, Itaboraí/RJ, Magé/RJ, Duque de Caxias/RJ, Rio de Janeiro/RJ, Itaguaí/RJ, Mangaratiba/RJ, Angra dos Reis/RJ, Paraty/RJ, Ubatuba/SP, Caraguatatuba/SP, São Sebastião/SP e Ilhabela/SP.
- Interferência com Pesca, Aquicultura e Turismo (eventos acidentais): Cabo Frio/RJ, Saquarema/RJ, Araruama/RJ, Niterói/RJ, São Gonçalo/RJ, Rio de Janeiro/RJ, Paraty/RJ e Ubatuba/SP.
- Interferência com Turismo (sobreposição com as atividades previstas): Cabo Frio/RJ, Niterói/RJ e Rio de Janeiro/RJ.

Com relação aos critérios mínimos para definição da Área de Estudo, o Termo de Referência indicou no item G os seguintes parâmetros: Municípios que possuam instalações industriais e de apoio envolvidas nas atividades de planejamento, instalação, operação e/ou descomissionamento, sendo elas: terminais portuários, terminais aeroportuários, principais terminais marítimos recebedores de óleo escoado por navios aliviadores, além de gasodutos de escoamento e unidades de tratamento de gás natural, quando for o caso.

No detalhamento dos critérios para definição da Área de Estudo, o EIA defende que parte do óleo extraído pelas atividades da PETROBRAS na Bacia de Santos no ano de 2019 foi distribuído para os terminais brasileiros e outra parte foi destinada à exportação, não havendo terminais de uso prioritário. Diante deste padrão, essas infraestruturas não foram consideradas para subsidiar a definição da Área de Estudo.

Entretanto, conforme apresentado no subitem “II.2.4.17 Operações de Alívio e Rotas dos Navios Aliviadores”, os últimos resultados do Projeto de Monitoramento do Tráfego de Embarcações (PMTE), constantes do Relatório Anual Simplificado (SEI nº 13215802), referentes às operações realizadas no ano de 2021, indicam que os terminais mais utilizados para recebimento do óleo produzido pela empresa na Bacia de Santos são o Terminal Almirante Barroso (TEBAR), em São Sebastião/SP, e o Terminal Maximiano Fonseca (TEBIG), em Angra dos Reis/RJ. Em número de atracações, esses dois terminais somam cerca de metade do total das operações. Em quantidade de fundeios de embarcações de alívio, a área desses dois terminais recebe mais da metade das operações relacionadas ao escoamento da Bacia de Santos.

Assim, a partir da análise dos resultados mais recentes do PMTE mencionados no subitem “II.2.4.17 Operações de Alívio e Rotas dos Navios Aliviadores”, que deve ser corroborada pelas informações atualizadas que foram solicitadas no item “II.2.4.5.1.7 – Terminais Recebedores de Óleo Escoado por Navios Aliviadores”, é possível perceber que existem terminais de uso prioritário da empresa, justificando a inclusão, por este critério, dos municípios de São Sebastião/SP e Angra dos Reis/SP na Área de Estudo.

Por fim, por se tratar do único município que circunda a Baía de Guanabara a não ser incluído na Área de Estudo pelo critério de interferência na pesca, entende-se que Guapimirim/RJ também deva ser considerado nessa abrangência. Em que pese o município não possuir pontos de desembarque pesqueiro, o estudo deve indicar se não existem localidades pesqueiras no município ou bairros com a presença de pescadores artesanais, refletindo o impacto sobre todo o espelho d'água da Baía de Guanabara pela movimentação de embarcações de apoio.

Neste sentido, destaca-se o OFÍCIO SEMA nº 71/2022 de 26.10.2022 (SEI nº 14035082), encaminhado pela Secretaria do Ambiente da Prefeitura Municipal de Guapimirim, que questiona a exclusão do município da Área de Estudo e, conseqüentemente, da Área de Influência da Etapa 4 do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos.

Registra-se que, ao realizar alterações na Área de Estudo do meio socioeconômico deve ser avaliada a necessidade de complementações aos capítulos "II.5 – Diagnóstico Ambiental" e "II.6 Identificação e Avaliação dos Impactos Ambientais", assim como, seus desdobramentos nos demais itens do EIA.

II.5 – Diagnóstico Ambiental

A) Planos e Programas Governamentais

Foram apresentados e descritos de forma sucinta planos e programas governamentais, nas esferas federal, estadual e municipal, propostos ou em desenvolvimento na área de estudo.

Na esfera federal, chama-se atenção para outras políticas e planos relacionados aos impactos ambientais da atividade, tais como: a Política Nacional de Mudanças Climáticas ([Lei nº 12.187 de 29 de dezembro de 2009](#)), os [Planos de Ação Nacional para a conservação de Espécies Ameaçadas de Extinção \(PAN\)](#) e o [Plano Nacional de Prevenção, Controle e Monitoramento do Coral-Sol \(*tubastraea spp.*\) no Brasil](#).

B) Legislação ambiental aplicável

Foram tecidas considerações sobre a competência pelo licenciamento ambiental do projeto e comentadas as normas da legislação federal e estadual relacionadas à atividade de produção e escoamento de petróleo e gás e à legislação ambiental aplicável à área de estudo e aos impactos ambientais decorrentes das atividades da Etapa 4 do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos.

Chama-se atenção para outros normativos aplicáveis não mencionados, tais como a [Resolução ANP nº 806 de 17 de janeiro de 2020](#) (controle de queimas) e a Resolução ANP nº 817 de 24 de abril de 2020 [Resolução ANP nº 817 de 24 de abril de 2020](#)(descomissionamento).

Observa-se, especificamente, que, ao destacar as normas que possuem relação mais imediata com os impactos gerados pelo empreendimento, o EIA não trata daquelas relacionadas ao impacto de introdução de espécies exóticas. Solicita-se, portanto, que, em resposta ao presente parecer técnico, estas sejam também abordadas, incluindo, entre outros, os seguintes normativos:

- [Lei nº 9.605 de 12 de fevereiro de 1998](#), que prevê que disseminar doença ou praga ou espécies que possam causar dano à agricultura, à pecuária, à fauna, à flora ou aos ecossistemas, é passível de pena com reclusão, de um a quatro anos, e multa;
- [Decreto nº 6.514 de 22 de julho de 2008](#), que dispõe que é passível de multa importar ou exportar quaisquer espécies aquáticas, em qualquer estágio de desenvolvimento, bem como introduzir espécies nativas, exóticas ou não autóctones em águas jurisdicionais brasileiras, sem autorização ou licença do órgão competente, ou em desacordo com a obtida;
- [Lei Complementar nº 140 de 8 de dezembro de 2011](#), que indica como sendo uma das ações administrativas da União controlar a introdução de espécies exóticas potencialmente invasoras que possam ameaçar os ecossistemas, habitats e espécies nativas;
- [Resolução CONABIO nº 07 de 29 de maio de 2018](#), que aprovou a [Estratégia Nacional para Espécies Exóticas Invasoras](#);
- [PORTARIA ICMBIO nº 19 de março de 2016](#), que aprovou o [Plano de Ação Nacional para a Conservação dos Ambientes Coralíneos - PAN Corais](#);
- [PORTARIA IBAMA nº 3.642 de 10 de dezembro de 2018](#), que aprovou o [Plano Nacional de Prevenção, Controle e Monitoramento do Coral-Sol \(*tubastraea spp.*\) no Brasil](#) ; e
- [Convenção sobre Diversidade Biológica \(CDB\)](#) - alínea h do Artigo 8 da Convenção que estabelece que compete às Partes impedir que se introduzam espécies exóticas que ameacem os ecossistemas, habitats ou espécies.

II.5.1 – Meio Físico

II.5.1.1 – Meteorologia e Oceanografia

Este subitem foi preliminarmente analisado pelo Parecer Técnico nº 286/2022-Coprod/CGMac/Dilic de 28.6.2022 (SEI nº 12895074), que solicitou esclarecimentos e complementações.

A PETROBRAS, através da Carta SMS/LCA/LIE&P-FC 0251/2022 (SEI nº 13952452) encaminhou sua Resposta ao Parecer Técnico nº 286/2022-Coprod/CGMac/Dilic (SEI nº 13952453).

Assim, o presente parecer técnico analisa esta resposta apresentada pela PETROBRAS, seguindo a estrutura adotada no respectivo documento:

II.5.1.1.1 – Meteorologia

II.5.1.1.1.2 – Caracterização dos fenômenos de mesoescala

Comentário/Questionamento 01: *“Para a análise em mesoescala foi informado terem sido utilizadas as normais climatológicas e séries de dados de temperatura do ar, precipitação, insolação, umidade relativa e pressão atmosférica, obtidas no [Banco de Dados Meteorológicos para Ensino e Pesquisa \(BDMEP\)](#) do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET) para estações meteorológicas do Rio de Janeiro (RJ), Ubatuba (SP), Santos (SP), Paranaguá (PR) e Florianópolis (SC). Contudo, no “Quadro II.5.1.1.1.2-1” também foi mencionado o parâmetro evaporação. Em resposta ao presente parecer técnico deve ser esclarecida essa divergência, sendo revista a descrição dos parâmetros das séries utilizadas.”* (Parecer Técnico nº 286/2022-Coprod/CGMac/Dilic)

Em sua Resposta ao Parecer Técnico, a PETROBRAS esclareceu que a evaporação foi considerada no estudo e reapresentou o texto referente à análise de mesoescala com as devidas correções.

Comentário/Questionamento 02: *“Desta forma a descrição dos dados utilizados ficou confusa, não sendo possível encontrar o documento referenciado para consulta. Em resposta ao presente parecer técnico, deve ser apresentado um link, número SEI ou número da publicação do documento referenciado, sendo esclarecida a origem dos dados listados no “Quadro II.5.1.1.1.2-1” e no “Quadro II.5.1.1.1.2-2.”* (Parecer Técnico nº 286/2022-Coprod/CGMac/Dilic)

O “**Quadro II.5.1.1.1.2-1**” foi reapresentado com as informações corrigidas, bem como, indicada a procedência dos dados.

Comentário/Questionamento 03: *“Na Modelagem de Dispersão de Óleo apresentada no “Anexo II.6.2” do EIA foi informado que foram utilizados como dados de entrada de ventos a Reanálise-II do NCEP/NCAR, um conjunto de assimilação de dados de escala global, que apresenta escala espacial de 2,5° e temporal de 6 horas. Em resposta ao presente parecer técnico, deve ser esclarecido se os dados utilizados na modelagem estão descritos neste item meteorologia. Caso sejam diferentes, os dados de ventos utilizados na modelagem devem ser apresentados e descritos no subitem “II.5.1.1.1 – Meteorologia”, sendo que, no caso de constarem em outra parte do estudo, devem, minimamente, serem referenciados no subitem e comparados com a descrição das demais fontes de dados apresentadas no meio físico.”* (Parecer Técnico nº 286/2022-Coprod/CGMac/Dilic)

Em sua Resposta ao Parecer Técnico, a PETROBRAS informou que ambos os dados foram provenientes do NCEP/NCAR, mas de reanálises diferentes. Os dados descritos no subitem “**II.5.1.1.1 – Meteorologia**” são provenientes do ERA 5, que tem resolução temporal de 1 hora e espacial aproximada de 0,25° x 0,25, enquanto os dados de ventos utilizados na modelagem são da Reanálise II e possuem resolução temporal de 6 horas e espacial de 1,875° x 1,875. Foram apresentados gráficos comparativos com diagramas stickplot e séries das componentes zonal e meridional dos ventos a cada mês, para o ponto do NCEP mais próximo ao do ERA5. Concluíram que apesar das diferentes resoluções, os dados reproduzem de forma satisfatória o regime de ventos da região.

Comentário/Questionamento 04: *“Em resposta ao presente parecer técnico, para os dados de ventos, devem ser apresentados os stick-plot para os períodos sazonais “para cada estação do ano identificada na análise de variabilidade interanual” conforme determinado pelo Termo de Referência.”* (Parecer Técnico nº 286/2022-Coprod/CGMac/Dilic)

O estudo apresentado pela empresa, relativo ao subitem “**II.5.1.1.1.4 – Identificação de Sazonalidade**”, definiu um padrão sazonal principalmente em relação ao regime de ventos, concluindo pela presença de dois períodos contrastantes; de janeiro a junho e de julho a dezembro. Foram apresentados os gráficos stick-plot com dados do ERA5 para todos os meses de 2004, e para os quatro períodos sazonais: verão, outono, inverno e primavera. Mesmo não sendo semestral, conforme utilizado na modelagem, é possível avaliar os períodos apresentados em conjunto.

Solicita-se que a “**Figura II.5.1.1.1.2-98**” seja reapresentada, com melhor resolução e em escala apropriada para a visualização.

II.5.1.1.1.5 – Identificação de fenômenos meteorológicos extremos

Comentário/Questionamento 05: *“Em resposta ao presente parecer técnico, deve ser apresentada uma caracterização ampla, que aborde todos os parâmetros meteorológicos, ou justificar esta abordagem de considerar apenas o regime de ventos para caracterização de eventos extremos.”* (Parecer Técnico nº 286/2022-Coprod/CGMac/Dilic)

Em sua Resposta ao Parecer Técnico, a PETROBRAS apresentou justificativa para a abordagem adotada.

II.5.1.1.2 – Oceanografia

Comentário/Questionamento 06: “Verificou-se que a partir da base de dados do [WOA18 \(World Ocean Atlas 2018\)](#) também foi descrito o parâmetro densidade. Em resposta ao presente parecer técnico, deve ser incluído o parâmetro densidade e apresentadas as revisões dos quadros.” (Parecer Técnico nº 286/2022-Coprod/CGMac/Dilic)

Em sua Resposta ao Parecer Técnico, a PETROBRAS incluiu o parâmetro densidade e reapresentou os quadros.

Comentário/Questionamento 07: “Em resposta ao presente parecer técnico, deve ser esclarecido se os dados utilizados na modelagem estão descritos neste item oceanografia. Caso sejam diferentes, os dados de temperatura da água, salinidade e densidade utilizados na modelagem devem ser apresentados e descritos no subitem “II.5.1.2 - Oceanografia”, sendo que, no caso de constarem em outra parte do estudo, devem minimamente, serem referenciados no subitem e comparados com a descrição das demais fontes de dados apresentadas no meio físico.” (Parecer Técnico nº 286/2022-Coprod/CGMac/Dilic)

Em sua Resposta ao Parecer Técnico, a PETROBRAS informou que os dados de temperatura, salinidade e densidade utilizados na modelagem e no item “II.5.1.1.2 – Oceanografia” são os mesmos, provenientes das climatologias do World Ocean Atlas (WOA) da National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA), porém correspondem a períodos diferentes. Os dados utilizados descritos no meio físico foram provenientes da versão WOA18 com dados até 2017, enquanto os dados utilizados na modelagem foram do WOA13, com dados até o ano de 2012. Informou ainda que desta forma só houve acréscimo de dados e que não representou mudanças significativas.

Quaisquer empresas que atuem na elaboração de estudos ambientais sempre devem priorizar a utilização de dados que apresentem as melhores resoluções possíveis, que sejam os mais recentes disponíveis e que contem com a maior série de dados. Além disso, não é razoável que os dados descritos no Diagnóstico Ambiental não sejam os mesmos utilizados na modelagem de dispersão de óleo e vice-versa.

C. Correntes

Comentários/Questionamentos 8: “Para a caracterização de correntes foi informado que foram utilizados dados de derivadores retirados do trabalho de LAURINDO et al. (2017) do Global Drifter Program (GDP) da National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA). Em resposta ao presente parecer técnico deve ser descrita, especificamente, a referência da aquisição dos dados e se foram utilizados os métodos para a melhoria da qualidade dos dados de velocidade próximo à superfície, conforme apresentado no trabalho de LAURINDO et al. (2017) utilizado como referência.” (Parecer Técnico nº 286/2022-Coprod/CGMac/Dilic)

Em sua Resposta ao Parecer Técnico, a PETROBRAS apresentou os esclarecimentos solicitados e efetuou as devidas alterações de forma satisfatória.

Comentários/Questionamentos 9: “Da “Figura II.5.1.1.2.2-170” a “Figura II.5.1.1.2.2-185” (EIA, II.5.1, págs. 468-483/955) foram apresentados os comportamentos mensais e sazonais da média climatológica referente à circulação superficial para a região de interesse. Nas figuras apresentadas não foi possível a visualização nítida dos vetores com as direções das correntes superficiais. Em resposta ao presente parecer técnico, estas figuras devem ser reapresentadas com uma melhor resolução e a inclusão da informação nas legendas e no texto a que período climatológico as médias se referem.” (Parecer Técnico nº 286/2022-Coprod/CGMac/Dilic)

Em sua Resposta ao Parecer Técnico, a PETROBRAS reapresentou as figuras mencionadas acima de forma satisfatória e efetuou as devidas alterações textuais.

Comentários/Questionamentos 10: “Foram também utilizados dados dos resultados da base hidrodinâmica do [HYCOM Consortium](#), obtidos em PETROBRAS/TETRATECH (2016). Para os anos de 2004 a 2012 foram apresentadas figuras com a seção zonal de velocidade média em 23° S para as estações do ano e a seção de transporte de volume anual médio. A latitude, das seções apresentadas na figura, não se encontra na área de estudo, mas na Bacia de Campos, apesar do texto fazer referência a outra localização. Esta latitude com a seção Zonal não se encontra na área dos blocos e sim na Bacia de Campos. Em resposta ao presente parecer técnico, deve ser incluída na legenda a informação sobre a localização da seção onde foram obtidos os valores dos volumes de transporte; corrigida a localização da seção zonal de velocidade média; e apresentados os dados para a Bacia de Santos.” (Parecer Técnico nº 286/2022-Coprod/CGMac/Dilic)

Em sua Resposta ao Parecer Técnico, a PETROBRAS apresentou os esclarecimentos solicitados e efetuou as devidas alterações de forma satisfatória.

Comentários/Questionamentos 11: “Foram apresentados com dados do modelo HYCOM Consortium, para o ponto de análise 25,12°S e 42,96°O descrito no “Quadro II.5.1.1.2.2-2” (EIA, II.5.1, pág. 265/955); stickplot do perfil vertical de correntes nas profundidades de 0 m, 300 m e 2.000 m; e boxplot do perfil vertical de velocidade das correntes entre as profundidades de 0 e 2.000 m, ambos para o período de 1994 a 2020; e perfis verticais das componentes da velocidade meridional e zonal médias para o período de 2004 a 2020. No texto está descrito que estas informações foram obtidas do período de 1994 a 2012, porém nas figuras o período de estende até 2020. Em resposta ao presente parecer técnico deve ser esclarecida esta

divergência de informações, realizadas as correções necessárias e confirmada a localização do dado.” (Parecer Técnico nº 286/2022-Coprod/CGMac/Dilic)

Em sua Resposta ao Parecer Técnico, a PETROBRAS apresentou os esclarecimentos solicitados e efetuou as devidas alterações de forma satisfatória.

Comentários/Questionamentos 12: *“Foram apresentados histogramas direcionais e diagramas de ocorrência conjunta de intensidade e direção das correntes para cada estação do ano, na superfície, 300 m e 2.000 m de profundidade para o ponto de análise central. Em resposta ao presente parecer técnico deve ser apresentada a descrição da localização do ponto de origem dos dados.” (Parecer Técnico nº 286/2022-Coprod/CGMac/Dilic)*

Em sua Resposta ao Parecer Técnico, a PETROBRAS apresentou os esclarecimentos solicitados e efetuou as devidas alterações de forma satisfatória.

Comentário/Questionamento 13: *“Considerando os dados descritos para as seções zonais de velocidade média, obtidos também do modelo HYCOM Consortium, os histogramas e diagramas de ocorrência conjunta apresentados não conseguiram reproduzir o padrão ocorrido entre 800 m e 1.200 m de profundidade na região próxima ao talude, onde ocorre um fluxo para norte representando a Corrente de Contorno Oeste Intermediária (CCI), que flui predominantemente para o Norte no interior da Bacia de Santos (BÖEBEL et al., 1999). Em resposta ao presente parecer técnico devem ser apresentados histogramas e diagramas de ocorrência conjunta adicionais, para profundidade intermediária, de forma a verificar se esta modelagem reproduz a presença da CCI e a circulação em profundidade de forma satisfatória.” (Parecer Técnico nº 286/2022-Coprod/CGMac/Dilic)*

Em sua Resposta ao Parecer Técnico, a PETROBRAS apresentou histogramas e diagramas de ocorrência conjunta adicionais para profundidade intermediária, destacando que:

“A partir dos resultados obtidos no ponto de análise para o modelo HYCOM Consortium (25,12°S e 42,96°O), como esperado, não é possível observar a presença da CCI na profundidade intermediária analisada (900 m), uma vez que o referido ponto de análise selecionado para a área de estudos está distante dos jatos da Corrente do Brasil (CB) – CCI, em uma região de grande variabilidade do escoamento, dominada por vórtices, sobre o Platô de São Paulo. Os resultados obtidos corroboram o encontrado por BELO (2011).”

No trabalho de BELO (2011) foram descritos os perfis obtidos com CTD e XBT dos cruzeiros CERES, de radiais na Bacia de Santos, realizados em janeiro e outubro de 2008, maio de 2009 e junho de 2010. Nestes cruzeiros a partir do tratamento dos dados o autor descreve que abaixo da Corrente do Brasil (CB), observa-se o jato confinado da Corrente de Contorno Intermediária (CCI) junto ao talude, fluindo para norte-nordeste na Radial 2, com uma largura 80 (30) km, entre 600-1700 (700-2000) m de profundidade. Já na radial 1 a CCI foi descrita como pouco organizada.

O ponto de análise do modelo HYCOM Consortium, de onde foram extraídos os dados, estaria mais próximo da radial 2, mais distante do que seria a latitude mais provável de origem.

O autor estuda a recirculação interna do Giro Subtropical do Atlântico Sul e seu alcance e informa que foi observada uma alta variabilidade da circulação oceânica na região do Pré-Sal da Bacia de Santos e, que da análise das séries temporais, foi detectado um desvio padrão da mesma magnitude do valor da média. A partir do estudo referenciado não foi possível concluir que os resultados obtidos para o ponto de análise com o modelo HYCOM Consortium estão de acordo com o esperado para a região. Pelo perfil apresentado não foi possível observar esta variabilidade descrita no estudo de BELO (2011).

Nos dados de medições realizadas pelo ADCP FPSO CAR (FPSO Cidade de Angra dos Reis), durante o período de 1.9.2015 a 14.9.2016, conforme mencionado no atual estudo, foi possível observar na camada mais profunda avaliada (550 m) a predominância de correntes para NO, assim como com o ADCP SS67 em 600m, de dezembro de 2010 a abril de 2011, com a predominância em 598m de correntes para NE, indicando provável ocorrência da CCI na região do estudo.

Em resposta ao presente parecer técnico, a PETROBRAS deve melhor explorar os dados apresentados, aprofundando suas análises e interpretações acerca dos mesmos, não deixando de registrar a constatação de eventuais limitações do modelo.

Comentário/Questionamento 14: *“Em 85 m, a predominância foi de correntes para S, com intensidades chegando a 1,09 m/s na direção S; em nível intermediário (445 m), a predominância foi de correntes para SO, com velocidade máxima de 0,93 m/s na direção SO; e na camada mais profunda (965 m), ocorreu predominância de correntes para SO, com velocidade máxima de 0,65m/s para a direção N. Na descrição apresentada a informação referente à predominância da direção da corrente está divergente do diagrama de ocorrência conjunta. Em resposta ao presente parecer técnico esta informação deve ser corrigida.” (Parecer Técnico nº 286/2022-Coprod/CGMac/Dilic)*

Em sua Resposta ao Parecer Técnico, a PETROBRAS adequou a redação conforme solicitado.

Comentário/Questionamento 15: *“No Termo de Referência (SEI nº 8682998) foi determinado que fossem apresentados campos de correntes da Base Hidrodinâmica REMO em superfície, fundo e em profundidades intermediárias. Em resposta ao presente parecer técnico, as informações sobre correntes devem ser complementadas e apresentada uma análise com a interpretação e comparação dos dados de entrada obtidos*

pela base REMO utilizados na modelagem de óleo com aqueles obtidos dos ADCPs e derivadores, como forma de identificar se a REMO está reproduzindo bem a circulação na Bacia de Santos e expor as limitações inerentes à modelagem que devem ser consideradas na interpretação dos resultados de deriva do óleo.” (Parecer Técnico nº 286/2022-Coprod/CGMac/Dilic)

Em sua Resposta ao Parecer Técnico, a PETROBRAS complementou apresentando os dados obtidos na modelagem hidrodinâmica para os pontos com os dados medidos dos ADCPs e derivadores. Não foi apresentada uma comparação direta entre os dados medidos e modelados, com análise estatística, mas uma vez que os períodos não são correspondentes entende-se que esta análise não seria conclusiva. Pelos dados apresentados ocorrem grandes variações nas direções predominantes em praticamente todos os pontos amostrados, assim como diferenças nas velocidades também podem ser observadas.

A PETROBRAS entende que:

“De maneira geral, as medições realizadas pela base REMO vem reproduzindo bem o padrão principal de circulação na Bacia de Santos, conforme resultados apresentados na sequência deste documento. No entanto, deve-se ponderar que existem variabilidades associadas às atividades de mesoescala que refletem na circulação oceânica do PPSBS e com isso, nos resultados obtidos a partir das medições realizadas pela base REMO e ADCPs.”

Solicita-se que, em resposta ao presente parecer técnico, a PETROBRAS reapresente estes gráficos incluídos no estudo, em conjunto com os dados do mesmo ponto apresentados anteriormente no EIA, permitindo uma melhor comparação das tabelas e gráficos, assim como, a interpretação destas comparações. Solicita-se também que o entendimento da empresa destacado acima seja reavaliado, uma vez que, pelos dados apresentados não é possível afirmar que a base reproduziu “bem” o padrão principal. Deve-se ressaltar as diferenças observadas entre os dados medidos e os modelados, e as feições em mesoescala na região que podem causar estas diferenças, assim como indicar que os modelos não representam verdades absolutas e indicar as suas limitações. Esta alteração deve constar na revisão do estudo, com o registro de controle de alteração.

Comentário/Questionamento 16: *“Para a Identificação de fenômenos oceanográficos extremos foi apresentada a caracterização de condições extremas, considerando valores médios mais um e dois desvios padrão, para os parâmetros ondas, correntes e maré meteorológica. Pela análise realizada não foi possível identificar os meses e períodos de maior frequência de ocorrência dos eventos. Em resposta ao presente parecer técnico, deve ser reapresentada a análise dos eventos extremos considerando também os meses do ano, de forma a identificar os períodos de maior ocorrência dos fenômenos oceanográficos extremos.”* (Parecer Técnico nº 286/2022-Coprod/CGMac/Dilic)

Em sua Resposta ao Parecer Técnico, a PETROBRAS apresentou a análise referente à identificação de fenômenos oceanográficos extremos, considerando também os meses do ano.

II.5.1.2 – Qualidade da Água e Sedimentos

Para caracterização da qualidade da água e dos sedimentos na Área de Estudo, o EIA utilizou dados oriundos dos projetos desenvolvidos pela PETROBRAS na região oceânica da Bacia de Santos entre 2011 e 2020.

Não foram apresentados dados sobre o elemento Arsênio (As) no sedimento, sendo indicado que *“os projetos de monitoramento aqui utilizados não contemplam este elemento químico e não existem estudos pretéritos sobre sua distribuição ao longo da Bacia de Santos”* (EIA, II.5, pág. 655/955).

Considera-se as informações apresentadas suficientes para a caracterização do ambiente e a avaliação ora pretendida. Dados mais recentes, inclusive sobre o elemento Arsênio (As), deverão continuar a ser obtidos nos projetos de monitoramento e caracterização ambiental executados no âmbito dos processos de licenciamento ambiental das atividades de exploração e produção de petróleo na Bacia de Santos.

II.5.1.3 – Geologia e Geomorfologia

A.12. Caracterização Geotécnica Regional

Em resposta ao presente parecer técnico devem ser apresentadas as seguintes complementações:

- Metodologias empregadas para se chegar à conclusão de que haveria pouca atividade geológica na Bacia de Santos, conforme afirmado no EIA;
- Critérios geotécnicos e sedimentológicos adotados para a escolha da locação dos poços e dos equipamentos a serem utilizados para a implementação dos projetos;
- Meios e métodos empregados para se chegar à conclusão de que na margem continental da Bacia de Santos não houve deposição de sedimentos nos últimos milhares de anos, após o término da última glaciação, conforme afirmado no EIA. Neste sentido, solicita-se que tal singular conclusão e que viola o senso comum seja mais bem elaborada, considerando que seus argumentos sejam de difícil sustentação tendo em vista as dimensões da Bacia de Santos.

A.13. Sismicidade Regional

- Excesso de pressão de poros

O EIA destaca que:

“A presença de excesso de pressão de poros nos sedimentos devido à ocorrência de gás raso é uma ameaça potencial às operações de perfuração e às estruturas submarinas, requerendo um mapeamento sistemático.” (EIA, II.5.1, pág. 881/955)

Solicita-se que, em resposta ao presente parecer técnico, seja avaliada a possibilidade de acidentes envolvendo as acumulações destes gases no curso das perfurações ou próximas ao poço, de modo que estes possam migrar rumo ao poço, por alívio de pressão, ainda não corretamente revestido.

- Análise de Ameaça de Instabilidade Sísmica de Taludes Submarinos

Sobre instabilidades no talude induzidas por terremotos, deve ser considerado que não são apenas os abalos sísmicos fatores de desencadeamento de movimentos gravitacionais de massa em escala possa ameaçar o empreendimento no domínio do talude continental. Tempestades, acumulações de sedimentos em quantidade crítica e hidratos, são apenas três exemplos de fatores geológicos que podem ocorrer na área em foco trazendo perigo à empreitada e ao meio ambiente. Solicita-se que, em resposta ao presente parecer técnico, seja apresentado o entendimento da PETROBRAS acerca de diferentes fatores geológicos que também podem provocar movimentos gravitacionais de massa no domínio do talude continental numa escala suficiente para colocar em risco as estruturas instaladas e os processos produtivos.

Solicita-se também que, em resposta ao presente parecer técnico, a “Tabela II.5.1.1.2-4 - Classes de estabilidade do piso marinho baseadas nos valores de FS” (EIA, II.5.1, pág. 893/955) seja reapresentada em forma de mapa da referida área do piso marinho com as áreas mais ou menos suscetíveis a movimentos gravitacionais de massa potencialmente danosos ao empreendimento.

O EIA afirma que a probabilidade de movimentos de massa é baixa para a área em processo de licenciamento (EIA, II.5.1, pág. 900/955). Entretanto, deveriam ser consideradas a superfície e a espessura do pacote sedimentar potencialmente expostas a efetivas suscetibilizações aos movimentos de massa. Solicita-se que, em resposta ao presente parecer técnico, a PETROBRAS elabore a argumentação e justifique seu entendimento de haver uma baixa probabilidade de movimentos de massa na área onde serão desenvolvidas as atividades previstas no âmbito da Etapa 4 do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos.

II.5.1.4 – Paisagem Acústica Submarina

Foram definidos, de forma resumida, porém consistente, os principais conceitos e tipos de sons que compõem a paisagem acústica submarina de modo geral, para então apresentar a caracterização da Bacia de Santos, tendo como base os dados e análises realizados no Projeto de Monitoramento da Paisagem Acústica da Bacia de Santos (PMPAS-BS), que é condicionante ambiental dos empreendimentos da PETROBRAS licenciados pelo IBAMA na região.

O EIA apresenta a análise dos dados coletados entre novembro de 2015, quando se iniciou o PMPAS-BS, até março de 2020, referentes ao monitoramento móvel, realizado a partir de perfiladores acústicos e gliders, cuja caracterização não é apresentada, porém pode ser acessada no Projeto Executivo e Relatórios do PMPAS-BS, que estão disponíveis no sítio eletrônico Comunicação Bacia de Santos (<https://comunicabaciadesantos.petrobras.com.br/programa-ambiental/projeto-de-monitoramento-da-paisagem-acustica-submarina-pmpas.html>), mantido pela PETROBRAS também como condicionante ambiental dos empreendimentos da empresa licenciados pelo IBAMA. Parte das análises é centrada nas mesmas frequências investigadas nos Relatórios do Projeto, 63, 125, 500 e 1000 Hz do filtro de 1/3 de oitava, porém também são apresentadas análises que exploram toda a amplitude de frequências captadas pelos hidrofones utilizados nos equipamentos, entre 10 Hz e 10 kHz. Por outro lado, somente são considerados os ruídos captados nos primeiros 150 m de profundidade, quando há dados disponíveis para profundidades de até cerca de 1000 m. Solicita-se que, em resposta ao presente parecer técnico, a PETROBRAS justifique esta opção de apresentar apenas os dados dos primeiros metros da coluna d’água.

Com relação aos dados da caracterização apresentados, o EIA aborda alguns dos principais resultados obtidos até então com o corte metodológico escolhido. As análises são centradas em três regiões distintas da Bacia de Santos: R1, que engloba os empreendimentos do pré-sal; R2, que abrange a maior intensidade de tráfego de embarcações de apoio às atividades do pré-sal; e R3, distante das atividades mencionadas. Elas revelam, como vem sendo apresentado nos Relatórios Técnicos do PMPAS-BS, *“uma tendência de incremento dos níveis de ruído próximo à região do polo Pré-sal (R1) e ao longo da plataforma continental da costa dos estados de Rio de Janeiro e São Paulo, nas proximidades das rotas de embarcações entre locais com instalações e infraestrutura portuária”* (EIA, II.5, p. 944/955), confirmando que há impacto das atividades na paisagem acústica submarina. A diferença do nível de pressão sonora (*sound level pressure*, ou SPL, na sigla em inglês) registrado entre as regiões é maior para a frequência de 125 Hz, com uma diferença de 7.8 dB entre as regiões R1 e R2, e de 9.8 dB entre R1 e R3.

Outras análises apresentadas corroboram tal entendimento. O EIA indica que as faixas de frequência até 125 Hz são pouco afetadas pelo vento, mesmo para valores elevados de velocidade. Ainda, considerando medições realizadas com velocidade de vento abaixo de 1,5 m/s, verificou-se que a presença de embarcações contribui para um aporte de ruído

da ordem 8 dB para frequências abaixo de 2 kHz, embora as contribuições em média frequência sejam fortemente afetadas pela distância às fontes.

O EIA também apresenta a avaliação do potencial impacto do ruído das atividades da PETROBRAS sobre o comportamento de cetáceos e tartarugas marinhas, ainda que de forma bastante superficial. Considerando a distribuição espacial de algumas espécies, com base nos dados do Projeto de Monitoramento de Cetáceos da Bacia de Santos (PMC-BS) para esse grupo, verifica-se que a distribuição potencial de quatro das espécies mais frequentes na Bacia de Santos coincide com a região R2, assim como para a tartaruga-de-couro, enquanto a baleia-jubarte e o golfinho-nariz-de-garrafa possuem distribuição sobreposta à R1.

Ainda que este subitem do EIA se refira ao Diagnóstico Ambiental, considerando a disponibilidade da ferramenta de modelagem acústica desenvolvida no âmbito do PMPAS-BS, o Sistema de Modelagem Acústica Submarina (SIMAS), solicita-se que, em resposta ao presente parecer técnico, seja apresentado um breve estudo estimativo da paisagem acústica submarina da Bacia de Santos considerando a ampliação das atividades da PETROBRAS conforme previsto para a Etapa 4 do Polo Pré-sal, o que deve incluir, além das plataformas de produção, o incremento do tráfego de embarcações e atividades de perfuração de poços. Tal estudo poderá ser incluído no presente subitem, ou em outra parte do EIA, desde que devidamente identificado e referenciado.

II.5.2 – Meio Biótico

A análise que se segue, menciona somente os subitens para os quais existem considerações ou solicitações a serem feitas:

II.5.2.1 – Unidades de Conservação

De acordo com o EIA foram identificadas 269 Unidades de Conservação (UC) na área de estudo, sendo: 137 (53%) de Uso Sustentável, das quais: 81 Áreas de Proteção Ambiental (APA), 16 Áreas de Relevante Interesse Ecológico (ARIE), 6 Reservas do Desenvolvimento Sustentável (RDS), 6 Reservas Extrativistas (RESEX) e 25 Reservas Particulares do Patrimônio Natural (RPPN); e 126 (47%) de Proteção Integral, das quais: 8 Estações Ecológicas (ESEC), 12 Monumentos Naturais (MONA), 80 Parques, 14 Reservas Biológicas (REBIO), 3 Reservas Ecológicas e 4 Refúgios da Vida Silvestre (RVS).

Quanto à esfera administrativa responsável pela gestão das 269 UCs, 51 são federais (20%), 66 estaduais (24%) e 152 municipais (56%).

Segundo o EIA:

“A grande maioria das UCs identificadas estão relacionadas a ambiente de Mata Atlântica, em florestas e encostas, além de influências de rios e mares (Flúvio-marinhas) como restingas, manguezais, costões rochosos, dunas, praias, campos inundáveis (Alagados) e lagunas, distribuída em ambientes marinho e costeiro.” (EIA, II.5.2, pág. 13/443)

O **“Quadro II.5.2.3.1.4.1-1”** (EIA, II.5.2, págs. 4-8/443) apresentou informações básicas sobre as Unidades de Conservação identificadas na Área de Estudo, com informações um pouco mais detalhadas sendo apresentadas nos subitens **“II.5.2.1.2.1 a II.5.2.1.2.4”**, referentes às UCs dos Estados do Rio de Janeiro, São Paulo, Paraná e Santa Catarina (EIA, II.5.2, págs. 38-240/443).

Mapas com a localização das UC foram apresentados no **“Anexo II.5.2.1-2”** do EIA.

II.5.2.2 – Quelônios Marinhos

O mapa apresentado no **“Anexo II.5.2.2-1”** do EIA representa a ocorrência e a distribuição das tartarugas marinhas na Bacia de Santos, com ênfase às proximidades da região da atividade, indicando a presença das cinco espécies de tartarugas marinhas que ocorrem no litoral brasileiro.

II.5.2.3.3 – Mamíferos Marinhos

No **“Quadro II.5.2.3.1.4.1-1”** (EIA, II.5.2, págs. 318-320/443) foi apresentada lista de cetáceos com ocorrência provável e confirmada na área de estudo, incluindo 8 espécies ameaçadas. O EIA aponta que *“Todas as espécies são potencialmente suscetíveis às atividades relacionadas à exploração e produção de petróleo”* (EIA, II.5.2, págs. 316/443).

Destaca-se a apresentação de informações recentes provenientes de projetos exigidos no âmbito do licenciamento ambiental das atividades, tais como o Projeto de Monitoramento de Cetáceos (PMC) e o Projeto de Monitoramento de Praias (PMP).

II.5.2.8 – Caracterização dos locais de instalação das estruturas submarinas quanto às comunidades biológicas

O EIA indica que:

“Para caracterização das comunidades biológicas nos locais de instalação das estruturas submarinas previstas para o projeto Etapa 4 foram utilizados dados primários, levantados pela própria empresa, como imagens de ROV, multibeam, AUV, reprocessamento de dados sísmicos ou outras técnicas apropriadas, para indicar a possível presença, ou não, de comunidades biológicas. A área proposta para os projetos do Etapa 4 utiliza caracterizações das áreas dos Campos Búzios, Sururu Central, Sépia, Atapu, Mero, Uirapuru, Três Marias, Sagitário, Aram e Tupi. De forma complementar, visando a caracterização biológica do fundo marinho pontualmente nas áreas de instalação, foram utilizados dados de amostras geotécnicas e imagens de ROV.” (EIA, II.5.2, pág. 441/443)

A partir desses levantamentos o EIA indica que “*não foram observados alvos refletivos que pudessem indicar a presença de bancos de invertebrados marinhos ou algas calcárias nos locais de instalação das estruturas do Projeto Etapa 4*” e que “*imagens de ROV em locações de poços da região, confirmaram a ausência de comunidades de fundo*”; acrescentando que “*a lâmina d’água dos empreendimentos fica em torno de 2.000 m, ultrapassando a profundidade ideal de ocorrência de bancos ou recifes de corais de águas profundas (aproximadamente entre -200 m e -1000 m de lâmina d’água)*” (EIA, II.5.2, pág. 441-442/443).

II.5.3 – Meio Socioeconômico

O Diagnóstico Ambiental do meio socioeconômico deve apresentar informações para os municípios que compõem a Área de Estudo de acordo com os critérios que definiram sua inclusão no escopo do Estudo de Impacto Ambiental. Este parecer somente abordará tópicos que necessitem de adequação e/ou complementação.

A.1 Distribuição Espacial das Instalações industriais e de apoio

A.2 Assentamentos humanos nas imediações das instalações industriais e de apoio

Foram apresentadas as instalações industriais e de apoio envolvidas nas atividades de planejamento, instalação, operação e/ou descomissionamento; bem como a localização de assentamentos humanos nas imediações das instalações industriais e de apoio, acompanhada de breve caracterização dos principais aspectos socioeconômicos desses assentamentos. O bairro do Caju, no Rio de Janeiro, apareceu em destaque pelos impactos socioambientais prevalentes, relacionados principalmente à qualidade do ar, mobilidade, condições de saneamento e precarização da pesca artesanal.

As instalações industriais e de apoio listadas no EIA são:

- Bases de apoio marítimo: Complexo portuário de Niterói – BANIT (Niterói/RJ); Complexo portuário do Rio de Janeiro (Rio de Janeiro/RJ);
- Bases de apoio aéreo: Aeroporto de Cabo Frio (Cabo Frio/RJ); Aeroporto de Jacarepaguá (Rio de Janeiro/RJ).
- Gasodutos de escoamento e unidades de tratamento de gás natural: Gasoduto Rota 2 (Rota Cabiúnas) e Terminal de Cabiúnas (TECAB) – Macaé/RJ; Gasoduto Rota 3 e Polo GasLub Itaboraí (Ex-Comperj) – Itaboraí e Maricá/RJ; Gasoduto Rota 1 (Gasoduto Mexilhão-UTGCA e Unidade de Tratamento de Gás de Caraguatatuba (UTGCA) – Caraguatatuba/SP.

O EIA não apresenta a existência de planos e projetos de ampliação nas esferas federal, estadual, municipal e/ou no âmbito da própria empresa, não ficando claro se isso representa a não existência até o momento de planos e projetos de ampliação ou a carência de informações sobre o tema. E finaliza informando para cada instalação apresentada com exceção dos empreendimentos Gasoduto Rota 3 e Polo GasLub Itaboraí (Ex-Comperj) – Itaboraí e Maricá/RJ, que não são esperados conflitos socioambientais relevantes resultantes da expansão das atividades das instalações como base de apoio para o projeto Etapa 4 do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos.

A possibilidade de utilização de base aeroportuária em Maricá deve estar solucionada, devendo ser prestadas as informações correspondentes.

Em relação aos empreendimentos Gasoduto Rota 3 e Polo GasLub Itaboraí (Ex-Comperj) – Itaboraí e Maricá/RJ, o EIA informa o andamento do redimensionamento do antigo Comperj para Polo GasLub Itaboraí e as discussões municipais sobre o tema, que envolveram debates no âmbito da aprovação do Plano Diretor de Desenvolvimento Integrado de Itaboraí entre os anos 2014 e 2019, com a aprovação de propostas de ações de saneamento (reativação e implantação de redes de coleta e tratamento de esgoto; sistema de coleta de resíduos sólidos com incentivo à coleta seletiva, reciclagem e reuso; drenagem urbana em áreas urbanizadas; implantação de rede de abastecimento de água) e transição energética nos distritos de Porto das Caixas e Sambaetiba, relacionados como mais afetados. E, segundo o EIA:

“Apesar da quebra de expectativas provocada pelo redimensionamento do projeto Comperj para Polo GasLub, assim como descrito no item A.2.9 Entorno do Polo GasLub (Ex-Comperj) - (Itaboraí-RJ), notadamente nos distritos de Porto das Caixas e Sambaetiba, em Itaboraí, o Etapa 4 do Polo Pré-Sal precisará trabalhar também com o redimensionamento das expectativas das populações locais.” (EIA, II.5.3, pág. 36/331)

O EIA não apresenta informações atualizadas sobre o processo referente às instalações Gasoduto Rota 2 (Rota Cabiúnas) e Terminal de Cabiúnas (TECAB) – Macaé/RJ apesar de informar que o bairro Lagomar sofre pressões que implicam conflitos socioambientais devido à sua proximidade como o TECAB e o Gasoduto Rota 2, que propiciaram a instalação de unidades industriais na entrada do bairro, e a especulação imobiliária, com tendência de ocupação das faixas litorâneas. Entretanto, informa que:

“O incremento de gás natural e condensado transportado pelo Gasoduto Rota 2 a partir da operação do Etapa 4 do Polo Pré-Sal, no entanto, não deve gerar novos conflitos socioambientais com essas populações.” (EIA, II.5.3, pág. 36/331)

Especificamente sobre o Gasoduto Rota 2, o EIA ora apresentado não apresenta as discussões e encaminhamentos sobre a necessidade de redução do risco residual existente ao nível de tolerabilidade para a operação do gasoduto com

capacidade nominal máxima de escoamento de 16 milhões m³/dia de gás, objeto da Condicionante Específica nº 2.14 da Licença de Operação - LO nº 1324/2016 - 1ª Renovação (SEI nº 7712062), que estabelece:

"2.14. Deverá ser desapropriado e mantido desabitado, na localidade Lagomar, um corredor de 180 metros de largura a partir do eixo do gasoduto Rota 2, iniciando imediatamente as tratativas com o poder público municipal, devendo a área estar desocupada após dois anos desta retificação da licença de operação."

Considerando ser o Gasoduto Rota 2 uma das instalações para escoamento do gás da Etapa 4 do Polo Pré-Sal, ressalta-se a necessidade de atendimento à Condicionante Específica nº 2.14 da Licença de Operação - LO nº 1324/2016 - 1ª Renovação para a segurança da população circunvizinha identificada como susceptível ao risco residual da operação do gasoduto. Reitera-se a solicitação já apresentada no subitem "II.2.4.5.1.9 – Gasodutos de escoamento e unidades de tratamento de gás", para que, em resposta ao presente parecer técnico, sejam apresentadas informações atualizadas sobre o atendimento à nº 2.14 da Licença de Operação - LO nº 1324/2016 - 1ª Renovação.

A.3 Territórios de povos e comunidades tradicionais nos municípios da Área de Estudo

O EIA apresenta informações sucintas sobre comunidades tradicionais indígenas e quilombolas presentes na Área de Estudo da Etapa 4, nos estados do Rio de Janeiro e de São Paulo, com um pouco sobre seu histórico na região, principais atividades de subsistência e algumas questões culturais, variando o tipo de informação coletada em relação a cada comunidade. Tabelas organizam a identificação geral dos territórios por município, listando para as terras indígenas sua denominação, etnia, população estimada, área em hectares, modalidade de ocupação e fase de regularização em que se encontram. Os dados para o Rio de Janeiro são da FUNAI e do Instituto Socioambiental – ISA, de 2015. Para São Paulo são da FUNAI e Comissão Pró-Índio do Estado de São Paulo – CPIISP (2021), Instituto Socioambiental –ISA (2015).

As tabelas de identificação das comunidades quilombolas são Fundação Cultural Palmares e do Incra (2021) e apresentam por município sua denominação e informações sobre os processos de regularização correspondentes.

Foi indicado que as informações correspondentes sobre comunidades caiçaras integram o item específico referente a atividade pesqueira artesanal.

Todas as informações sobre comunidades tradicionais presentes no EIA são consideradas submetidas, conforme determina o Termo de Referência, podendo ser validadas a critério das próprias comunidades e de suas representações, nos processos de consulta pública e documentos supervenientes.

Conforme determinado no conjunto de condicionantes das várias Etapas de desenvolvimento do Polo Pré-Sal está em execução o Projeto de Caracterização dos Territórios Tradicionais – Caiçaras, Quilombolas e Indígenas (PCTT) junto às comunidades tradicionais situadas nos municípios que abrangem a Bacia de Santos, visando reunir informações que permitam (i) melhorar as informações sobre as populações tradicionais nos estudos ambientais apresentados nos processos de licenciamento, com seus produtos finais devendo se tornar documentos de referência, nos termos da Portaria MMA nº 422/11, de 28.10.2011; (ii) propor ações de mitigação no âmbito dos PEAs e PCS e demais projetos que demandem informações qualificadas sobre os territórios que vão ao encontro das expectativas e especificidades dos sujeitos das ações presentes na área de influência; (iii) municiar estes grupos para a gestão ambiental dos seus territórios face o desenvolvimento da cadeia de E&P; e (iv) municiar eventuais futuros estudos de impacto ambiental em processos de licenciamento. A caracterização proposta deverá produzir material que traduza a realidade socioeconômica, socioambiental e cultural vivida pelas comunidades, a partir de um processo que proporcione uma reflexão interna sobre a realidade e o desenho de possíveis estratégias que possam reduzir as situações de conflito e de vulnerabilização.

No âmbito do PCTT já foram apresentados relatórios parciais e finais de territórios tradicionais dos municípios de Angra dos Reis/RJ, Paraty/RJ e Ubatuba/SP, de onde se podem extrair informações qualificadas sobre as condições socioambientais presentes e as percepções das comunidades sobre os impactos produzidos/induzidos nas regiões a partir do desenvolvimento do Pólo Pré-Sal da Bacia de Santos. A partir do processo de consulta pública será possível verificar o nível de validação que as populações tradicionais que já passaram pelo processo de autocartografia conferem a este Estudo de Impacto Ambiental e, pela pertinência, incorporar os resultados do PCTT nas complementações.

Para os territórios que ainda não integraram o PCTT, registra-se que sua demanda vem sendo apropriada por etapas/regiões para toda a área de influência dos empreendimentos da PETROBRAS no Pólo Pré-sal da Bacia de Santos, estando autorizada a caracterização dos próximos territórios tradicionais que são dos municípios de Mangaratiba (RJ), Angra dos Reis – Ilha Grande (RJ), Ilhabela, São Sebastião e Caraguatatuba (SP). Entretanto, a qualquer momento, no âmbito dos processos relacionados ao Pré-sal (Etapas 1, 2 ou 3), populações tradicionais ainda não caracterizadas que porventura reconhecerem impactos socioambientais reais ou potenciais destes empreendimentos e seus projetos associados podem apresentar à Diretoria de Licenciamento Ambiental (DILIC/IBAMA) solicitação de implementação de medidas de mitigação, controle e monitoramento ou remediação correspondentes, que deverão ser apuradas pela empresa e instituições pertinentes.

A.4 Tráfego

O subitem descreve o tráfego marítimo, aéreo e rodoviário, informando sobre sua regulamentação, principais características, público/agentes/cargas envolvidos e como as atividades relacionadas à logística para a produção de petróleo na Etapa 4 do polo Pré-Sal da Bacia de Santos acontece em cada modal. Não foi mencionado no texto a condição de fundeio das embarcações, nem a atividade de transporte e transferência do óleo produzido para

terminais/portos que não são considerados bases de apoio mas devem, como reiteradamente é demandado nos processos de licenciamento do Pólo Pré-Sal, ser identificados nos estudos.

O EIA informa que as áreas portuárias da Baía de Guanabara “*são as bases de apoio marítimo mais utilizadas na Bacia de Santos pelas embarcações de apoio a serviço da Petrobras. Ao longo do ano de 2019 foram contabilizadas 2.662 atracções nas duas bases, o que representa aproximadamente 95% do total das atracções efetivadas*”.

Em relação ao tráfego marítimo o Estudo indica que na Baía da Ilha Grande não haverá base de apoio marítimo do projeto Etapa 4 do Polo Pré-Sal, apesar desta Baía e também o Porto de São Sebastião receberem grande parte do óleo produzido nas Etapas 1, 2 e 3 do Pré-sal, além de operações *ship to ship* que poderão ocorrer nos Portos de Angra dos Reis/RJ, Porto do Açú, em São João da Barra/RJ e São Sebastião/SP; e que na Baía de Guanabara, onde estão localizadas as bases de apoio, não haverá sobreposição entre as atividades do Projeto Etapa 4 do Polo Pré-Sal, apesar do caráter incremental próprio das atividades.

Este subitem deve ser qualificado a partir das solicitações apresentadas nos subitens “**II.2.4.5.1.1 – Bases de Apoio Marítimo**” e “**II.2.4.5.1.7 – Terminais Recebedores de Óleo Escoado por Navios Aliviadores**”, assim como, das observações acima e das demais considerações apresentadas no presente parecer técnico.

B. Mercado de trabalho e estrutura produtiva

Foram apresentadas informações sobre número de novos empregos gerados diretamente pelo empreendimento por faixa de remuneração e escolaridade mínima exigida e o número absoluto de trabalhadores já empregados a serem deslocados de outros empreendimentos para atuarem na atividade e sua parcela de participação no total da força de trabalho, além do perfil produtivo dos municípios por setor de atividade relacionada à cadeia de petróleo e gás, onde surgirão novas vagas de emprego geradas direta e indiretamente pelo empreendimento.

De acordo com o EIA, a Etapa 4 do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos demanda para todas as suas fases cerca de 4.084 colaboradores, com um alto nível de especialização, sendo 1.870 deslocados de outras áreas e empreendimentos da PETROBRAS e 2.214 correspondentes a novos postos de trabalho, estando os municípios de Macaé/RJ, Cabo Frio/RJ, Niterói/RJ e Rio de Janeiro/RJ listados com potencial para absorver parte destes postos.

Os municípios de Macaé, Cabo Frio, Niterói, Itaboraí e Rio de Janeiro, no Estado do Rio de Janeiro; e Caraguatatuba e Santos, no Estado de São Paulo, por possuírem infraestrutura de apoio ao desenvolvimento da Etapa 4 do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos, foram apresentados como participantes preferenciais da rede de fornecedores de insumos e serviços demandados para sua viabilização.

C. Mecanismos institucionais para o controle social das receitas públicas municipais

Neste subitem foram analisados os municípios que podem vir a ser beneficiados pelo recebimento das rendas petrolíferas da Etapa 4 do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos, com identificação da evolução do orçamento municipal per capita nos últimos dez anos; a proporção que estas rendas assumem no orçamento dos municípios; e a verificação da existência de alguma instância institucionalizada de controle do gasto público em nível municipal. De acordo com o TR também foi identificado se as leis orçamentárias anuais especificam o montante de *royalties* recebido e se é possível identificar sua utilização por parte da gestão municipal; além do grau de facilidade de acesso às informações. Segundo depreende-se do estudo há ainda, em geral, dificuldades com a transparência e acessibilidade destes dados em relação a cada prefeitura, o que dificulta o controle social destes recursos.

Foi apresentada a distribuição de rendas petrolíferas e sua proporção no orçamento dos municípios, sendo essa variando de 0,99% no Rio de Janeiro/RJ; 2,86% em Itaboraí/RJ; 8,05% em Caraguatatuba/SP; 19,57% em Cananeia/SP; 22,70% em Macaé/RJ; 25,88% em Araruama/RJ; 30,38% em Niterói/RJ; 36% em Arraial do Cabo/RJ; 40,90% em Ilhabela/SP; 43,12% em Maricá/RJ; e o maior valor em Saquarema, com 61,31%.

D. Atividade pesqueira e aquicultura

Neste subitem foram identificadas as comunidades pesqueiras artesanais que desenvolvem suas atividades em áreas comuns àquelas onde devem ser desenvolvidas as atividades de planejamento, instalação, operação e/ou descomissionamento dos Projetos de Desenvolvimento da Produção que compõem a Etapa 4 do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos e em áreas suscetíveis aos impactos decorrentes de vazamentos de óleo, conforme critérios para definição da Área de Estudos.

Foram apresentadas a distribuição geográfica das comunidades que praticam a atividade pesqueira artesanal em relação ao empreendimento e às instalações de apoio a ele associadas, suas respectivas áreas de pesca, além dos períodos de safra e defeso dos principais recursos pesqueiros explorados.

As informações foram baseadas prioritariamente em dados secundários – notadamente do Projeto de Monitoramento da Atividade Pesqueira no Estado do Rio de Janeiro – PMAP-RJ (FIPERJ-PETROBRAS, 2020) e do Projeto de Monitoramento da Atividade Pesqueira no Estado do Rio de Janeiro – PMAP-RJ (FUNBIO-FIPERJ, 2017) para os municípios do Rio de Janeiro. Para os municípios do Estado de São Paulo foram utilizados dados, principalmente, do Projeto de Monitoramento da Atividade Pesqueira no Estado de São Paulo – PMAP-SP (PETROBRAS-FUNDEPAG, 2020) e do Projeto de Caracterização Socioeconômica da Atividade de Pesca e Aquicultura na Bacia de Santos – PCSPA-BS (PETROBRAS-FUNDEPAG, 2015). Para ambos os estados foram utilizados dados do Relatório Técnico Semestral (janeiro a junho de 2019) do Projeto de Monitoramento da Atividade Pesqueira na Bacia de Santos PMAP-BS (PETROBRAS, 2019).

E. Atividade de Turismo

O diagnóstico deste tema buscou identificar as atividades de turismo desenvolvidas na Área de Estudo que guardam alguma relação com as atividades previstas para o empreendimento proposto em todas as suas fases.

As informações apresentadas foram baseadas em dados do EIA da Etapa 3 do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos (PETROBRAS/MINERAL, 2017) que, por sua vez, adotou como fonte de dados os Diagnósticos Participativos do PEA-SP, PEA-BC (Bacia de Campos), PEA-Rio (Baía de Guanabara) e PEA-Rio (Litoral Sul Fluminense), desenvolvidos pela PETROBRAS, além de outras fontes de dados secundários publicamente disponíveis, advindos tanto de órgãos públicos quanto de instâncias acadêmicas.

II.5.4 – Análise Integrada e Síntese da Qualidade Ambiental

O item deverá ser revisto a partir das considerações apresentadas no decorrer do presente parecer técnico e, mais especialmente, daquelas que exijam ajustes e/ou complementações no capítulo "II.5 – Diagnóstico Ambiental" do EIA.

Além disso, com relação ao meio socioeconômico, o EIA afirma que, de forma geral, considerando que a Área de Estudo já se encontra pressionada por outros empreendimentos instalados na Bacia de Santos, não se espera relevante acentuação nos conflitos socioeconômicos gerados pela expansão de atividades para a Etapa 4 do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos. No entanto, parece prematuro obter essa conclusão antes da análise dos impactos ambientais, tendo em vista o contexto social e político, diverso nas diferentes regiões da área de estudo, de sobreposição de empreendimentos e de pressão sobre territórios e modos de vida.

O EIA argumenta também que não se observa influência direta sobre terras indígenas, quilombolas, em bens culturais acautelados e em áreas ou regiões de risco ou endêmicas para malária, nos termos da [Portaria Interministerial nº 60 de 24 de março de 2015](#). Por outro lado, o EIA indica que, de forma indireta, se deve considerar que já foi constatado efeito significativo da injeção de recursos nas administrações municipais em formato de *royalties* e participação especial sobre os estoques de empregos formais municipais, incluindo os setores públicos, nas regiões do Litoral Norte e Baixada Santista no Estado de São Paulo e na região da Baía de Guanabara no Estado do Rio de Janeiro (Temis, 2019a; Temis 2019b; Temis, 2021a).

Neste contexto, sugere-se que seja encaminhado à Diretoria de Licenciamento Ambiental (DILIC/IBAMA) a recomendação técnica de que seja promovida discussão sobre revisão da [Portaria Interministerial nº 60 de 24 de março de 2015](#), de forma a contemplar os impactos provocados por empreendimentos de produção offshore de petróleo e gás em territórios protegidos, notadamente, a expressiva distribuição de rendas petrolíferas e seus efeitos relacionados ao acirramento de conflitos territoriais.

II.6 – Identificação e Avaliação dos Impactos Ambientais

A análise que se segue, menciona somente os subitens para os quais existem considerações ou solicitações a serem feitas:

II.6.1 – Análise dos Impactos Ambientais

II.6.1.1 – Definições

Na definição dos critérios de avaliação dos impactos ambientais quanto à classe, as orientações do Termo de Referência não foram atendidas.

O EIA indica que um impacto é efetivo “quando o impacto está associado a condições normais de operação, sendo de ocorrência certa (irá acontecer com 100% de probabilidade)” e que é potencial “quando o impacto está associado a condições anormais do empreendimento, cuja ocorrência seja provável (incerteza de ocorrência, com probabilidade inferior a 100%)” (EIA, II.6, p. 12/690).

Associar os impactos efetivos à probabilidade de ocorrência de 100% está em desacordo com o indicado no Termo de Referência, que abordou explicitamente a questão, esclarecendo que “impactos associados a condições normais de operação, cuja probabilidade de ocorrência seja inferior a 100% (ex: impactos associados ao abalroamento de organismos marinhos ou petrechos de pesca por embarcações) devem ser avaliados como efetivo/operacional”.

Observa-se, nesse sentido, que apesar do TR facultar o uso de outros métodos e definições, para os conceitos utilizados, estas alterações devem ser “tecnicamente justificadas”, o que não foi feito, e “sem esquecer os objetivos” definidos na Nota Técnica, que incluem “Padronizar a definição dos conceitos utilizados nos estudos ambientais, facilitando a comparação dos resultados obtidos”.

A definição utilizada no EIA faz com que impactos associados a condições normais de operação (efetivos ou operacionais segundo o Termo de Referência) fossem classificados como potenciais, a saber: Perturbação de cetáceos e quelônios pela colisão de embarcações de apoio em trânsito (impactos I20, O23, D12) e Introdução e/ou disseminação de espécies exóticas invasoras (EEI) (impactos I21, O24, D13).

Desta forma a classificação dos impactos citados quanto à classe deve ser revista, de modo a atender ao Termo de Referência.

Observa-se que a mesma inconformidade foi constatada nos EIA das Etapas 2 e 3 do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos, resultando em solicitação idêntica. Considera-se, incompreensível que, no EIA da Etapa 4, a PETROBRAS incorra neste mesmo equívoco, implicando necessidade de complementações/revisões que poderiam ter sido evitadas.

Com relação aos critérios para classificação da magnitude dos impactos, a proposta referente ao meio físico faz referência a “*medições tradicionais*”.

Conforme já indicado no licenciamento das Etapa 2 e 3 do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos, considera-se importante ressaltar que, “*em determinados casos, há necessidade de se recorrer às medições não tradicionais para melhor conhecimento do meio e, conseqüentemente, dos impactos. Sánchez cita que “quanto mais se conhece sobre um ambiente, maior é a capacidade de prever impactos e, portanto, de gerenciar o projeto de modo a reduzir os impactos negativos”. Dessa forma cita que “quando o conhecimento de uma região ambiental é baixo, é necessário admitir que o potencial de impactos é elevado” (Sánchez, 2008). Essa é uma forma conservadora de avaliar impactos que necessitam técnicas específicas de medição e que leva em conta o princípio da precaução.*”.

II.6.1.4 – Descrição dos Aspectos Ambientais

O EIA apontou os aspectos ambientais que podem resultar em algum tipo de impacto ambiental sobre os meios físico, biótico e socioeconômico.

Foi apresentada uma breve descrição de cada aspecto ambiental, fazendo referência às informações apresentadas no item “**II.2.4 – Caracterização da Atividade**”. Apesar de não ter sido uma determinação do Termo de Referência, considerou-se pertinente a inclusão desta descrição.

Foram apontados os mesmos aspectos ambientais considerados no EIA da Etapa 3 do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos, que são usualmente aqueles considerados nas Avaliações de Impacto Ambiental de projetos de produção de petróleo no mar.

Contudo, destaca-se a necessidade de inclusão nos meios físico, biótico e socioeconômico de um aspecto específico relacionado ao escoamento do óleo produzido, abrangendo o trânsito de navios aliviadores em suas rotas, atracções e fundeios nos principais terminais recebedores de óleo, . Nesse ponto, ressalta-se a análise já apresentada no subitem “**II.2.4.17 – Operações de Alívio e Rotas dos Navios Aliviadores**”, onde foi apontada a concentração dos dados de utilização do TEBAR e TEBIG, na região próxima de São Sebastião/SP e Angra dos Reis/RJ, respectivamente. Apesar do reconhecimento de que os riscos diretamente associados ao trânsito dos navios aliviadores não devam ser tratados neste processo de licenciamento, por ser de responsabilidade de outras empresas e por ser regulado por instrumento diferente do licenciamento ambiental, este aspecto deve ser compreendido como gerador de diferentes impactos indiretos nos três meios.

II.6.1.5 – Descrição dos Fatores Ambientais

O EIA inclui este item para discutir a sensibilidade dos fatores ambientais.

II.6.1.6 – Resultados da Identificação e Avaliação dos Impactos Ambientais

Deve-se observar, inicialmente, que a avaliação dos impactos sobre os meios físico, biótico e socioeconômico apresenta muitas similaridades à avaliação feita na Revisão 00 do EIA da Etapa 3 do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos, de modo que, certos questionamentos que serão apresentados a seguir poderiam ter sido evitados com o devido cuidado na incorporação dos pontos levantados pelo Parecer Técnico nº 23/2018-COPROD/CGMAC/DILIC (SEI nº 1791171) que analisou o referido EIA no âmbito do Processo IBAMA nº 02001.007928/2014-44.

Considerando esta similaridade entre o escopo e dimensão dos projetos inseridos na Etapa 4 do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos e aqueles incluídos nas Etapa 2 e 3, chama-se atenção para a diferença na avaliação de alguns impactos. Ainda que para alguns destes impactos as informações apresentadas sejam consideradas suficientes para embasar a alteração, para outros o mesmo não acontece, resultando em questionamentos.

Neste sentido, ressalta-se que, para maior objetividade, a análise que se segue foca nos impactos para os quais há considerações ou solicitações mais relevantes a serem feitas em relação à adequada caracterização e avaliação dos impactos do empreendimento em licenciamento. Por se tratarem de informações que expressam a opinião da empresa, de sua responsabilidade, não é o propósito desta análise apontar e discutir toda e qualquer divergência de entendimento encontrada. A ressalva é importante para que não se entenda, de forma equivocada, que exista alguma forma de concordância tácita com o que foi apresentado, mas não comentado ao longo deste parecer técnico.

Por fim, com a inclusão do aspecto relacionado ao escoamento do óleo produzido solicitada pelo subitem “**II.6.1.4 – Descrição dos Aspectos Ambientais**”, deve haver um desdobramento na inclusão do impacto “**aumento no tráfego marítimo pela movimentação de embarcações de alívio**”. Ao descrever esse impacto convém especificar que se trata de um impacto indireto, relacionado ao aumento da produção de óleo no polo pré-sal e indutor de vários outros impactos nos meios físico, biótico e socioeconômico.

Convém orientar também que o recorte espacial de incidência desse impacto siga um critério técnico e também um critério administrativo. O critério técnico diz respeito à concentração do transporte do óleo produzido na Bacia de Santos, conforme dados recentes do PMTE, para o TEBAR e TEBIG. O critério administrativo se relaciona com a baixa efetividade na avaliação e gestão de impactos que incidem em regiões geograficamente muito distantes e com contextos sociais e políticos muito diferentes da região mais próxima do polo pré-sal. Esses dois critérios contribuem para o estabelecimento de um recorte espacial para a incidência do impacto do aumento no tráfego marítimo pela movimentação de embarcações de alívio, restringindo-se aos terminais localizados na Bacia de Santos, especificamente às regiões do litoral norte paulista e do litoral sul fluminense, onde estão localizados o TEBAR e TEBIG.

II.6.1.6.1 – Impactos sobre os Meios Físico e Biótico

II.6.1.6.1.1 – Impactos Efetivos/Operacionais

II.6.1.6.1.1.2.2 – Fase de Instalação

12 – Alteração da morfologia de fundo pela instalação dos sistemas de coleta e escoamento

Nos EIA das Etapa 2 e 3 foram apresentadas estimativas da área total afetada (746,7 km² e 1.040 km², respectivamente). A fim de permitir a comparação, solicita-se que seja também apresentada estimativa da área total afetada pelos projetos do Etapa 4 deixando claras as premissas utilizadas nestas estimativas.

O EIA indica que:

“Analisando a intensidade da alteração provocada pelo aspecto ambiental sobre o assoalho marinho, principalmente devido as áreas modificadas no caso da instalação dos equipamentos submarinos, este impacto pode ser classificado como sendo de baixa magnitude e pequena importância.” (EIA, II.6, p. 86/690)

Considerando que a interferência trata da alteração da morfologia de fundo decorrente das instalações submarinas de 13 sistemas de produção e que estas instalações são perceptíveis e mensuráveis através dos métodos usualmente utilizados para gerenciamento dos obstáculos submarinos; entende-se que, de acordo com os critérios estabelecidos no EIA, o que esteja em discussão seja o quanto estas alterações são expressivas nesta região (e não na Baía de Santos como um todo); ou seja, se trata-se de um impacto de média ou de alta magnitude.

Desta forma, assume-se a classificação dos EIA das Etapa 2 e 3 – com intensidade de atividades de instalação similar – e considera-se o impacto de média magnitude e, portanto, de média importância; cabendo à empresa, caso discorde desta classificação, apresentar nova avaliação do impacto devidamente justificada.

O Termo de Referência havia solicitado que para cada impacto fossem identificados *“parâmetros ou indicadores que possam ser utilizados para o monitoramento do impacto”*, dando orientações neste sentido e ressaltando que *“a não identificação de parâmetros ou indicadores deve ser devidamente contextualizada e justificada”*. O EIA, no entanto, se limitou a indicar que:

“Este impacto não apresenta parâmetros e/ou indicadores que possam ser utilizados para o seu monitoramento.” (EIA, II.6, p. 90/690)

Esta informação é improcedente, sem qualquer contextualização ou justificativa. Solicita-se, portanto, a devida complementação.

Deve-se registrar, ainda, que o impacto foi considerado *“reversível para todos os FPSOs, visto que todas as estruturas serão removidas após o término das atividades”* (EIA, II.6, p. 89/690). (grifos nossos).

16 – Alteração da qualidade da água oceânica por descarte do efluente do teste de estanqueidade e da hibernação de dutos.

Na discussão do impacto é considerada a possibilidade de liberação de pequenos volumes MEG, *“limitados ao máximo de 250 litros, sendo que uma pequena fração deste inventário será descartado no mar nas proximidades do equipamento”* (EIA, II.6, p. 140/690). No entanto, no item **“II.2.4 – Caracterização da Atividade”** foi informada a *“utilização de cerca de até 15m³ de MEG (...) para cada interligação de gasoduto rígido previsto, neste documento. Esse inventário será descartado nas proximidades do FPSO”* (grifo nosso). Solicita-se, portanto, que a discussão seja complementada e o impacto reavaliado à luz dessa previsão. Essas complementações deverão considerar ainda a resposta ao questionamento feito, no item **“II.2.4 – Caracterização da Atividade”**, sobre a possibilidade deste descarte ser evitado com recolhimento e reaproveitamento do MEG.

112 – Perturbação do nécton pela instalação do FPSO e dos equipamentos submarinos.

O impacto foi classificado como de duração imediata, temporário e intermitente, sob a alegação de que a alteração já estaria consolidada em período inferior a 5 anos, ou seja, inferior ao tempo previsto para a instalação de cada DP (1 a 4 ano). A magnitude foi classificada como **baixa**, sem qualquer justificativa ou referência aos critérios propostos no EIA.

Considerando que a permanência do FPSO na locação e, conseqüentemente, as alterações decorrentes da interferência sobre a comunidade nectônica em relação à condição natural (sem a atividade) irão se estender pela fase de operação e desativação (com mais de 30 anos na maior parte dos DP), discorda-se da classificação proposta, sendo o impacto entendido como de **longa duração, permanente e contínuo**. Na ausência de uma discussão mais bem embasada, assume-se para a magnitude a classificação utilizada no EIA da Etapa 3 – com intensidade de atividades de instalação similar – e considera-se o impacto de **média magnitude e, portanto, de média/grande importância** (a depender da sensibilidade do fator ambiental afetado); cabendo à empresa, caso discorde desta classificação, apresentar nova avaliação do impacto devidamente justificada.

Registra-se que como medidas a serem adotadas, o EIA indica o “*monitoramento de longo prazo com objetivo principal a avaliação dos potenciais impactos das atividades de produção e escoamento de petróleo e gás natural do polo pré-sal da Bacia de Santos sobre os cetáceos (baleias e golfinhos)*” fazendo menção à utilização do PMC-BC.

I13 – Perturbação no nécton pela geração de ruídos

A magnitude do impacto foi classificada como **baixa** sem qualquer justificativa ou referência aos critérios propostos no EIA, enquanto no EIA da Etapa 3 – com intensidade de atividades de instalação similar – este impacto foi considerado de **média magnitude**.

Também de forma distinta do EIA da Etapa 3, foi indicado que o impacto, “*De acordo com a distância da área de atividade em relação a costa*”, **não afeta UCs**, o que desconsidera o trânsito das embarcações para as bases de apoio.

Nota-se, ainda, que a descrição do impacto não levou em consideração as informações geradas pelos programas de monitoramento executados pela própria PETROBRAS na Bacia de Santos (PMPAS, PMC, PMTE), sintetizadas no subitem “**II.5.1.4 – Paisagem Acústica Submarina**”.

As informações apresentadas no no subitem “**II.5.1.4 – Paisagem Acústica Submarina**” indicam um incremento significativo no nível de ruídos na região do Polo Pré-Sal e menor frequência de cetáceos (tanto ondocetos, como misticetos) nas regiões com maior nível de ruído.

Solicita-se, portanto, que os resultados dos referidos projetos sejam considerados na discussão do impacto à luz das referências utilizadas, de modo a esclarecer as possíveis consequências do incremento no nível de ruídos no comportamento da comunidade nectônica. A partir dessa discussão a avaliação do impacto deverá ser revista.

Como medidas a serem adotadas, o EIA indica o “*monitoramento de longo prazo com objetivo principal a avaliação dos potenciais impactos das atividades de produção e escoamento de petróleo e gás natural do polo pré-sal da Bacia de Santos sobre os cetáceos (baleias e golfinhos)*” fazendo menção à utilização do Projeto de Monitoramento de Cetáceos (PMC-BS).

Ressalta-se outros projetos regionais em execução devem ser considerados no monitoramento do impacto, em especial o Projeto de Monitoramento da Paisagem Acústica Submarina (PMPAS-BS) e o Projeto de Monitoramento do Tráfego de Embarcações (PMTE).

I16 – Perturbação de aves marinhas pela geração de luminosidade

A descrição do impacto apresenta discussão inespecífica que **sequer menciona o fator ambiental em questão (aves marinhas), embora mencione peixe e cefalópodes** – “*Esse impacto incide de forma mais relevante em peixes e cefalópodes*” –, já considerados no impacto I14. Solicita-se revisão da avaliação do impacto, incluindo uma descrição que aborde especificamente o impacto da geração de luminosidade sobre as aves marinhas.

II.6.1.6.1.1.2.3 – Fase de Operação

O1 – Alteração da qualidade da água oceânica por ressuspensão de sedimento devido a substituição de linhas flexíveis e umbilicais de controle

Observa-se que, conforme indicado na análise do item “**II.2.4.4 – Descrição do Sistema Submarino**”, muitas vezes estas substituições implicam impactos e riscos para os quais o detalhamento apresentado no EIA não é suficiente. São verificadas alterações de traçado e características, interferência com equipamentos não existentes por ocasião da instalação, necessidade de seccionamento de linhas, necessidade de definição de procedimentos para abandono/destinação dos trechos a serem substituídos, alteração das tecnologias com o decorrer do tempo, entre outros. Assim, ratifica-se o procedimento atual de que futuras substituições devam ser precedidas de solicitação de anuência, para o que a empresa deve apresentar as informações necessárias, incluindo uma avaliação específica dos impactos e riscos ambientais.

O5 – Alteração da qualidade do ar

Fazendo referência a “*estudos de simulação da dispersão de poluentes atmosféricos regulados já realizados para plataformas de produção de grande porte localizadas em ambientes offshore da Bacia de Santos*” que indicariam que “*a alteração na qualidade do ar na fase de operação normal se restringe a dezenas de quilômetros ao redor das mesmas, sendo as concentrações ao nível do mar sempre inferiores aos valores de referência dos padrões de qualidade do ar nacionais aplicáveis à região continental*”, a magnitude do impacto foi classificada como **baixa**.

Da mesma forma, o impacto foi classificado como **local**, “*dada a rápida dispersão dos poluentes e restrita ao Polo Pré-Sal da Bacia de Santos, sem afetar áreas costeiras, considerando os estudos pretéritos de dispersão*”.

No entanto, não foram apresentados ou discutidos dados sobre as emissões previstas para a operação dos projetos que compõem o empreendimento que justificassem tal avaliação, nem demonstrado que as conclusões dos estudos referidos – mas cujos resultados não foram apresentados – são válidas diante dos volumes envolvidos. Solicitam-se, portanto, complementações nesse sentido e reavaliação do impacto a luz dessas complementações.

Observa, ainda, que, como parâmetro ou indicador que possa ser utilizado para o monitoramento do impacto, o EIA aponta o “consumo de combustível”, o que representa somente parte das emissões previstas para a fase de operação, sendo, portanto, insuficiente.

O6 – Contribuição para o efeito estufa

A magnitude do impacto foi classificada como **média** “Considerando que as emissões de GEE brasileiras alcançam 3,2% das emissões globais e que as emissões do E&P da PETROBRAS perfazem 0,7% das emissões do Brasil, de acordo com Relatório de Sustentabilidade da PETROBRAS de 2019, sem considerar que o efeito estufa é um problema causado pelo aumento das concentrações atmosféricas de GEE devido às emissões históricas globais”. Embora tenham sido apresentadas estimativas das emissões dos projetos do Etapa 4 do Polo Pré-Sal Bacia de Santos, estas estimativas não foram consideradas na classificação da magnitude.

Entende-se que a sucinta discussão apresentada, além de não abordar especificamente as estimativas de emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE) dos projetos da Etapa 4 do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos, subestima a contribuição das elevadas emissões de GEE por um único empreendimento no cenário nacional e desconsidera o agravamento da questão climática e a urgência de agir conforme destacado pelo último relatório do [Intergovernmental Panel on Climate Change - IPCC \(2023\)](#).

Este entendimento é reforçado pela manifestação encaminhada pelo GAEMA-LN/MPSP através do Ofício n. 0217/2022 - mfs de 15.2.2022 (SEI nº 12001929), que destacou a necessidade de que a PETROBRAS complementasse o EIA/RIMA apresentando uma discussão mais aprofundada dos “impactos climáticos da atividade pretendida, seja em razão da relevância e emergência do tema da crise climática, a demandar respostas mais efetivas do Estado em seu enfrentamento, seja em razão do relevante grau de contribuição da indústria de petróleo e gás para esse fenômeno, a demandar uma reanálise quanto à adequação das responsabilidades ambientais a serem fixadas no âmbito dos respectivos licenciamentos ambientais”, apontando que devem ser “inventariadas todas as emissões de escopo 1, 2 e 3 que decorrerão da implantação, operação e desativação da citada atividade de exploração de petróleo e gás natural”.

Solicita-se, portanto, a reavaliação do impacto à luz dos pontos levantados acima.

Como medidas preventivas foram indicados: separação e reinjeção de CO₂ no reservatório; otimização do período de comissionamento; redundância operacional/equipamentos; e programa de manutenção preventiva. Deve ser acrescentada a estas medidas a reinjeção de todo o gás excedente nos casos em que não houver exportação ou que esta exportação se dê de forma parcial. Além disso, medidas mitigadoras ou compensatórias adicionais deverão ser avaliadas com base na reavaliação solicitada para o impacto.

O8 – Perda de organismos bentônicos pela substituição dos equipamentos submarinos

Tal como apontado anteriormente para o impacto “**O1 – Alteração da qualidade da água oceânica por ressuspensão de sedimento devido a substituição de linhas flexíveis e umbilicais de controle**”, conforme indicado na análise do item “**II.2.4.4 – Descrição do Sistema Submarino**”, muitas vezes estas substituições implicam impactos e riscos para os quais o detalhamento apresentado no EIA não é suficiente. São verificadas alterações de traçado e características, interferência com equipamentos não existentes por ocasião da instalação, necessidade de seccionamento de linhas, necessidade de definição de procedimentos para abandono/destinação dos trechos a serem substituídos, alteração das tecnologias com o decorrer do tempo, entre outros. Assim, ratifica-se o procedimento atual de que futuras substituições devam ser precedidas de solicitação de anuência, para o que a empresa deve apresentar as informações necessárias, incluindo uma avaliação específica dos impactos e riscos ambientais.

O10 – Perturbação do plâncton pelo lançamento de efluentes de água produzida

A magnitude foi classificada como **baixa**, sem qualquer justificativa ou referência aos critérios propostos no EIA.

Observa-se, nesse sentido, que a própria descrição do impacto indica que:

- “É um efluente que possui hidrocarbonetos, metais e outros compostos orgânicos que, apesar de estarem enquadrados na legislação, podem afetar o plâncton no campo próximo da pluma de dispersão, dentro da zona de mistura.”
- “Ainda que em baixas concentrações, as frações hidrossolúveis dos hidrocarbonetos têm potencial de afetar componentes biológicos mais sensíveis na área de influência da pluma, o que invariavelmente pode transferir contaminantes pela cadeia trófica.”
- “Copépodos e outros organismos zooplânctônicos são sensíveis à exposição da água produzida (PATIN, 1999), principalmente no estágio larval. O nível destes hidrocarbonetos aumenta

radicalmente nas larvas, quando as reservas lipídicas são utilizadas durante a transição para a fase de alimentação ativa. Processos similares provavelmente ocorrem nos estágio embrionário e pós-embrionário de peixes (PATIN, 1999)."

Ressalta-se ainda que este impacto é potencializado pelo fato dos FPSO serem atratores de fauna, a qual passa a entrar em contato, mesmo que em uma área bastante restrita, com todos os efluentes e contaminantes descartados pelos FPSO; e que haverá um efeito cumulativo em decorrência do descarte de água produzida por todos os FPSO na Bacia de Santos.

Deste modo, assume-se que este impacto seja de **alta magnitude**, assim como havia sido indicado nos processos de licenciamento ambiental das Etapas 2 e 3 do Polo Pré-Sal da Bacia e Santos, e, conseqüentemente, de **média importância**; cabendo à empresa, caso discorde deste entendimento, apresentar nova avaliação do impacto devidamente justificada e que considere os expressivos volumes desses efluentes.

O12 – Perturbação no nécton pela geração de ruídos

A descrição do impacto se limita a fazer referência ao impacto equivalente da fase de instalação (I13). Assim como para o impacto I13, a magnitude do impacto foi classificada como **baixa** sem qualquer justificativa ou referência aos critérios propostos no EIA, enquanto no processo de licenciamento ambiental do Etapa 3 este impacto foi considerado de **média magnitude**.

Também como para o impacto I13 e de forma distinta do EIA da Etapa 3 do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos, foi indicado que o impacto, *"De acordo com a distância da área de atividade em relação a costa"*, **não afeta UCs**, o que desconsidera o tráfego de embarcações para as bases de apoio.

Conforme indicado na análise do impacto I13, a descrição do impacto não levou em consideração as informações geradas pelos programas de monitoramento executados pela própria PETROBRAS na Bacia de Santos (PMPAS, PMC, PMTE), sintetizadas no subitem **"II.5.1.4 – Paisagem Acústica Submarina"**.

As informações apresentadas no no subitem **"II.5.1.4 – Paisagem Acústica Submarina"** indicam um incremento significativo no nível de ruídos na região do Polo Pré-Sal e menor frequência de cetáceos (tanto ondocetos, como misticetos) nas regiões com maior nível de ruído.

Solicita-se, portanto, que os resultados dos referidos projetos sejam considerados na discussão do impacto à luz das referências utilizadas, de modo a esclarecer as possíveis conseqüências do incremento no nível de ruídos no comportamento da comunidade neotônica. A partir dessa discussão a avaliação do impacto deverá ser revista.

Como medidas a serem adotadas, o EIA indica o *"monitoramento de longo prazo com objetivo principal a avaliação dos potenciais impactos das atividades de produção e escoamento de petróleo e gás natural do polo pré-sal da Bacia de Santos sobre os cetáceos (baleias e golfinhos)"* fazendo menção à utilização do Projeto de Monitoramento de Cetáceos (PMC-BS).

Ressalta-se outros projetos regionais em execução devem ser considerados no monitoramento do impacto, em especial o Projeto de Monitoramento da Paisagem Acústica Submarina (PMPAS-BS) e o Projeto de Monitoramento do Tráfego de Embarcações (PMTE).

O17 – Perturbação das aves marinhas pela geração de luminosidade

A descrição do impacto se limita a fazer referência ao impacto equivalente da fase de instalação (I16), que, conforme indicado anteriormente, apresentou *"discussão inespecífica que sequer menciona o fator ambiental em questão (aves marinhas), embora mencione peixe e cefalópodes"*, tendo sido solicitada a revisão da avaliação do impacto (I16).

Solicita-se, portanto, que o presente impacto (O17) também tenha sua avaliação revista.

O18 – Perturbação das aves marinhas pela presença dos FPSOs

A descrição do impacto se limita a indicar que *"Os impactos previstos guardam similaridade com aqueles descritos no impacto I15"*, da fase de instalação, o que, considerando as especificidades e duração da fase de operação, é impreciso e insuficiente.

Solicita-se, portanto, que o impacto seja adequadamente descrito e avaliado.

II.6.1.6.1.1.2.4 – Fase de Descomissionamento

D6 – Perturbação no nécton pela geração de ruídos

A descrição do impacto se limita a fazer referência ao impacto equivalente da fase de instalação (I13). Assim como para o impacto I13, a magnitude do impacto foi classificada como **baixa** sem qualquer justificativa ou referência aos critérios propostos no EIA, enquanto no processo de licenciamento ambiental do Etapa 3 este impacto foi considerado de **média magnitude**.

Também como para o impacto I13 e de forma distinta do EIA da Etapa 3 do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos, foi indicado que o impacto, *"De acordo com a distância da área de atividade em relação a costa"*, **não afeta**

UCs, o que desconsidera o tráfego de embarcações para as bases de apoio.

Conforme indicado nas análises dos impactos I13 e O12, a descrição do impacto não levou em consideração as informações geradas pelos programas de monitoramento executados pela própria PETROBRAS na Bacia de Santos (PMPAS, PMC, PMTE), sintetizadas no subitem "**II.5.1.4 – Paisagem Acústica Submarina**".

As informações apresentadas no no subitem "**II.5.1.4 – Paisagem Acústica Submarina**" indicam um incremento significativo no nível de ruídos na região do Polo Pré-Sal e menor frequência de cetáceos (tanto ondocetos, como misticetos) nas regiões com maior nível de ruído.

Solicita-se, portanto, que os resultados dos referidos projetos sejam considerados na discussão do impacto à luz das referências utilizadas, de modo a esclarecer as possíveis consequências do incremento no nível de ruídos no comportamento da comunidade neotônica. A partir dessa discussão a avaliação do impacto deverá ser revista.

Como medidas a serem adotadas, o EIA indica o "*monitoramento de longo prazo com objetivo principal a avaliação dos potenciais impactos das atividades de produção e escoamento de petróleo e gás natural do polo pré-sal da Bacia de Santos sobre os cetáceos (baleias e golfinhos)*" fazendo menção à utilização do Projeto de Monitoramento de Cetáceos (PMC-BS).

Ressalta-se outros projetos regionais em execução devem ser considerados no monitoramento do impacto, em especial o Projeto de Monitoramento da Paisagem Acústica Submarina (PMPAS-BS) e o Projeto de Monitoramento do Tráfego de Embarcações (PMTE).

D8 – Perturbação das aves marinhas pela geração de luminosidade

A descrição do impacto se limita a fazer referência ao impacto equivalente da fase de instalação (I16), que, conforme indicado anteriormente, apresentou "*discussão inespecífica que sequer menciona o fator ambiental em questão (aves marinhas), embora mencione peixe e cefalópodes*", tendo sido solicitada a revisão da avaliação do impacto (I16).

Solicita-se, portanto, que o presente impacto (D8) também tenha sua avaliação revista.

II.6.1.6.1.2 – Impactos Potenciais

II.6.1.6.1.2.2 – Fase de Instalação

I20 – Perturbação de cetáceos e quelônios pela colisão de embarcações de apoio em trânsito

Conforme indicado anteriormente, de acordo com as orientações do Termo de Referência, este impacto deve ser classificado como **efetivo/operacional**, e não como potencial ("*associado a condições anormais do empreendimento*").

Como medidas associadas à prevenção e monitoramento do impacto, o EIA aponta o Projeto de Educação Ambiental dos Trabalhadores (PEAT), o Projeto de Monitoramento de Praias (PMP-BS) e o Projeto de Monitoramento de Cetáceos (PMC-BS).

I21 – Introdução e/ou disseminação de espécies exóticas invasoras (EEI) via transporte dos FPSOs

Conforme indicado anteriormente, de acordo com as orientações do Termo de Referência este impacto deve ser classificado como **efetivo/operacional**, e não como potencial ("*associado a condições anormais do empreendimento*").

O EIA considera o fator ambiental afetado de **baixa sensibilidade**, sem, no entanto, deixar claro a que fator está se referindo. Observa-se, nesse sentido, que alguns dos FPSO provenientes do exterior podem permanecer temporariamente em áreas costeiras, com fatores ambientais de **alta sensibilidade**, resultando em um impacto de **grande importância** (como considerado no EIA da Etapa 3).

Além do atendimento à NORMAN 20, referente ao controle da água de lastro, o EIA aponta como medidas mitigadoras para os cascos construídos fora do Brasil:

"- Pintura com tinta anti-incrustante no dique seco.

- Limpezas regulares do casco e de áreas nicho enquanto o casco permanecer flutuando na área de origem.

- Limpeza da macroincrustação, caso existente, antes da saída da área de origem.

- Inspeção dos cascos antes de suas saídas seja para outras áreas ou para a área definitiva de produção."

O EIA faz, ainda, referência ao Projeto de Prevenção e Controle de Espécies Exóticas Invasoras (PPCEX), indicando as seguintes medidas preventivas:

"- Aplicação de tinta anti-incrustante livre de estanho nos cascos de unidades construídas no Brasil ou no exterior,

- Limpeza de cascos oriundos do exterior antes da vinda para o Brasil,

- Ações preventivas de incrustação por coral-sol em estaleiros brasileiros,
- Inspeção e docagens de classe das embarcações prestadoras de serviço,
- Gerenciamento de frota de maneira que as embarcações permaneçam mais restritas quando atuarem nas Bacias de Espírito Santo, de Campos e de Santos (em relação ao Nordeste)."

Diante das medidas propostas, ressalta-se que a responsabilidade da empresa frente ao licenciamento será medida com a confirmação de casco limpo pela empresa, antes de sua entrada em mar territorial brasileiro ou antes de sua movimentação entre diferentes regiões da costa brasileira.

Observa-se, ainda, que o histórico envolvendo bioincrustações das estruturas que iniciaram atividades no próprio Pré-Sal da Bacia de Santos nos últimos anos, como a P-66, P-69 e P-71, demonstra que a probabilidade de bioincrustação por coral-sol não é remota e que a PETROBRAS deve buscar o aprimoramento contínuo das medidas de controle e monitoramento.

Embora, por vezes, o item mencione medidas associadas a embarcações de apoio, observa-se que o impacto I21 não se refere a este aspecto ambiental, não tendo o EIA considerado separadamente o impacto de introdução e/ou disseminação de espécies exóticas invasoras (EEI) via trânsito de embarcações de apoio. Solicita-se, portanto, que este impacto seja avaliado, tanto para a fase de instalação, como para as fases de operação e descomissionamento.

I23 – Perturbação da ictiofauna pelo vazamento de combustível no mar

Embora o impacto mencione apenas a ictiofauna, a descrição e avaliação abordam o nécton de forma mais ampla, incluindo cetáceos e quelônios. Solicita-se, portanto, que a nomenclatura do impacto seja ajustada.

II.6.1.6.1.2.2.3 – Fase de Operação

O23 – Perturbação de cetáceos e quelônios pela colisão de embarcações de apoio em trânsito

Conforme indicado anteriormente, de acordo com as orientações do Termo de Referências este impacto deve ser classificado como efetivo/operacional, e não como potencial (“associado a condições anormais do empreendimento”).

Como medidas associadas à prevenção e monitoramento do impacto, o EIA aponta o Projeto de Educação Ambiental dos Trabalhadores (PEAT), o Projeto de Monitoramento de Praias (PMP-BS) e o Projeto de Monitoramento de Cetáceos (PMC-BS).

O24 – Alteração na diversidade biológica do plâncton e do bentos pela introdução e/ou disseminação de espécies exóticas invasoras (EEI)

Conforme indicado anteriormente, de acordo com as orientações do Termo de Referências este impacto deve ser classificado como efetivo/operacional, e não como potencial (“associado a condições anormais do empreendimento”).

Para descrição do impacto, o EIA se reporta ao impacto equivalente da fase de instalação (I21), sendo pertinentes, portanto, as mesmas considerações/solicitações.

Ressalta-se, no entanto, que cada fase do empreendimento (instalação, operação, descomissionamento) possui especificidades que definem a forma de incidência do impacto e às medidas de controle pertinentes, não cabendo, por exemplo, para a fase de operação, a proposição de medidas referentes ao trânsito do FPSO que já teria ocorrido.

O25 – Perturbação do plâncton pelo vazamento de produtos químicos no mar; e

O27 – Perturbação do nécton pelo vazamento de produtos químicos no mar

O EIA indica que estes impactos não incidem sobre UCs “Devido as embarcações de apoio transportarem somente fluido hidráulico e tintas em áreas contidas”, o que não condiz com a caracterização da atividade que indica a necessidade de transporte de outros produtos químicos, incluindo alguns com elevado potencial tóxico para a biota. Solicitam-se, portanto, esclarecimentos e revisão.

II.6.1.6.1.2.2.4 – Fase de Descomissionamento

D12 – Perturbação de cetáceos e quelônios pela colisão de embarcações de apoio em trânsito

Conforme indicado anteriormente, de acordo com as orientações do Termo de Referências este impacto deve ser classificado como efetivo/operacional, e não como potencial (“associado a condições anormais do empreendimento”).

D13 – Disseminação de espécies exóticas invasoras (EEI) via transporte dos FPSOs

Conforme indicado anteriormente, de acordo com as orientações do Termo de Referências este impacto deve ser classificado como efetivo/operacional, e não como potencial (“associado a condições anormais do empreendimento”).

Para descrição do impacto, o EIA se reporta ao impacto equivalente da fase de instalação (I21), sendo pertinentes, portanto, as mesmas considerações/solicitações.

Ressalta-se, no entanto, que cada fase do empreendimento (instalação, operação, descomissionamento) possui especificidades que definem a forma de incidência do impacto e às medidas de controle pertinentes.

Deverão ser apresentadas complementações em atendimento às considerações/solicitações referentes à avaliação dos impactos, não sendo necessária a reapresentação de todo o subitem "II.6.1.6.1 – Impactos sobre os Meios Físico e Biótico". No entanto, as Matrizes de Impactos referentes aos meios físico e biótico ("Anexo II.6.1.6.1.1.3-1" e "Anexo II.6.1.6.1.2.3-1") deverão ser revistas e reapresentadas.

Observa-se que o Termo de Referência apontou que deveriam ser observadas na avaliação de impactos as solicitações da Fundação Florestal do Estado de São Paulo apresentadas na INFORMAÇÃO TÉCNICA GT Pré Sal N° 003/2020 de 25.8.2020 (SEI nº 8656210), algumas das quais, aparentemente, não foram plenamente atendidas. No entanto, considerando que a própria Fundação Florestal deverá tecer suas considerações sobre o EIA encaminhado, aguarda-se sua manifestação para que seja encaminhada prontamente a PETROBRAS tão logo seja recebida no IBAMA. Assim, eventuais solicitações adicionais constantes de uma nova manifestação da Fundação Florestal deverão ser consideradas na revisão da Avaliação de Impactos Ambientais.

II.6.1.6.2 – Impacto sobre o Meio Socioeconômico

II.6.1.6.2.1 – Impactos Efetivos/Operacionais

P1 – Geração de expectativa

No impacto "**P1 – Geração de expectativa**", ressalta-se que, além dos elementos contidos na descrição do impacto, o efeito também se mostra com maior magnitude nos locais onde a cadeia produtiva da indústria do petróleo associada ao empreendimento em licenciamento se mostra mais explícita. É o caso das regiões próximas aos terminais marítimos recebedores de óleo e de unidades de tratamento de gás natural. Isso se deve, no caso dos terminais, ao movimento de grandes embarcações transportando produtos perigosos próximos à costa e seus respectivos impactos e riscos à atividade pesqueira artesanal.

P2 – Mobilização da sociedade civil

O impacto "**P2 – Mobilização da sociedade civil**" é descrito como um impacto positivo. É necessário alterar esse impacto para "aprofundamento de conflitos socioambientais", de caráter negativo, relacionado ao impacto indutor da "geração de expectativas", com os devidos desdobramentos na descrição do impacto e medidas a serem adotadas.

I29 – Aumento da pressão sobre a infraestrutura de tratamento e disposição final de resíduos sólidos

Segundo o EIA a destinação final dos resíduos gerados pelo desenvolvimento dos empreendimentos da Etapa 4 do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos pressiona a infraestrutura de tratamento e destinação final de resíduos sólidos, levando à ampliação ou criação de novas áreas de disposição final de resíduos e também ao uso de tecnologias diversas para tratamento de resíduos. Não foram apresentadas informações sobre a criação e uso de tecnologias para tratamento de resíduos, indicando que para todas as fases do projeto a disposição final dos resíduos gerados será feita em aterros e empresas privados e devidamente licenciados.

O EIA apresenta a estimativa de que na fase de instalação um DP ou Piloto de Longa Duração gere 160,88 toneladas de resíduos, dos quais cerca de 70% sejam da Classe I, perigosos. "*De acordo com os dados de geração de resíduos presentes na Caracterização do empreendimento (item II.2), são esperadas 2.091,43 toneladas de resíduos para toda a etapa de instalação, sendo 1.432,12 toneladas de resíduos Classe I – perigosos*". Na fase de Operação um DP ou Piloto de Longa Duração gera 169 toneladas de resíduos, dos quais cerca de 53,92% sejam da Classe I, perigosos. "*Com base nos dados da geração observada no PCP em 2019, são esperadas 29.932,25 toneladas/ano de resíduos, sendo 19.928,63 toneladas/ano de resíduos Classe I – perigosos*" na fase de operação.

Indica ainda não ser possível definir com precisão as áreas prioritárias para o tratamento e disposição final dos resíduos. "*Monitoramento realizado pela Petrobras dentro do Programa de Controle da Poluição (PCP), demonstra serem diversas as empresas que recebem, tratam e dispõem os resíduos sólidos gerados pelas atividades da empresa na Bacia de Santos. Nesse sentido, pode-se inferir que, por mais que as áreas portuárias do Rio de Janeiro e Niterói se destaquem para o recebimento de resíduos sólidos, o tratamento e disposição desses resíduos têm abrangência suprarregional*".

O subitem deve ser complementado pela inserção de dados que indiquem os locais/municípios principais de destinação final de resíduos e rejeitos com base nos relatórios de destinação das Etapas 1, 2 e 3 do Pré-sal, acrescentando informações que possibilitem verificar de forma didática o incremento aportado por cada Etapa por município. Ressalta-se ainda que este impacto e seu aspecto gerador são fatores de indução do impacto Interferência no uso, ocupação e valor do solo.

I31 – Aumento no tráfego marítimo pela movimentação de embarcações de apoio

Complementar a caracterização deste impacto por meio da apresentação e explicação da variação/incremento da quantidade/densidade de embarcações em circulação que viabilizam as atividades

offshore e da identificação das áreas de passagem, manobra e fundeio utilizadas para o desenvolvimento das atividades da PETROBRAS na Bacia de Santos (Etapas 1, 2, e 3, AGBS, e demais projetos que compartilham as mesmas áreas/instalações), qualificando os impactos do trânsito das embarcações de apoio e de navios aliviadores próximos aos principais terminais recebedores de óleo.

Por fim, reitera-se solicitação feita anteriormente, de inclusão do impacto do aumento no tráfego marítimo pela movimentação de embarcações de alívio, onde deve ser informada a previsão de periodicidade da transferência do óleo extraído dos FPSO para os navios aliviadores que fazem o transporte para a terra (Etapas 1, 2, e 3 e demais projetos que compartilham as mesmas áreas/instalações), indicando os principais destinos e a quantidade prevista de embarcações envolvidas no processo. Utilizar como referência a capacidade de armazenamento dos navios; as operações ship-to-ship realizadas, identificando-as (localização, tempo de operação, data); a experiência de alívio de projetos similares; e os relatórios correspondentes dos projetos regionais condicionados à empresa pelo Licenciamento Ambiental Federal, notadamente o Projeto de Monitoramento do Tráfego de Embarcações – PMTE.

134 – Aumento na pressão sobre populações tradicionais

Segundo os Relatórios de Caracterização dos microterritórios (MTs) de Norte de Paraty, Norte de Ubatuba II e Territórios Caiçaras do Sul de Paraty e relatório analítico de perdas e danos decorrentes da presença da economia de petróleo e gás em comunidades tradicionais do litoral sul-fluminense e norte paulista, existe a *“falta de uma visão suficientemente sistêmica, que consiga abarcar o conjunto de inter-relações e a indissociabilidade existente na dinâmica cotidiana dos povos tradicionais. Dinâmica essa em que as dimensões físicas, bióticas, culturais, econômicas, de saúde e sociais estão diretamente conectadas, tendo como pano de fundo e elemento primordial para promoção do bem viver comunitário o território em condições sustentáveis e saudáveis”*. Estes documentos são parte dos produtos advindos do desenvolvimento relacional dos Projetos de Educação Ambiental (Projeto Redes) e de Caracterização dos Territórios Tradicionais (PCTT) ou Projeto POVOS.

No âmbito destes documentos estão ainda considerações sobre impactos apresentados no EIA, como o já citado impacto da mobilização da sociedade civil, que não contemplariam as especificidades e percepções destas populações e territórios, que entendem as atividades desenvolvidas no Polo Pré-sal da Bacia de Santos como grandes indutoras de transformações na região que tendem a agravar os processos de vulnerabilização dos territórios tradicionais. Abrangentemente os processos de vulnerabilização são referidos por ações, fenômenos e impactos como a especulação imobiliária; o crescimento desordenado; as limitações impostas por unidades de conservação; as deficiências e dificuldades de acesso a direitos, políticas públicas e geração de renda; além de ameaças relacionadas às mudanças climáticas, à desigualdade socioeconômica e ao racismo ambiental, ressaltando neste aspecto a vulnerabilidade aos impactos das mudanças climáticas. Segundo um dos relatórios *“essa região representa níveis preocupantes quanto ao Índice de Vulnerabilidade Ambiental, com destaque para os eventos climáticos extremos (Barata & Confalonieri, 2011). A região também apresentou a média regional mais alta referente ao índice de vulnerabilidade geral, composto pelos índices relativos ao ambiente e à saúde”*.

Outros impactos que têm compreensão diferente da apresentada no EIA e foram ressaltados nestes documentos são referentes, por exemplo, à alteração da paisagem em função da proximidade dos grandes empreendimentos e do tráfego e fundeio de embarcações; ao aumento de casos de poluição provocados por embarcações de apoio às atividades de E&P; aumento da geração de resíduos e da poluição marinha, atmosférica e luminosa decorrente do aumento no tráfego de navios; contaminação ambiental; contaminação do pescado devido à presença de óleo no mar, dentre outros que afetam a saúde e a qualidade ambiental; além de impactos à pesca artesanal que indicam que os municípios de **São Sebastião/SP, Ubatuba/SP, Paraty/RJ, Angra dos Reis/RJ e Mangaratiba/RJ** também deveriam integrar a Área de Influência por este critério. As fontes apresentadas para esta afirmação são: o "Projeto de Caracterização socioeconômica da atividade de pesca e aquicultura na Bacia de Santos - PCSPA-BS"; e a Carta da Colônia de Pesca Z-14 de São Sebastião.

Neste sentido indica-se para este impacto a incorporação no presente EIA, por meio do acolhimento das manifestações e do estabelecimento de diálogo com estes produtos, das discussões e estudos realizados no âmbito dos projetos condicionados nas Etapas 1, 2 e 3 do Polo Pré-sal a Bacia de Santos que se debruçaram na caracterização da ocorrência, do entendimento e da percepção dos impactos causados pela cadeia de exploração de Petróleo e Gás sobre os territórios tradicionais, com a intenção de melhorar o desenho de estratégias de enfrentamento dos conflitos e processos de vulnerabilização identificados por estas populações.

Indica-se ainda a incorporação do Projeto de Caracterização dos Territórios Tradicionais – PCTT no âmbito dos projetos ambientais de controle, monitoramento e mitigação no presente EIA.

Deverão ser apresentadas complementações em atendimento às considerações/solicitações referentes à avaliação dos impactos, não sendo necessária a reapresentação de todo o subitem **“II.6.1.6.2 – Impactos sobre o Meio Socioeconômico”**. No entanto, as Matrizes de Impactos referentes ao socioeconômico deverão ser revistas e reapresentadas.

Reitera-se que o Termo de Referência apontou que deveriam ser observadas na avaliação de impactos as solicitações da Fundação Florestal do Estado de São Paulo apresentadas na INFORMAÇÃO TÉCNICA GT Pré Sal N° 003/2020 de 25.8.2020 (SEI nº 8656210), algumas das quais, aparentemente, não foram plenamente atendidas. No entanto, considerando que a própria Fundação Florestal deverá tecer suas considerações sobre o EIA encaminhado, aguarda-se sua manifestação para que seja encaminhada prontamente a PETROBRAS tão logo seja recebida no IBAMA. Assim, eventuais solicitações adicionais constantes de uma nova manifestação da Fundação Florestal deverão ser consideradas na revisão da Avaliação de Impactos Ambientais.

II.6.1.6.3 Impacto sobre Unidades de Conservação

O EIA indicou que 8 impactos efetivos/operacionais sobre os meios físico e biótico – incluindo 6 (seis) daqueles erradamente classificados como potenciais – podem afetar unidades de conservação, mais especificamente aqueles relacionados ao trânsito de embarcações e transporte dos FPSO: **“Perturbação no nécton pela geração de luminosidade”** (I14, D7); **“Perturbação de cetáceos e quelônios pela colisão de embarcações de apoio em trânsito”** (I20, O23, D12); **“Introdução e/ou disseminação de espécies exóticas invasoras (EEI)”** (I21, O24, D13).

Observa-se que outros impactos poderão ser considerados a depender das complementações solicitadas do item **“II.6.1.6.1 – Impactos sobre os Meios Físico e Biótico”**, especialmente aquelas relacionadas aos impactos associados ao trânsito de embarcações como a **“Perturbação no nécton pela geração de ruídos”** (I13, O12, D6) e **“Perturbação em aves marinhas pela geração de luminosidade”** (I16, O17, D8).

Considerando que **“as bases de apoio marítima mais utilizadas na Bacia de Santos são as áreas portuárias do Rio de Janeiro e Niterói, localizadas na Baía de Guanabara”**, o EIA indica que **“espera-se que as unidades de conservação costeiras e marítimas localizadas na Baía de Guanabara e nas áreas adjacentes a esta, sofram mais os impactos do tráfego das embarcações de apoio. Sendo assim, a UC identificada que terá sua área e zona de amortecimento sobreposta pelas rotas das embarcações é a ARIE da Baía de Guanabara”** (EIA, II.6, p. 674/690). **(grifo nosso)**

Observa-se que para os impactos associados ao **“transporte dos FPSO”** (I21, D13), o EIA também indicou a ARIE Baía de Guanabara como potencialmente afetada. No entanto, tal premissa é improcedente, uma vez que os FPSO poderão ser trazidos para outros estaleiros que não na Baía de Guanabara. Solicita-se, portanto, a devida complementação, tratando especificamente destes impactos.

Foram identificados ainda 11 impactos efetivos/operacionais sobre o meio socioeconômico que podem afetar UCs, **“gerados decorrência do aumento da movimentação de embarcações [I31, I39, I43, O35, O43, O47, D22, D23, D25] e pelo uso e ocupação do solo [I30, O34]. Dessa forma, espera-se que as unidades de conservação inseridas nos municípios de base de apoio e municípios limítrofes, mais especificamente as UCs costeiras e marítimas localizadas na Baía de Guanabara, identificadas no item II.5.2.1 Unidades de Conservação, sofram maior pressão das atividades”**.

Os impactos potenciais que podem vir a afetar UCs, estão relacionados à possibilidade de vazamento de combustível e/ou óleo no mar.

O **“Quadro II.6.1.6.2.2.4-2”** (EIA, II.6, p. 679/690) indica 175 UC que, segundo as modelagens de óleo, apresentam possibilidade de serem atingidas em potenciais acidentes nos blocos de produção da Etapa 4 do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos, bem como as probabilidades máximas referentes ao cenário integrado entre os oito pontos de modelagem considerando o pior cenário (afundamento do FPSO). As UC com maiores probabilidade de toque – todas localizadas no estado de Santa Catarina – são APA da Baleia Franca (30,3%), no período de janeiro a julho; e PNM Maciço da Costeira (35,4%), PNM da Galheta (39,8%), PNM Lagoa Jacaré das Dunas do Santinho (43,3%), PNM da Lagoinha do Leste (45,6%), PNM das Dunas da Lagoa da Conceição (38,4%), APA do Entorno Costeiro (42,8%), MN Municipal Lagoa do Peri (35,1%), PNM da Lagoa do Peri (34,5%), APA Ponta do Aracá (31,0%), PNM da Galheta (Florianópolis) (31,0%), PE da Serra do Tabuleiro (51,1%), PE do Rio Vermelho (37,6%), APA da Baleia Franca (55,6%) e REBIO Marinha do Arvoredo (40,7%), no período de julho a dezembro.

O EIA indica que:

“Em caso de vazamento de óleo na Bacia de Santos será acionado imediatamente o Plano de Emergência para Vazamento de Óleo da Área Geográfica da Bacia de Santos (PEVO-BS), com disponibilização de recursos materiais e humanos em tempo hábil, pois os tempos de chegada dos recursos são menores do que os tempos de toque na costa.” (EIA, II.6, p. 684/690) **(grifo nosso)**.

No entanto, não foram apresentados os tempos de toque nas UC.

Solicita-se, portanto, que a tabela seja complementada com indicação dos menores tempos de toque em cada UC, bem como uma complementação da discussão que justifique a afirmativa transcrita acima diante dos tempos de toque apresentados.

II.6.2 – Modelagem da Dispersão de Óleo

Este item foi preliminarmente analisado pelo Parecer Técnico nº 286/2022-Coprod/CGMac/Dilic de 28.6.2022 (SEI nº 12895074), que solicitou esclarecimentos e complementações.

A PETROBRAS, através da Carta SMS/LCA/LIE&P-FC 0251/2022 (SEI nº 13952452) encaminhou sua Resposta ao Parecer Técnico nº 286/2022-Coprod/CGMac/Dilic (SEI nº 13952453).

Assim, o presente parecer técnico analisa esta resposta apresentada pela PETROBRAS, seguindo a estrutura adotada no respectivo documento:

Comentário/Questionamento 17: *“O Termo de Referência também havia solicitado que fossem apresentadas as animações datadas dos resultados das simulações determinísticas, com representação da evolução dos vetores de correntes. Foi informado que as animações foram entregues, porém os arquivos não foram encontrados. Em resposta ao presente parecer técnico, devem ser apresentadas as animações das simulações determinísticas em conformidade com o determinado pelo Termo de Referência.”* (Parecer Técnico nº 286/2022-Coprod/CGMac/Dilic)

A Empresa apresentou as animações conforme solicitado.

II.8 RESUMO DOS CENÁRIOS SIMULADOS

II.8.2 Critérios de Parada Adotados nas Simulações

Comentário/Questionamento 18: *“Foi informado que em todos os casos foi adotado como critério de parada do modelo o período de 30 dias após o término do vazamento. Desta forma os vazamentos de 8 m³ e 200 m³ foram simulados por 30 dias e os de pior caso com vazamento ao longo de 24 horas por 31 dias. Contudo, ao mesmo tempo, foi informado que a duração das simulações de pior caso foi de 60 dias. Em resposta ao presente parecer técnico, devem ser apresentados os esclarecimentos necessários, sendo corrigida a informação divergente sobre o tempo de parada adotado na simulação de pior caso.”* (Parecer Técnico nº 286/2022-Coprod/CGMac/Dilic)

A empresa apresentou a correção da informação. Solicita-se que esta alteração conste na revisão do estudo, com o registro de controle de alteração.

Comentário/Questionamento 19: *“No “Anexo E” da modelagem foi apresentada uma análise de probabilidades em células adjacentes e na coluna d’água. De acordo com as informações apresentadas, foi realizada uma varredura dos shapefiles, em um raio de até 2 Km da linha de costa, utilizando os resultados integrados de pior caso para as probabilidades de óleo na superfície e na coluna d’água. Em resposta ao presente parecer técnico, deve ser esclarecido se estes resultados foram ou não adotados no estudo realizado, sendo apresentadas as devidas justificativas para a decisão de incluí-los ou não. No caso dos resultados terem, de fato, sido incorporados ao estudo, deve ser apontada e detalhada a abordagem adotada nesta utilização.”* (Parecer Técnico nº 286/2022-Coprod/CGMac/Dilic)

A empresa informou que não utilizou os dados das células adjacentes na apresentação dos resultados da modelagem e justificou com a apresentação de informações que as diferenças não foram significativas e que não acarretariam alteração na área de estudo. Solicita-se que estas informações e a comparação realizada conste na revisão do estudo, com o registro de controle de alteração.

III.1 Simulações Probabilísticas

Cenário de médio vazamento (200,0 m³)

Comentário/Questionamento 20: *“Para os vazamentos de 200 m³ também não ocorreu toque de óleo na costa em nenhum dos 8 pontos modelados. A menor distância do óleo até a costa foi observada no cenário para o Ponto P1, no período de janeiro a julho, nas Ilhas Rasa, Rio de Janeiro (RJ). Cabe destacar que para a modelagem apresentada para a Atividade de Produção e Escoamento de Óleo e Gás do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos - Etapa 3 foi verificado toque de óleo na costa para os vazamentos de 200 m³ em 4 dos 7 pontos de modelagem definidos, também contando com pontos de modelagem mais próximos à costa entre as isóbatas de 800 e 2.000 m de profundidade e alguns em localização próxima aos atuais; possuindo óleos com características muito próximas; e utilizando dados de entrada bastante semelhantes. Em resposta ao presente parecer técnico, devem ser apresentadas as justificativas necessárias para a apresentação destas diferenças entre os resultados da Modelagem de Dispersão de Óleo realizada para a Etapa 3 do Polo Pré-Sal e da Modelagem de Dispersão de Óleo realizada para a Etapa 4 do Polo Pré-Sal para as descargas de 200 m³.”* (Parecer Técnico nº 286/2022-Coprod/CGMac/Dilic)

A empresa justificou que as diferenças foram causadas devido ao aprimoramento do modelo Oscar, que passou da versão 6,5 para a versão 12,1, e apresentou estudos comparativos para comprovar. Esta informação demonstra que pequenas alterações e ajustes nos modelos podem gerar diferenças significativas. Solicita-se que sejam apresentadas as principais melhorias e atualizações que ocorreram da versão 6,5 para a versão 12,1 do modelo Oscar, e que as informações sobre a evolução do modelo, principais diferenças entre as versões e a interpretação das consequências sobre os resultados constem da revisão do estudo, com o registro de controle de alteração.

Cenário de Pior Caso (460.000 m³)

Comentário/Questionamento 21: *“Em resposta ao presente parecer técnico, devem ser apresentadas as justificativas necessárias para a apresentação destas diferenças entre os resultados da Modelagem de Dispersão de Óleo realizada para a Etapa 3 do Polo Pré-Sal e da Modelagem de Dispersão de Óleo realizada para a Etapa 4 do Polo Pré-Sal para as descargas de Pior Caso.”* (Parecer Técnico nº 286/2022-Coprod/CGMac/Dilic)

A empresa justificou que as diferenças podem ter sido causadas pela diferente localização do ponto de vazamento.

Comentário/Questionamento 22: *“Diante dos resultados das simulações probabilísticas que mostraram a tendência do óleo em entranhar em coluna d’água, recomenda-se que a PETROBRAS considere estas características de deriva e intemperismo do óleo para a confecção de suas estratégias de atendimentos à emergência de derrame de óleo no mar. O*

maior volume de óleo na costa informado foi de 12.653,26 ton/Km em Guaratuba (PR), ocorrendo no período de janeiro a julho para o ponto P8. Na "Tabela III-8" (EIA, Anexo II.6.2, pág. III-162/364) foram apresentados os percentuais de simulações com toque na costa e média do tempo do primeiro toque, sendo possível observar que um maior percentual ocorre no período de julho a dezembro, sendo o maior percentual de toque de 71% (P8). Na interpretação da tabela foi descrito que: "Observa-se que o percentual de simulações com toque na costa é superior nos cenários do período de janeiro a junho." Em resposta ao presente parecer técnico deve ser apresentada a correção da informação." (Parecer Técnico nº 286/2022-Coprod/CGMac/Dilic)

A empresa apresentou a correção da informação. Solicita-se que esta alteração conste na revisão do estudo, com o registro de controle de alteração.

Comentário/Questionamento 23: "Foi apresentada a "Tabela III-14" (EIA, Anexo II.6.2, pág. III-221/364) com o resumo dos resultados probabilísticos presentes no interior de estuários/baias, para os municípios localizados nestes corpos hídricos, considerando o resultado integrado mais crítico, para vazamentos de pior caso, no período de julho a dezembro. A tabela apresentada está de acordo com o que foi solicitado no Termo de Referência, porém não apresentou todas as informações. Em resposta ao presente parecer técnico a tabela deve ser reapresentada com informações complementares referentes ao período de janeiro a junho e a inclusão dos demais municípios, como aqueles banhados pela Baía de São Vicente (SP) e Lagoa de Araruama (RJ), dentre outras regiões estuarinas." (Parecer Técnico nº 286/2022-Coprod/CGMac/Dilic)

A empresa esclareceu o questionamento e informou que: "Essas tabelas compreendem apenas os municípios dos estuários que, devido à resolução da grade do modelo, não são considerados na linha de costa do estuário, não constando nas tabelas de toque nos municípios." Solicita-se que esta informação conste na revisão do estudo, com o registro de controle de alteração.

Comentário/Questionamento 24: "Ao analisar a "Tabela D-3" (EIA, Anexo II.6.2, pág. E-5/42) é possível observar que os percentuais de acréscimo não foram calculados corretamente, pois utilizaram como percentual o valor da diferença entre as probabilidades. A interpretação das tabelas foi apresentada de forma equivocada sendo possível observar diferenças percentuais bastante elevadas, conforme exemplificado na tabela abaixo. Em resposta ao presente parecer técnico deve ser apresentada uma revisão do "Anexo E". No caso da revisão resultar em alterações significativas, os novos resultados devem ser considerados para a definição da área de estudo, diagnóstico, análise de vulnerabilidade, identificação dos componentes com valor ambiental e análise de risco. Os estudos que sofrerem alterações significativas, em decorrência da alteração na apresentação dos resultados da modelagem deverão ser revistos e reapresentados." (Parecer Técnico nº 286/2022-Coprod/CGMac/Dilic)

Tabela 2 - Principais localidades informadas na Tabela D-1 e D-2 com maiores acréscimos de probabilidade de toque de óleo na costa para os resultados integrados, incluindo cálculo dos acréscimos em percentual.

Município	Probabilidade (%) de toque de óleo na costa		
	Superfície	Célula adjacente	Diferença %
Palhoça / Ilha dos Papagaios	17,6	38,8	120,5
Araranguá	18,6	28,1	51,1
Imbituba / Ilha Santana Sul	39,3	48,3	22,9
Palhoça / Ilha Nossa Senhora de Araçatuba	24,1	33,1	37,3
Torres / Ilha dos Lobos	12,8	21,5	68,0
Garopaba / Ilhote do Areal	40,2	48,3	20,2
Arraial do Cabo / Ilha do Farol	7,2	15,2	111,1
Florianópolis / Ilha Mata - Fome	33,4	41,2	23,4
Balneário Camburiú / Ilha das Cabras	16,5	24,0	45,5
Florianópolis / Ilha Irmã do Meio	37,7	45,2	19,9
	Superfície	Coluna d'água	Diferença %
Araranguá	18,6	40,3	116,7
Palhoça / Ilha dos Papagaios	17,6	38,8	120,5
Balneário Rincão	24,9	44,3	77,9
Balneário Arroio do Silva	20,7	38,4	85,5
Jaguaruna	34,3	50,0	45,8
Torres / Ilha dos Lobos	12,8	27,9	112,0
Palhoça / Ilha Nossa Senhora de Araçatuba	24,1	38,4	59,3
Imbituba / Ilha Santana Sul	39,3	52,1	32,6
Balneário Gaivota	20,7	33,4	61,4
Paulo Lopes	34,0	46,3	36,2

A empresa informou que realizou a alteração da nomenclatura, e concluiu que a análise do impacto dos resultados de células adjacentes e de coluna d'água em relação a análise de riscos ambientais e de vulnerabilidade não se mostrou

significativo, não acarretando alteração na Área de Estudo, uma vez que os municípios que tiveram probabilidade alterada para valores superiores a 30%, possuíram tempo de toque de óleo na costa superior a 7 dias.

Ressalta-se que apesar da empresa ter apresentado outra abordagem para a comparação em relação aos valores de diferença entre as probabilidades, os valores calculados em relação as diferenças percentuais entre as probabilidades chegaram a até 120%. Solicita-se que seja incluído no estudo uma explicação contendo a informação sobre a presença de óleo na coluna d'água e em células adjacentes, que por muitas vezes apresentou probabilidades de presença bastante superiores a ocorrida na célula da costa, assim como as consequências sobre a deriva do óleo. Solicita-se que esta informação conste na revisão do estudo, com o registro de controle de alteração.

III.2 Simulações Determinísticas Críticas

Comentário/Questionamento 25: “Nas tabelas entregues em arquivo digital, em Excel, para todos os cenários com toque de óleo na costa, foram apresentados os valores relativos à massa máxima na costa em Ton/Km e extensão de toque. Mesmo considerando a massa em Ton/Km, extensão em Km e a densidade do óleo para o respectivo ponto de forma a obter valores de volume, não foi possível identificar os cenários descritos na "Tabela III-18" (EIA, Anexo II.6.2, pág. III-294/364), que faz referência ao tempo mínimo, volume final da costa em m³ e município do primeiro toque. Em resposta ao presente parecer técnico, devem ser apresentados esclarecimentos sobre como foram obtidos os valores considerados na "Tabela III-18" e em qual arquivo digital estes valores para todos os cenários podem ser consultados.” (Parecer Técnico nº 286/2022-Coprod/CGMac/Dilic)

A Empresa esclareceu que os valores foram calculados a partir da porcentagem de óleo na costa ao final da simulação e que podem ser encontrados no arquivo “Etapa4_P1_JASOND_PC_31D_Prob.xls”. O arquivo indicado foi localizado no Anexo – Arquivos de saída (SEI nº 11106158), assim como as Tabelas de Probabilidades no Anexo (SEI nº 11106171).

Em relação às simulações determinísticas de maior massa na costa, é informado que: “Verifica-se que o maior volume de óleo (119.600 m³) foi decorrente do cenário do ponto P8 no período de janeiro a junho, com o primeiro toque ocorrendo em 363 horas, na Ilha do Xavier (Florianópolis, SC).”

Informação da Tabela III-18 (EIA):

DET_MASSA_P8_JFMAMJ_PC_31D	07/02/2004 07:00	363	Ilha do Xavier (Florianópolis, SC)	119.600,00
----------------------------	---------------------	-----	---------------------------------------	------------

Fazendo uma comparação, considerando o cenário de Pior caso para o P8 no período de janeiro a junho, com as informações do arquivo de saída correspondente ao maior % de óleo na costa, e com a tabela de probabilidades para o município informado acima, tem-se as seguintes informações:

Tabela de probabilidade:

MUNICIPIO	PROBABILIDADE DE OLEO NA COSTA (%)	TEMPO MINIMO DE TOQUE NA COSTA (horas)	TEMPO MEDIO DE TOQUE NA COSTA (horas)	MASSA MAXIMA NA COSTA (ton./km)	EXTENSAO DE TOQUE (km)
Florianópolis/SC - Ilha do Xavier	22,8	289	289	91,6301	2,26
Guaratuba/PR	2,7	530	539	12653,2691	16,7

Arquivo de saída:

Número da Simulação	Ano	Mês	Dia	Hora	Duração do Vazamento (dias)	Vazão (ton/dia)	Superfície (%)	Coluna d' água (Particulada) (%)	Coluna d' água (Dissolvida) (%)	Costa (%)	Evaporado (%)	Biodegradado (%)	Tempo de chegada na costa (dias)	Massa na costa (ton)
207	2004	2	7	7	1	416061,68	03,88	26,19	05,54	25,89	38,51	00,00	15,0833	107709

Fazendo os cálculos a partir da simulação número 207, que foi a que apresentou o maior % na costa, considerando o VPC de 460.000 m³ encontramos 119.094 m³ e 363 horas, e não 119.600 m³ e 361,92 horas. Assim como para os demais cenários, os valores são próximos, mas não exatos. Consultando os arquivos de saída não é possível identificar os municípios atingidos, nem realizar uma comparação com as informações das tabelas de probabilidades, pois nenhuma informação é coincidente. Pela tabela de probabilidade para o cenário descrito, a maior massa na costa seria no município de Guaratuba/PR com 12.653,27 ton./Km, e não Ilha do Xavier. Já no arquivo de saída o maior % na costa coincide com o maior valor de massa na costa, conforme esperado. Já os cenários determinísticos de menor tempo, mesmo sem associação, aparecem com o mesmo menor tempo

informado, tanto nos arquivos de saída quanto nas tabelas, apesar de o volume final de óleo na costa informado em m³ também não coincidir.

Solicita-se esclarecimentos, fazendo referência ao número da simulação e ao número SEI/IBAMA do arquivo de referência sobre:

- Como são realizados os cálculos da massa na costa e, a que área corresponde o volume descrito na última coluna do arquivo de saída;
- Como é feita a identificação dos municípios de cada simulação; e
- Como os dados das tabelas de probabilidades são gerados.

Solicita-se, também, esclarecer por que se utiliza o % de óleo na costa ao final das simulações e não a massa máxima na costa da tabela de probabilidades para a identificação dos cenários determinísticos críticos.

Conforme descrito no "Anexo A", o modelo Oscar calcula o volume máximo de óleo na costa a partir de uma fórmula que considera no cálculo a capacidade de retenção máxima para cada tipo de costa, e desta forma entende-se que existe um limite em função do tipo de substrato, sendo o excedente provavelmente remobilizado para a coluna d'água. Solicita-se esclarecer se estes resultados são os considerados para a definição de maior massa de óleo na costa e se são adequados. Pede-se ainda para explicar como o modelo Oscar representaria um volume de óleo já bastante intemperizado chegando à costa, como bolotas de piche. Solicita-se que estas informações constem na revisão do estudo, com o registro de controle de alteração.

Comentário/Questionamento 26 : *"Foram apresentadas figuras para demonstrar as condições meteorológicas e oceanográficas para as simulações determinísticas críticas, assim como o "Anexo B" com a análise das condições meteorológicas e oceanográficas destas simulações. Foi informado que é possível observar a predominância de ventos na direção NE. Em resposta ao presente parecer técnico, esta informação deve ser detalhada, considerando que ocorre a predominância de ventos NE, indicando ventos na direção de NE-SO, ou seja, ventos provenientes do quadrante N-E."* (Parecer Técnico nº 286/2022-Coprod/CGMac/Dilic)

O texto foi adequado pela empresa. Solicita-se que estas informações constem na revisão do estudo, com o registro de controle de alteração.

Comentário/Questionamento 27: *"Reitera-se que quaisquer alterações nos resultados da Modelagem de Dispersão de Óleo devem, necessariamente, implicar numa reavaliação dos demais itens apresentados no EIA/RIMA, incluindo a definição da própria Área de Estudo. Os itens e subitens que necessitarem de alterações e/ou complementações em decorrência de mudanças nos resultados da modelagem devem ser revistos e reapresentados em resposta ao presente parecer técnico."* (Parecer Técnico nº 286/2022-Coprod/CGMac/Dilic)

A empresa informou que entende não haver necessidade de revisão ou complementação além da já apresentada no presente documento. Ressalta-se, entretanto, que deverá ser reapresentada uma revisão do estudo, consolidando todas as informações requeridas ao longo deste parecer técnico.

Ressalta-se que o estudo de modelagem apesar de tecnicamente aprovado, possui muitas limitações que devem ser consideradas na interpretação dos resultados e não esgota todas as possibilidades de deriva do óleo. Apesar da exigência deste estudo buscar utilizar critérios conservativos, os modelos matemáticos são ferramentas que buscam representar as condições reais, muito úteis no entendimento de alguns padrões, porém seus resultados não podem ser interpretados como verdades absolutas. Ao final do período modelado, é possível observar pelo balanço de massa que um grande percentual de óleo ainda permanece disperso na coluna d'água, principalmente na forma particulada, e desta forma ainda está sujeito aos processos de intemperismo e deslocamento.

Diante dos resultados das simulações probabilísticas que mostraram a tendência do óleo em entranhar em coluna d'água, recomenda-se que a PETROBRAS considere estas características de deriva e intemperismo do óleo para a confecção de suas estratégias de atendimentos à emergência de derrame de óleo no mar e para o monitoramento ambiental.

II.7 – Área de Influência

O EIA informa que na delimitação da Área de Influência da Etapa 4 do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos foram considerados os critérios adotados para a Etapa 3, juntamente com a avaliação de impactos efetivos/operacionais para os meios físico, biótico e socioeconômico, como um refinamento da Área de Estudo proposta em seu item específico.

O "**Quadro II.7.1.1.4-1**" (EIA, II.7, p. 5/11) resumiu os critérios utilizados na definição da Área de Influência para os Meios Físico e Biótico:

- Área de instalação do empreendimento: Local de instalação dos FPSOs, num raio de 500 m ao redor dos Projetos de Desenvolvimento da Produção; e para o sistema submarino, uma distância de 10 metros no entorno das linhas de produção e de 30 metros ao redor dos equipamentos submarinos e sistemas de ancoragem. Também foram consideradas as diretrizes dos gasodutos de exportação (Rota 1, Rota 2 e Rota 3).
- Rotas das embarcações entre o Polo Pré-Sal da Bacia de Santos e as bases de apoio localizadas no Rio de Janeiro/RJ e em Niterói/RJ;

- Rotas das aeronaves entre o Polo Pré-Sal da Bacia de Santos e os Aeroportos de Jacarapaguá, Rio de Janeiro/RJ e Cabo Frio/RJ;
- Áreas suscetíveis aos impactos decorrentes dos descartes de efluentes: raio de 500 m no entorno dos Projetos de Desenvolvimento da Produção.

O "**Quadro II.7.1.2.7-1**" (EIA, II.7, p. 5/11) resume os critérios que foram utilizados na definição da Área de Influência do Meio socioeconômico:

- Terminais Portuários: Niterói (RJ) e Rio de Janeiro (RJ)
- Terminais Aeroportuários: Cabo Frio (RJ) e Rio de Janeiro (RJ)
- Centros administrativos: Rio de Janeiro (RJ) e Santos (SP)
- Gasodutos de Exportação: Macaé (RJ), Maricá (RJ) e Caraguatatuba (SP)
- Unidades de Tratamento de Gás: Macaé (RJ), Itaboraí (RJ) e Caraguatatuba (SP)
- Rede de fornecedores de insumos e serviços: Macaé (RJ), Cabo Frio (RJ), Maricá (RJ), Niterói (RJ), Itaboraí (RJ), Rio de Janeiro (RJ), Caraguatatuba (SP) e Santos (SP)
- Possíveis beneficiários de Royalties (ZPP): Arraial do Cabo (RJ), Saquarema (RJ), Araruama (RJ), Maricá (RJ), Niterói (RJ), Rio de Janeiro (RJ), Ilhabela (SP) e Cananeia (SP)
- Possíveis beneficiários de Royalties (ZPS): Macaé (RJ), Maricá (RJ), Itaboraí (RJ) e Caraguatatuba (SP)
- Interferência com a Pesca e Aquicultura: Niterói (RJ), São Gonçalo (RJ), Itaboraí (RJ), Magé (RJ), Duque de Caxias (RJ) e Rio de Janeiro (RJ)
- Interferência com Turismo: Cabo Frio (RJ), Niterói (RJ) e Rio de Janeiro (RJ)

Em relação aos municípios estabelecidos previamente na Área de Estudo, não foram apresentadas justificativas para a não inclusão na Área de Influência dos municípios: Itaguaí/RJ, Mangaratiba/RJ, Angra dos Reis/RJ, Paraty/RJ, Ubatuba/SP e São Sebastião/SP (pesca); e São Pedro da Aldeia/RJ, Iguaba Grande/RJ, Silva Jardim/RJ, Rio Bonito/RJ, Tanguá/RJ, Barra do Turvo/SP, Jacupiranga/SP, Pariqueira-Açu/SP, Ilha Comprida/SP, Iguape/SP e Guaraqueçaba/PR (royalties ZL). Solicita-se, portanto, que a exclusão de cada um desses municípios seja devidamente justificada.

Independentemente disto, deve ser reavaliada a Área de Influência da Etapa 4 do Polo Pré-Sal, a partir dos levantamentos de dados mais atualizados solicitados pelo presente parecer técnico e das considerações presentes no mesmo, especialmente aquelas relacionadas às bases de apoio marítima efetivamente utilizadas e ao tráfego de navio aliviadores, que, certamente, implicarão na inclusão de novos municípios por mais de um critério, como também: a definição pela utilização do Aeroporto de Maricá/RJ.

A representação espacial da Área de Influência para os meios físico, biótico e socioeconômico foram apresentadas no "**Anexo II.7.1-1**" e no "**Anexo II.7.1-2**", respectivamente.

II.8 – Medidas Mitigadoras e Compensatórias

II.8.1 – Projeto de Monitoramento Ambiental (PMA)

Segundo o EIA, o Projeto de Monitoramento Ambiental (PMA) será atendido por meio do Programa de Monitoramento Ambiental Integrado da Bacia de Santos (PROMAMBI-BS), que se caracteriza como uma abordagem regional e integrada dos esforços de monitoramento ambiental executados como condicionantes ambientais dos empreendimentos de produção de óleo e gás natural desenvolvidos pela Petrobras na Bacia de Santos e que já vem sendo acompanhado por meio do processo 02001.029253/2018-18.

Conforme indicado no EIA, uma proposta inicial do PROMAMBI-BS foi apresentada pela Petrobras por meio da carta SMS/LCA/MPL-E&P/MPL-AGUP-LIBRA-BUZIOS 0170/2021 de 5.7.2021 (SEI nº 10323624 e 10323625). Esta proposta foi analisada pelo Parecer Técnico nº 479/2021-COPROD/CGMAC/DILIC de 1.12.2021 (SEI nº 11390622) que indicou alguns ajustes.

A PETROBRAS por meio da carta SMS/LCA/MPL-E&P/MPL-AGUP-LIBRA-BUZIOS 0025/2022 de 7.1.2022 (SEI nº 11691174 e 11691175), apresentou considerações aos pontos levantados pelo parecer técnico, solicitando a revisão de alguns posicionamentos da equipe técnica responsável por sua elaboração. Estas solicitações foram analisadas pelo Parecer Técnico nº 103/2022-COPROD/CGMAC/DILIC de 25.3.2022 (SEI nº 12051539), que revisou alguns dos posicionamentos anteriores e ratificou outros.

A PETROBRAS por meio da carta SMS/LCA/MPL-E&P/MPL-AGUP-LIBRA-BUZIOS 0261/2022 de 17.5.2022 (SEI nº 12621950), teceu novas considerações (SEI nº 12621953) e apresentou a revisão do PROMAMBI-BS (Rev01) (SEI nº 12621952), em atenção aos pontos levantados pelos pareceres emitidos.

Conforme esta Revisão 01, compõem o PROMAMBI-BS:

- o Programa de Monitoramento Ambiental Específico da Atividade de Produção (PMAEpro), composto por projetos aprovados no âmbito do licenciamento de cada empreendimento de produção e que abrangem diversos

projetos, conforme respectivas matrizes de impactos ou, em alguns casos, considerando ainda demandas específicas do órgão ambiental.

O PMAEpro-BS compreende, basicamente, dois projetos: o Projeto de Monitoramento de Plataformas Representativas (PMPR-BS) e o Projeto de Monitoramento do corpo receptor a 500 m das Plataformas que descartam água produzida na Bacia de Santos (PM500-BS).

O PMPR-BS é realizado em plataformas consideradas mais representativas em cada campo com o objetivo de monitorar os parâmetros físico-químicos na água do mar a fim de verificar a qualidade ambiental no entorno das plataformas. O PMPR-BS também prevê o monitoramento do sedimento e da comunidade bentônica para plataformas em águas rasas (<200m), o que, no entanto, não é o caso dos projetos da Etapa 4 do Polo Pré-Sal.

O PM500-BS é realizado nas plataformas que descartam água produzida, com o objetivo de monitorar parâmetros físico-químicos e ecotoxicológicos da água do mar a 500m do ponto de descarte, visando o atendimento à Resolução CONAMA nº 393/2007 e o enquadramento dos resultados conforme Resolução Conama nº 357/2005.

- Projeto de Monitoramento Ambiental Regional da Bacia de Santos (PMAR-BS), cuja elaboração e desenvolvimento acontecerão após a conclusão do Projeto de Caracterização Regional da Bacia de Santos (PCR-BS), atualmente em andamento no âmbito do Processo IBAMA nº 02022.003032/2005-57 (Perfuração na Área Geográfica da Bacia de Santos (AGBS) - RLO 1006/2011).

Além desses projetos que visam o monitoramento da qualidade do meio ambiente, foram mantidos vinculados ao PROMAMBI-BS o Projeto de Caracterização da Água Produzida e o Projeto de Caracterização do Óleo.

Considerando os novos projetos previstos para a Etapa 4 do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos, o EIA propõe que sejam incorporadas ao PMPR-BS as unidades de produção (FPSO) das áreas de Três Marias, Sagitário, Aram e Uirapuru, que ainda não contam com unidades contempladas no PMPR.

Todas as unidades com descarte de água produzida serão contempladas no PM500.

Ressalta-se que o EIA apresenta algumas informações desatualizadas em relação à Revisão 01 do PROMAMBI-BS, a saber: i) no PMPR serão coletadas amostras de água em 4 (quatro) profundidades e não 3 (três) conforme indicado no EIA; no PM500 serão também considerados os parâmetros temperatura, salinidade, xileno e ecotoxicidade aguda.

A princípio, com as ressalvas acima elencadas, considera-se que a proposta está de acordo com as premissas aprovadas para o PROMAMBI-BS. Contudo, a depender do detalhamento dos projetos a ser apresentado para subsidiar as licenças de instalação e operação poderão ser solicitadas complementações.

II.8.2 – Projeto de Monitoramento da Paisagem Acústica Submarina da Bacia de Santos – PMPAS-BS

O Projeto de Monitoramento da Paisagem Acústica Submarina da Bacia de Santos (PMPAS-BS) encontra-se em execução e vem sendo regularmente acompanhado pela equipe técnica da Coordenação de Produção (COPROD/IBAMA) através do processo IBAMA nº 02001.114291/2017-94, com o apoio de analistas ambientais da Coordenação de Exploração (COEXP/IBAMA). Tem como objetivo geral a caracterização e o monitoramento da paisagem acústica submarina para fins de avaliação dos aspectos e impactos da introdução dos ruídos antropogênicos no meio marinho decorrentes das atividades de exploração e produção de petróleo e gás. O propósito seria trazer subsídios para análises de risco à biodiversidade e estudos de avaliação de impactos sobre a biota marinha.

O item apresenta breve descrição, objetivos e histórico do Projeto, sem mencionar resultados, que foram parcialmente apresentados no item II.5.1.4 deste EIA, e sem a divisão em tópicos utilizada para os demais Projetos, o que se recomenda adotar. Destaca-se que desde o protocolo do presente Estudo houve avanços nas tratativas acerca do 2º Ciclo de execução do Projeto, que deverão estar refletidos nesse item, com as devidas atualizações. Além disso, solicita-se incluir a versão atualizada do Projeto Executivo do PMPAS-BS, caso já aprovada, além de link para consulta ao Relatório mais recente do Projeto.

II.8.3 – Projeto de Monitoramento de Cetáceos da Bacia de Santos – PMC-BS

O Projeto de Monitoramento de Cetáceos da Bacia de Santos (PMC-BS) encontra-se em execução e vem sendo regularmente acompanhado pela equipe técnica da Coordenação de Produção (COPROD/IBAMA) através do processo IBAMA nº 02001.114279/2017-80, com o apoio de analistas ambientais da Coordenação de Exploração (COEXP/IBAMA). Tem como objetivo geral estabelecer bases metodológicas e de dados para o monitoramento de longo prazo de cetáceos na Bacia de Santos e de possíveis interferências sobre estes, gerando parâmetros para a avaliação de impactos potenciais das atividades de produção e escoamento de petróleo e gás, e de outras atividades antrópicas da área de abrangência.

O item é breve e apresenta descrição, objetivos, área de abrangência e resultados esperados de forma sucinta. Entende-se ser possível, a exemplo do que foi apresentado para os demais Projetos, incluir alguns dos principais resultados já alcançados. Devem ser atualizadas as informações pertinentes acerca do Ciclo de médio prazo do Projeto, uma vez que este já foi iniciado. Solicita-se, ainda, que seja apresentada a versão atual e aprovada do Projeto Executivo do PMC-BS e recomenda-se a inclusão de link para consulta ao Relatório mais recente do Projeto.

II.8.4 – Projeto de Monitoramento de Praias da Bacia de Santos – PMP-BS

O Projeto de Monitoramento de Praias da Bacia de Santos (PMP-BS) encontra-se em execução e vem sendo regularmente acompanhado pela equipe técnica da Coordenação de Produção (COPROD/IBAMA) através do processo IBAMA nº [02001.114275/2017-00](#), com o apoio de analistas ambientais da Coordenação de Exploração (COEXP/IBAMA). Tem como objetivo geral avaliar a interferência das atividades de produção e escoamento de petróleo e gás natural na Bacia de Santos sobre os tetrápodos marinhos, compreendendo aves, répteis (quelônios) e mamíferos marinhos através do monitoramento das praias entre Laguna/SC e Saquarema/RJ e do atendimento veterinário aos animais registrados (necropsia e reabilitação).

O item é breve e apresenta descrição, objetivos, área de abrangência e resultados obtidos de forma sucinta. Solicita-se que seja apresentada a versão atual e aprovada do Projeto Executivo Integrado do PMP-BS. Recomenda-se, ainda, incluir link para consulta ao Relatório mais recente do Projeto.

II.8.5 – Projeto de Monitoramento de Impactos de Plataformas e Embarcações sobre a Avifauna da Bacia de Santos – PMAVE-BS

O Projeto de Monitoramento de Impactos de Plataformas e Embarcações sobre a Avifauna da Bacia de Santos (PMAVE-BS) encontra-se em execução e vem sendo regularmente acompanhado pela equipe técnica da Coordenação de Produção (COPROD/IBAMA) através do processo IBAMA nº 02001.120718/2017-93. Tem como objetivo geral o registro de todas as ocorrências envolvendo aves debilitadas, feridas ou mortas encontradas nas plataformas, bem como aglomerações de avifauna nas Unidades Marítimas de produção de petróleo e gás natural da Bacia de Santos. Além do registro, o PMAVE-BS também detalha os procedimentos para captura, coleta, manejo e transporte de avifauna nas unidades marítimas de produção de petróleo e gás natural da Bacia de Santos.

O item é breve e apresenta descrição, objetivos, área de abrangência e resultados obtidos de forma sucinta. Solicita-se que seja incluída referência à Nota Técnica NOT. TEC. 02022.000089/2015-76 CGPEG/IBAMA e seu anexo, que estabelecem as bases para execução do Projeto, bem como seja apresentada a versão atual e aprovada do PMAVE-BS. Recomenda-se, ainda, incluir link para consulta ao Relatório mais recente do Projeto.

II.8.6 – Projeto de Prevenção e Controle de Espécies Exóticas Invasoras Incrustantes – PPCEX

O Projeto de Prevenção e Controle de Espécies Exóticas da PETROBRAS (PPCEX-PETROBRAS) encontra-se em execução e vem sendo regularmente acompanhado pela equipe técnica da Coordenação de Produção (COPROD/IBAMA) através do processo IBAMA nº 02001.023332/2018-15, com o apoio de analistas ambientais da Coordenação de Exploração (COEXP/IBAMA). Tem como objetivo geral estabelecer e detalhar as ações de gerenciamento de riscos para prevenção e controle de espécies exóticas invasoras incrustantes nas atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural da PETROBRAS. Portanto, o PPCEX-PETROBRAS não abrange apenas a Bacia de Santos, mas todas as bacias sedimentares marítimas onde a PETROBRAS tem atuação, considerando a relevância de ações coordenadas, especialmente aquelas relacionadas ao gerenciamento da bioincrustação da frota das embarcações prestadoras de serviço e das sondas de perfuração.

O EIA faz referência à Revisão 04 do PPCEX, encaminhada por meio da carta SMS/LARE 0296/2019 de 20.12.2019 (SEI nº 6706204 e nº 6706220) e analisada no Parecer Técnico nº 145/2020-COPROD/CGMAC/DILIC de 30.4.2020 (SEI nº 7445276). Embora apontasse a necessidade de pequenas adequações, o parecer concluiu que:

“A implementação deste plano conforme encaminhado por este Parecer Técnico apresenta grande potencial de aprimorar as medidas já adotadas pela Petrobras, além de gerar informações relevantes e servir como estrutura básica para as discussões de algumas ações estabelecidas no Plano Coral-sol, conforme [PORTARIA Nº 3.642, DE 10 DE DEZEMBRO DE 2018](#).

Em decorrência das futuras discussões a serem realizadas não só na execução do Plano Coral-sol, mas também no escopo das definições e aprimoramento da [Estratégia Nacional para Espécies Exóticas Invasoras](#), este Projeto poderá sofrer modificações ou necessidade de adequação em seu conteúdo ou formato de apresentação.”

O Parecer Técnico nº 168/2021-COPROD/CGMAC/DILIC de 18.6.2021 (SEI nº 9885638) analisou a implementação do PPCEX desde a emissão do Parecer Técnico nº 145/2020-COPROD/CGMAC/DILIC, concluindo *“pela demanda urgente de melhorias e complementações”*. Apesar da urgência, o parecer somente foi encaminhado à PETROBRAS em 28.10.2021, por meio do OFÍCIO Nº 154/2021/CGMAC/DILIC (SEI nº 11181544).

Observa-se que o encaminhamento do parecer se deu após a apresentação da Revisão 05 do PPCEX (SEI nº 10711703) por meio da Carta SMS/LCA/MPL-E&P 0100/2021 de 27.8.2021 (10711701), de modo que, conforme indicado no Parecer Técnico nº 413/2021-COPROD/CGMAC/DILIC de 26.11.2021 (SEI nº 11098097), esta revisão não contemplou os pontos levantados pelo PT 168/22, sendo, portanto, demandada nova revisão.

Assim, a Petrobras, por meio da Carta SMS/LCA/MPL-E&P 0033/2022 de 31.3.2022 (SEI nº 12283732), encaminhou a Revisão 06 do PPCEX (SEI nº 12283734) que deverá ser objeto de análise específica no âmbito do processo de acompanhamento do PPCEX-PETROBRAS.

II.8.7 – Projeto de Monitoramento da Atividade Pesqueira – PMAP-BS

O Projeto de Monitoramento da Atividade Pesqueira da Bacia de Santos (PMAP-BS) encontra-se em execução e vem sendo regularmente acompanhado pela equipe técnica da Coordenação de Produção (COPROD/IBAMA) através do processo IBAMA nº 02022.001735/2013-51. Até o presente momento, conceitualmente, o PMAP-BS se caracteriza pela implantação de monitoramento das descargas de pesca nas localidades pesqueiras agrupadas por município e pelo

levantamento sistemático de informações socioeconômicas destas mesmas localidades visando compor um panorama que permita avaliar as interferências entre as atividades pesqueiras e as atividades de E&P no espaço e no tempo.

O Projeto de Monitoramento da Atividade Pesqueira da Bacia de Santos (PMAP-BS), historicamente executado pela PETROBRAS em atendimento aos empreendimentos instalados nessa bacia, deverá ser incorporado ao Programa Macrorregional de Caracterização da Atividade Pesqueira (PMCAP), que se encontra em fase de contratação no âmbito do Plano Macrorregional de Gestão de Impactos Sinérgicos das Atividades Marítimas de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural.

Registra-se que, a Coordenação-Geral da Pesca Marinha - Departamento de Ordenamento e Desenvolvimento da Pesca - Secretaria de Aquicultura e Pesca - Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento, através do OFÍCIO Nº 124/2022/CGPM/DPOP/SAP/MAP de 17.1.2023 (SEI nº 14695443), em sua manifestação acerca do EIA/RIMA da Etapa 4 do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos, reforçou *"a necessidade da manutenção do Projeto de Monitoramento da Atividade Pesqueira (PMAP) da Bacia de Santos em seus moldes atuais, visto que esse Projeto é um dos poucos em execução que estabelece medidas de controle que visam subsidiar o acompanhamento, a análise e a avaliação dos impactos sobre a pesca nas áreas de ocorrência de empreendimento de produção e escoamento de petróleo"*, acrescentando que. *"sem iniciativas desse caráter os processos de avaliação de impacto socioambiental neste âmbito se tornam inviáveis"*.

II.8.8 – Projeto de Controle da Poluição -PCP

A PETROBRAS se compromete a implementar o PCP nos empreendimentos da Etapa 4 do Polo Pré-Sal da Baía de Santos seguindo as diretrizes constantes da Nota Técnica CGPEG/DILIC/IBAMA nº 01/2011 no âmbito do licenciamento ambiental do empreendimento em questão, quanto à geração de resíduos sólidos, efluentes líquidos e emissões atmosféricas.

De acordo com a regionalização estabelecida pela Nota Técnica n.º 01/11, os empreendimentos da Etapa 4 do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos estão situados na área de abrangência da Região 03: Bacia de Santos – área frontal aos litorais de São Paulo (entre São Vicente e Bananal) e Rio de Janeiro (entre Paraty e Arraial do Cabo).

A gestão do PCP da PETROBRAS nesta região está sob a responsabilidade da Unidade de Negócio de Exploração e Produção da Bacia de Santos, que já implementa as ações constantes da Nota Técnica CGPEG/DILIC/IBAMA nº 01/2011 nos empreendimentos marítimos de exploração e produção de petróleo e gás existentes licenciados na Região 03.

A partir da emissão da Licença de Instalação de cada novo empreendimento da Etapa 4, as informações sobre a implementação do PCP serão inseridas no relatório de acompanhamento anual do PCP da Região 03. Após um ano da emissão da licença de operação as metas de redução da geração de resíduos dos novos empreendimentos serão incluídas no relatório anual.

II.8.9 – Projeto de Monitoramento do Transporte e da Destinação de Insumos e Resíduos – PMIR

O PMIR faz parte do Programa Macrorregional de Caracterização do Transporte e da Destinação de Insumos e Resíduos (PM CIR), cuja proposta metodológica já foi aprovada no âmbito do Plano Macrorregional de Gestão de Impactos Sinérgicos das Atividades Marítimas de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural.

II.8.10 – Projeto de Monitoramento do Tráfego de Aeronaves – PMTA

O PMTA faz parte do Programa Macrorregional de Caracterização do Tráfego de Aeronaves (PMCTA), cuja proposta metodológica já foi aprovada no âmbito do Plano Macrorregional de Gestão de Impactos Sinérgicos das Atividades Marítimas de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural.

II.8.11 – Projeto de Monitoramento do Tráfego de Embarcações – PMTE

O PMTE faz parte do Programa Macrorregional de Caracterização do Tráfego de Embarcações (PMCTE), cuja proposta metodológica já foi aprovada no âmbito do Plano Macrorregional de Gestão de Impactos Sinérgicos das Atividades Marítimas de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural.

II.8.12 – Programa de Comunicação Social Regional da Bacia de Santos (PCSR-BS)

O EIA propõe a implementação do Programa de Comunicação Social Regional da Bacia de Santos, no entanto, desde a data do protocolo do EIA, registra-se o avanço na formulação do Programa Macrorregional de Comunicação Social, resultante da articulação entre projetos de comunicação social das empresas operadoras de atividades marítimas de produção e escoamento de petróleo e gás natural nas Bacias de Santos, Campos e Espírito Santos.

II.8.13 – Projeto de Educação Ambiental – PEA

Na área de abrangência da Bacia de Santos, a PETROBRAS desenvolve o Projeto de Educação Ambiental da Costa Verde (atualmente denominado Projeto Redes), Projeto de Educação Ambiental Rendas do Petróleo (PEA Rendas do Petróleo) e Projeto de Educação Ambiental da Baía de Guanabara (PEA-BG).

O EIA afirma que novas propostas de projeto serão apresentadas ao IBAMA conforme as atividades desenvolvidas pelos novos empreendimentos venham a causar diferentes interferências no território ou interfiram em novos municípios que ainda não sejam contemplados por um projeto de educação ambiental. Especificamente para a Etapa 4 do Polo Pré-Sal, a empresa entende que a área de influência deste projeto não indica a necessidade de proposição de novos PEAs além dos que já estão em andamento.

II.8.14 – Projeto de Educação Ambiental dos Trabalhadores da Bacia de Santos – PEAT-BS

O PEAT-BS (Projeto de Educação Ambiental dos Trabalhadores da Bacia de Santos) a ser realizado junto aos trabalhadores envolvidos nas Atividades de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural da Bacia de Santos seguirá as diretrizes constantes da Nota Técnica n.º 5/2020/COPROD/CGMAC/DILIC (SEI n.º 7690415).

II.8.15 – Projeto de Monitoramento Socioespacial dos Trabalhadores – PMST

O PMST faz parte do Programa Macrorregional de Caracterização Socioespacial dos Trabalhadores (PMST), cuja proposta metodológica já foi aprovada no âmbito do Plano Macrorregional de Gestão de Impactos Sinérgicos das Atividades Marítimas de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural.

II.8.16 – Programa Macrorregional de Caracterização de Rendas Petrolíferas (PMCRP)

O Programa Macrorregional de Caracterização de Rendas Petrolíferas (PMCRP) será executado de forma conjunta pela Petrobras e demais empresas operadoras de atividades marítimas de produção de petróleo e gás natural que atuam nas Bacias de Santos, Campos e Espírito Santo, no âmbito do Plano Macrorregional de Gestão de Impactos Sinérgicos das Atividades Marítimas de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural.

II.8.17 – Projeto de Descomissionamento

No "**Anexo II.8.17.1-1**" foi apresentado um projeto de descomissionamento genérico para os Sistemas de Produção da Etapa 4 – o que é coerente com esta etapa do licenciamento ambiental –, sendo indicado que "*Os projetos de descomissionamento serão apresentados posteriormente, quando da solicitação das Licenças de Instalação (LI) individuais*".

O EIA não previu, mas a empresa deve se responsabilizar pela implementação do Programa Macrorregional de Avaliação de Impactos Socioambientais (PMAIS), nos termos aprovados no âmbito do Plano Macrorregional de Gestão de Impactos Sinérgicos das Atividades Marítimas de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural (Plano Macro).

II.9 – Prognóstico Ambiental

O item deverá ser revisto a partir das considerações/solicitações apresentadas na análise dos itens anteriores.

II.10 – Análise e Gerenciamento de Risco

II.10.1 – Descrição das Instalações

Inicialmente, deve-se frisar que a incipiência do projeto prejudica a análise deste capítulo. Há muitas incertezas como, por exemplo, se alguns projetos virão a escoar o gás ou se reinjetarão o excedente durante toda a vida útil dos empreendimentos. Acredita-se que a alternativa adotada, no caso de escoamento ou reinjeção, contribui decisivamente para fatores determinantes das hipóteses acidentais, considerando, por exemplo, rotas diferentes do gás dentro da própria unidade, fator que pode alterar, por exemplo, possibilidades de ignição e início de eventos acidentais.

Importante frisar que a própria PETROBRAS, na Análise Histórica de Acidentes, reproduz dados que informam que, dentre os casos acidentais, aqueles de vazamento de gás são os mais frequentes, o que reforçaria a questão.

De toda forma, para esta impressão preliminar, aguarda-se posicionamento da PETROBRAS que justifique não ser este o caso.

Para além desta parcela do projeto, a análise abaixo prescinde de assertividade na medida em que há precariedade de informações, inclusive quanto ao escopo global, ou seja, se o número de DPs para a Etapa 4 será reduzido, hipótese que a própria empresa mantém como possibilidade.

Foram reproduzidas informações sobre o "FPSO Teórico 1" e "FPSO Teórico 2", especialmente quanto às suas respectivas tancagens, conforme apresentado no item "**II.2 – Caracterização da Atividade**". Demais equipamentos de produção presentes nas instalações submarinas e de transferência de óleo também foram destacados, reproduzindo informações do mesmo item "**II.2 – Caracterização da Atividade**".

Considera-se, portanto, que a análise realizada naquele item é válida para este.

Note-se, ainda, que o EIA adota como premissa para esta ARA que:

"A presente análise de risco considera o cenário ambiental mais crítico do Etapa 4 para o cálculo do risco ambiental. Analisando o cronograma de operações do Etapa 4, é possível identificar que o cenário ambiental mais crítico ocorrerá quando o maior número de poços estiver operando simultaneamente. Neste momento, todos os DPs de longa duração estarão operando e o DP de curta duração (DP de Mero FR) estará com suas operações encerradas." (EIA, II.10, p. 4/267)

II.10.2 – Análise Histórica de Acidentes Ambientais

A PETROBRAS informou que:

"Este item é apresentado com base nas informações do banco de dados HSE 2015/2016 e nos dados históricos da Petrobras para o período de 2001 a 2019. Esclarece-se que, como base de informação quantitativa para determinação das frequências de ocorrência, foram adotadas as publicações mais recentes da IOGP (The International Association of Oil & Gas Producers)." (EIA, II.10, p. 12/267)

- Bancos de Acidentes:

- WOAD (DNV Technica) – *Worldwide Offshore Accident Databank*; e
- HSE Hydrocarbons Releases System.

- Relatórios com Compilação de Dados de Acidentes:

- PARLOC (Energy Institute de Londres em associação com o Oil & Gas UK) – Pipeline and Riser Loss of Containment; e
- OGP (International Association of Oil & Gas Producers) – Riser & Pipeline Release Frequencies – Report Nº434-4, 2010.

Quanto ao WOAD, foram levantados dados entre os anos de 1970 e 2013. Ao se comparar os dados deste banco com a Norma PETROBRAS 2782, a empresa apresentou a seguinte conclusão:

- 60,7% são classificados como acidentes desprezíveis;
- 9,5% como marginais;
- 20,4% como médios;
- 4,0% como críticos; e
- 5,5% como catastróficos.

Quando a comparação é feita com as faixas previstas na CONAMA nº 398/2008:

- 78% pequeno vazamento;
- 17% médio vazamento; e
- 5% grande vazamento.

Em relação ao *HSE Hydrocarbon Releases System*, foi apresentada a compilação dos dados estatísticos referentes aos acidentes em instalações offshore registrados no banco de dados para o período de 1992 a 2015. As principais informações extraídas deste banco de dados são referentes às taxas de falha de equipamentos.

Sobre o PARLOC – *The Update of Loss Containment Data for Offshore Pipelines* (PARLOC 2003), as informações extraídas referem-se principalmente a dados de dutos flexíveis e dutos submarinos rígidos (com até 5 km de extensão e maiores que 5 km). Foi destacado que a 6ª publicação do PARLOC de março de 2015, considerada nesta análise, não contemplou os dados de PARLOC (2003), apenas acrescentou acidentes posteriores até 2015.

Os acidentes ocorridos com dutos ocorrem especialmente depois de uma distância de 500 m das plataformas, tendo corrosão e choque com navios como causas em sua maioria. Ainda sobre este banco de dados, pode-se depreender que há tendência maior para ocorrências de acidente em dutos rígidos de menor diâmetro e de comprimento entre 3 e 30 km.

Para dutos flexíveis, foi apresentada tendência maior de acidentes para dutos de diâmetros médios e comprimento inferior a 1 km.

Para o banco OGP (*International Association of Oil & Gas Producers*), considera-se que:

“Para seções offshore, as frequências são dadas para risers e tubulações de aço e flexíveis. A análise inclui risers de FPSO, TLPs e semi-submersíveis, mas não incluem as tecnologias de águas profundas.”

Em seguida, há discussão a respeito de acidentes entre 2001 e 2019 ocorridos nas unidades da PETROBRAS. Importante destacar que o ano de 2019 apresenta “repique” no volume médio vazado em unidades da empresa, algo que vinha estabilizado desde 2008. Para tal, contribuíram fundamentalmente duas ocorrências, na P-58 (251,80 m3) e na P-53 (122 m3).

II.10.3 – Identificação dos Cenários Acidentais

A PETROBRAS se baseou na sua Norma 2782 para avaliar frequência e severidade em sua análise qualitativa. Esta Norma tem sido aceita pelo IBAMA como balizadora deste tipo de análise.

As hipóteses acidentais mais graves da fase de instalação dizem respeito, em sua maioria, à etapa de lançamento dos gasodutos e FPSOs, e envolvem as embarcações que participarão das atividades. Os cenários acidentais estão relacionados ao derramamento de óleo diesel destas embarcações. São 4 (quatro) cenários que prevêm derramamento de substâncias para o mar.

Quanto ao período de descomissionamento, também se deve destacar as hipóteses inerentes à presença de embarcações nas atividades, além da lavagem de linhas e manobras de fechamento de poços.

São identificadas 39 (trinta e nove) hipóteses acidentais para a fase de operação do FPSO Teórico 1 e 38 (trinta e oito) hipóteses acidentais para o FPSO Teórico 2. Segundo a PETROBRAS, para o FPSO Teórico 1 há 18 (dezoito) cenários de risco moderado e 21 (vinte e um) cenários de risco tolerável. Para o FPSO Teórico 2 há 18 (dezoito) cenários de risco moderado e 20 (vinte) cenários de risco moderado.

O “**Quadro II.10.4.2.1-3**” - fase de operação do FPSO Teórico 1 (EIA, II.10, p. 51/267), o “**Quadro II.10.4.2.1-4**” - fase de operação do FPSO Teórico 2 (EIA, II.10, p. 51/267), o “**Quadro II.10.4.2.1-5**” - fase de Instalação (EIA, II.10, p. 52/267) e o “**Quadro II.10.4.2.1-6**” - fase de descomissionamento (EIA, II.10, p. 12/267) resumem as classificações para as hipóteses acidentais.

II.10.3.3 – Frequências de Ocorrência dos Cenários Acidentais

Foi apresentada a metodologia para a obtenção da frequência de ocorrência de cada hipótese acidental, sendo citados os bancos de dados consultados para a extração das taxas de falha dos diversos equipamentos envolvidos nos subsistemas analisados.

Foram apresentadas taxas de falha em uma tabela contendo o tipo de equipamento e o banco de dados em que os dados foram encontrados. Posteriormente foram calculadas as frequências das Hipóteses Acidentais com auxílio de árvores de falhas para os FPSOs Teórico 1 e Teórico 2.

Considera-se a etapa de avaliação de frequências da análise quantitativa de riscos, com base na metodologia descrita acima, satisfatória.

II.10.4 – Avaliação das Consequências

A PETROBRAS destacou que:

“Os cenários de instalação e descomissionamento foram considerados na Análise Preliminar de Risco, mas não no cálculo das frequências de cenários acidentais, pois o cálculo das frequências considera o momento em que o maior número de poços do Etapa 4 estará em operação simultaneamente (situação mais crítica considerando o risco da atividade). Analisando o cronograma de implantação das atividades, conclui-se que esse cenário corresponde ao período em que todos os DPs de longa duração operarão concomitantemente e, com isso, tanto o DP de curta duração (Mero FR) quanto a fase de instalação já estarão finalizados. Assim, neste item são avaliadas as probabilidades de toque nos Componentes de Valor Ambiental a partir das modelagens de cenários de vazamento de óleo nos pontos representativos dos DPs de longa duração.” (EIA, II.10, p. 125/267)

A PETROBRAS deve reapresentar este item, considerando a necessidade de incorporar alterações que venham a ocorrer em função da revisão solicitada para a modelagem de vazamento de óleo apresentada no “item II.6.2” e a alterações do projeto global, que ainda está em desenvolvimento.

II.10.4.1 – Modelagem de Dispersão de Óleo

II.10.4.2 – Análise de Vulnerabilidade e Identificação dos Componentes com Valor Ambiental

b) Identificação dos Componentes com Valor Ambiental a partir dos recursos ambientais vulneráveis

Foram selecionados como componentes de valor ambiental (CVA) os ambientes e grupos biológicos indicados na tabela com os tempos de recuperação propostos:

CVA	Tempo de Recuperação (anos)
Quelônios Marinhos	20
Grandes cetáceos	20
Baleia Franca	20
Pequenos cetáceos	10
Boto cinza	10
Toninha	15
Avifauna marinha costeira	10
Avifauna marinha oceânica	12
Peixes	3
Praias arenosas	3
Planícies de maré	10
Costões rochosos	5
Manguezais	25
Marismas	25

Os CVA são similares aqueles propostos no licenciamento da Etapa 3 do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos, sendo que para alguns desses CVA (praias arenosas, planícies de maré, costões rochosos e manguezais) foram propostos tempos de recuperação diferentes daqueles utilizados na Etapa 3. Contudo, os tempos ora propostos já foram considerados aceitáveis em outros processos de licenciamento e, no presente caso, os argumentos apresentados para justificá-los são considerados suficientes, não sendo necessários ajustes.

II.10.5 – Cálculo dos Riscos Ambientais

II.10.5.1 – Procedimentos Metodológicos

As revisões da análise de risco são dependentes da revisão da modelagem e também de modificações no projeto global, que poderá ficar restrito a projetos hoje mais maduros ou ser expandido, com as conclusões a respeito do escoamento de gás em algumas unidades, questão que a PETROBRAS menciona ainda estar em estudo.

O cálculo de riscos ambientais desenvolvido pela PETROBRAS considera:

- 14 Componentes de Valor Ambiental (CVAs);
- Resultados de modelagens numéricas para óleo cru em faixas de volumes de 8 m³, 200 m³ e VPC;
- Os 8 pontos de modelagem representativos da localização dos projetos de DP do projeto Etapa 4;
- Dois períodos de modelagem: janeiro a junho e julho a dezembro.

Foram destacados como CVAs difusos Quelônios, Cetáceos de grande e pequeno porte, aves marinhas oceânicas e peixes. Como CVAs fixos foram identificados a baleia Franca, o boto Cinza, aves costeiras, toninhas, praias, planícies de maré, costões rochosos, manguezais e marismas.

A "**Tabela 10.2.4.2.15-2**" e a "**Tabela 10.2.4.2.15-3**" apresentam as probabilidades de toque de óleo em cada um dos CVAs, de acordo com a sazonalidade adotada e a modelagem de cada um dos oito pontos considerados.

A frequência total de acidentes associados a cada faixa de volume foi obtida através do somatório das frequências dos cenários acidentais identificados cuja consequência seja o vazamento de volumes na faixa considerada, obtendo-se assim, a "**Tabela II.10.4.2.15-4**" e a "**Tabela II.10.4.2.15-5**".

Neste item, a Petrobras menciona que "Com relação à operação de gasodutos (trecho flexível/rígido acoplado), os cenários levantados não estão associados a vazamentos de óleo para o mar, não tendo sido considerados para a avaliação das consequências e cálculo dos riscos ambientais."

Neste sentido, questiona-se a empresa, conforme já foi abordado de alguma forma no corpo deste parecer, se o circuito de gás no interior da plataforma, seja para injeção ou exportação, não pode ser considerado um fator de ignição e, portanto, iniciador de um acidente de vazamento de óleo.

A "**Tabela II.10.4.2.15-6**" apresenta a frequência de ocorrência e o tempo de recorrência dos cenários acidentais por faixa de volume (até 8 m³, de 8 - 200 m³, maior que 200 m³) para cada empreendimento (DP) considerando as características do FPSO associado.

Como resultado destes cálculos, o EIA observa que "*Considerando a operação concomitante dos 12 DPs, o tempo de recorrência de acidentes de até 8 m³ é de 1,3 anos. Para acidentes entre 8 m³ a 200 m³ o tempo de recorrência é de 13,3 anos. Por fim, para vazamentos acima de 200 m³ o tempo de recorrência 89,5 anos.*"

II.10.5.2 – Cálculo dos Riscos Ambientais:

Os riscos ambientais foram calculados para cada DP, considerando as probabilidades obtidas com as modelagens dos pontos mais próximos das unidades. Estes resultados foram somados para se considerar os riscos das operações concomitantes de todos os DPs.

A relação dos DPs e respectivos pontos de modelagem de referência estão listados na "**Tabela II.10.4.2.15-3**".

As "**Tabelas II.10.4.2.15-1** até **II.10.4.2.15-8**" mostram os riscos ambientais dos acidentes com origem em cada um dos pontos de risco e respectivos DPs a eles associados. A "**Tabela II.10.4.2.15-9**" mostra o risco associado à operação concomitante destes empreendimentos, e a "**Tabela II.10.4.2.15-10**", o tempo de recorrência do impacto destes cenários acidentais nos CVAs.

II.10.6 – Relação Tempo de Recuperação / Tempo de Ocorrência

O "**Quadro II.10.4.2.15-1**" apresenta o "Índice de Tolerabilidade para os Componentes de Valor Ambiental".

Esta relação é função dos tempos de recuperação determinados para os CVAs e dos próprios resultados dos cálculos do risco ambiental.

Para os cálculos realizados, percebe-se que os possíveis vazamentos de volumes menores, que ocorrem com maior frequência e têm potencial de atingir os CVAs mais próximos às unidades, devem ser priorizados no gerenciamento de riscos ambientais.

Note-se, contudo, que o item deverá ser revisto de acordo com as solicitações dos demais itens da análise de riscos, da modelagem de óleo e de alterações no projeto.

II.10.7 – Revisão do Estudo de Análise de Riscos

Em razão da incipiência do projeto, que ainda pode ser alterado, inclusive ter o escopo reduzido, este item poderá ser revisto, de acordo com as implicações das possíveis alterações.

II.10.8 – Plano de Gerenciamento de Riscos

O Plano de Gerenciamento de Riscos deverá ser ajustado e reapresentado em consonância com as alterações solicitadas pelo presente parecer técnico e com as consequências das possíveis alterações de projeto.

Pelos resultados apresentados nesta ARA, porém, pode-se vislumbrar que revisões futuras apresentem conclusões semelhantes. Desta forma, o PGR deve partir da premissa de que há necessidade de evitar vazamentos recorrentes, ainda que de volume menor, uma vez que os cálculos indicam que são estes que têm maior possibilidade de atingir CVAs mais próximos às unidades.

II.11 – Plano de Emergência Individual

O Plano de Emergência Individual (PEI) para as unidades de produção da Etapa 4 do Polo Pré-Sal segue o modelo já adotado para outros empreendimentos da empresa na Bacia de Santos, com a previsão de apresentação de planos por Unidade Marítima que tratam somente de incidentes de poluição por óleo cujas consequências fiquem restritas à plataforma e um plano complementar abrangente de compartilhamento de recursos, o Plano de Emergência para Vazamento de Óleo na Área Geográfica da Bacia de Santos – PEVO-BS.

O PEVO-BS já vem sendo executado pela PETROBRAS para atendimento de condicionantes específicas em licenças de operação emitidas para a empresa desenvolver atividades de produção e escoamento de petróleo e gás natural no Polo Pré-Sal da Bacia de Santos, sendo acompanhado pela equipe técnica da Coordenação de Produção no âmbito do Processo IBAMA nº 02022.000645/2009-66 e apresenta as ações e procedimentos de resposta a incidentes de poluição por óleo que ultrapassem os limites das Unidades Marítimas, no mar ou em terra.

Conforme ressaltado no EIA, o PEVO-BS define, dentre outras informações, a Estrutura Organizacional de Resposta que deve ser acionada para atendimento a emergência, com respectivas responsabilidades, os procedimentos e recursos operacionais de resposta, dimensionamento e estratégias de resposta utilizadas nos incidentes de poluição por óleo. A experiência decorrente dos diversos exercícios simulados realizados anualmente e do acompanhamento da distribuição dos recursos tem permitido contínuas alterações nesse plano de resposta.

O EIA cita o endereço eletrônico <https://comunicabaciadesantos.com.br>, onde pode ser encontrada a versão mais recente (revisão 14) aprovada. De acordo com esta última revisão, atualmente a Bacia de Santos conta com 8 embarcações do tipo OSRV 1200, que poderão estar atuando como embarcações dedicadas ou embarcações não dedicadas, a depender da distribuição das unidades marítimas em operação.

Os PEIs de cada unidade de produção devem ser encaminhados por ocasião das solicitações de suas respectivas licenças de operação.

II.12 – Conclusão

Em consonância com as solicitações apresentadas neste parecer técnico, este item deverá ser revisto e reapresentado.

II.13 – Bibliografia

Em consonância com as solicitações apresentadas neste parecer técnico, este item deverá ser complementado.

II.14 – Glossário

Em consonância com as solicitações apresentadas neste parecer técnico, este item deverá ser complementado.

II.15 – Anexos

Em consonância com as solicitações apresentadas neste parecer técnico, este item deverá ser complementado.

II.16 – Equipe Técnicas

Deverão ser apresentados os registros no Cadastro Técnico Federal das Atividades Potencialmente Poluidoras e/ou Utilizadores de Recursos Ambientais atualizados, para os responsáveis pela elaboração da revisão do estudo.

IV – CONSIDERAÇÕES GERAIS

IV.1 – AUDIÊNCIAS PÚBLICAS

Através do OFÍCIO-CIRCULAR Nº 9/2022/COPROD/CGMAC/DILIC de 27.7.2022 (SEI nº 13132380), o EIA/RIMA da Etapa 4 do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos foi divulgado pelo IBAMA para ciências e contribuições das partes consideradas interessadas no processo de licenciamento ambiental, permitindo que todos possam se manifestar acerca das informações apresentadas pela PETROBRAS. Além disso, o IBAMA informou ter disponibilizado os documentos para consulta pública através de acesso ao seu endereço eletrônico (<http://licenciamento.ibama.gov.br/Petroleo/Producao>) e/ou ao seu [Sistema Eletrônico de Informações \(SEI-IBAMA\)](#). Através do OFÍCIO-CIRCULAR Nº 9/2022/COPROD/CGMAC/DILIC, o IBAMA também aproveitou para garantir uma maior divulgação e distribuição do edital publicado no Diário Oficial da União, que abria prazo de 45 dias, a contar daquela publicação, para solicitação de Audiências Públicas relativas ao licenciamento ambiental da Etapa 4 do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos.

Foram recebidas diversas solicitações de realização de Audiências Públicas. a saber:

- Ministério Público do Estado de São Paulo - Grupo de Atuação Especial de Defesa do Meio Ambiente do Ministério Público do Estado de São Paulo – Núcleo Litoral Norte (GAEMA-LN) - Ofício n. 1076/2022 - mfs de 5.8.2022 (SEI nº 13289023) - Audiências Públicas em Ilhabela/SP, São Sebastião/SP, Caraguatatuba/SP e Ubatuba/SP;
- Instituto Municipal de Ambiente de Angra dos Reis - IMAAR - Ofício nº 374/2022/IMAAR de 16.8.2022 (SEI nº 13433457) - Audiência Pública em Angra dos Reis/RJ;
- Comissão de Defesa do Cidadão e do Meio Ambiente da Câmara Municipal de Paraty - OFÍCIO CDCMA Nº 008/2022 de 29.8.2022 (SEI nº 13492712) - Audiência Pública em Paraty/RJ;
- Instituto Ilhabela Sustentável - Carta IIS/0110.08.2022 de 30.8.0222 (SEI nº 13500080) - Audiência Pública em Ilhabela/SP;
- Secretaria de Desenvolvimento Econômico, Comércio, Indústria, Petróleo e Porto - Prefeitura Municipal de Maricá - Ofício nº 025/2022 de 31.8.2022 (SEI nº 13511016) - Audiência Pública em Maricá/RJ;
- Comitê de Bacia Hidrográfica da Baía da Ilha Grande (CBH-BIG) - Carta nº 41/2022 de 24.8.2022 (SEI nº 13504834) - Audiência Pública em Angra dos Reis/RJ e Paraty/RJ;
- Fórum de Comunidades Tradicionais - Ofício FCT nº 023/2022 (SEI nº 13513022) - Audiências Públicas em Mangaratiba/RJ, Angra dos Reis/RJ, Caraguatatuba/SP e Ilhabela/SP;
- OAB São Paulo - Subseção Itanhaém - Ofício nº 236/2022 - mfsi de 31.8.2022 (SEI nº 13513022) - Audiência Pública no litoral centro do estado de São Paulo;
- OAB São Paulo - Subseção Bertioga - Ofício nº 478/2022 - bsms de 31.8.2022 (SEI nº 13517128) - Audiência Pública no litoral centro do estado de São Paulo;
- Secretaria Municipal de Meio Ambiente (SMMA) - Prefeitura Municipal de Mangaratiba - Ofício nº 347/SMMA/2022 de 30.8.2022 (SEI nº 13517435) - Audiência Pública em Mangaratiba/RJ;
- Viva Instituto Verde Azul - Carta de 31.8.2022 (SEI nº 13520882) - Audiência Pública presencial em município não especificado;
- Secretaria Municipal de Pesca e Agricultura (SMPA) - Prefeitura Municipal da Estância Balneária de Ubatuba - Ofício SMPA nº 35/2022 de 1.9.2022 (SEI nº 13519717);
- Secretaria Municipal de Meio Ambiente (SEMA) - Prefeitura Municipal da Estância Balneária de Ubatuba - Ofício SEMA nº 62/2022 de 1.9.2022 (SEI nº 13519717); e
- Conselho Municipal de Meio Ambiente de Ubatuba - Ofício SEMA nº 73/2022 de 25.10.2022 (SEI nº 13995314);

Findo o prazo para solicitação de audiências públicas, a partir de uma análise criteriosa da COPROD/IBAMA, que levou em consideração os vários documentos recebidos, mas, também, a necessidade de uma abordagem cada vez mais regionalizada acerca dos impactos socioambientais da atividade de exploração e produção de petróleo e gás natural, o IBAMA decidiu pela realização de 6 (seis) Audiências Públicas para a discussão do EIA/RIMA da Etapa 4 do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos. Para definição dos locais destas audiências públicas foi considerada a distância entre cada município da Área de Influência e a similaridade já verificada entre os principais pontos abordados durante Audiências Públicas realizadas em municípios da mesma região durante os licenciamentos ambientais das etapas anteriores do Polo Pré-Sal. Assim, através do Edital Nº 7/2023, publicado no Diário Oficial da União Nº 61/2023 de 29.3.2023 (SEI nº 15328203), o IBAMA tornou pública essa decisão e informou datas, horários e locais das Audiências Públicas, a saber:

- 26.4.2023 (quarta-feira), às 14h - **Angra dos Reis/RJ** - Iate Clube Aquidabã - Praia do Anil, 213 - Centro;
- 9.5.2023 (terça-feira), às 14h - **Niterói/RJ** - Clube Central de Icaraí - Av. Jornalista Alberto Francisco Torres, 335 - Icaraí;
- 11.5.2023 (quinta-feira), às 14h - **Maricá/RJ** - *Crystal Lounge* - Rua Clarice Lispector, S/N - Lote 136- A - Quadra 05 - Km 24 - Ponta Grossa;
- 17.5.2023 (quarta-feira), às 14h - **Santos/SP** - Clube da Associação Atlética Banco do Brasil (AABB) - Av. Ana Costa, 442 - Gonzaga;
- 30.5.2023 (terça-feira), às 14h - **Caraguatatuba/SP** - Clube Ilha Morena - Av. Guilherme de Almeida, 885 - Morro do Algodão; e
- 1.6.2023 (quinta-feira), às 14h - **Ilhabela/SP** - Auditório da Prefeitura Municipal da Estância Balneária de Ilhabela - Rua Prefeito Mariano Procópio de Araújo Carvalho, 86 - Perequê.

Através do OFÍCIO-CIRCULAR Nº 3/2023/COPROD/CGMAC/DILIC de 6.4.2023 (SEI nº 15363696), a COPROD/IBAMA encaminhou cópia do Edital Nº 7/2023, convidando as partes interessadas no processo de licenciamento ambiental a participarem das Audiências Públicas mencionadas acima.

IV.2 – MANIFESTAÇÕES RECEBIDAS

Ministério Público do Estado de São Paulo

O Grupo de Atuação Especial de Defesa do Meio Ambiente do Ministério Público do Estado de São Paulo – Núcleo Litoral Norte (GAEMA-LN) do Ministério Público do Estado de São Paulo (MPSP), através do Ofício n. 0217/2022 - mfs de 15.2.2022 (SEI nº 11984209), no âmbito do Procedimento Administrativo de Acompanhamento – P.A.A. n. 62.0701.0000127/2021-4, encaminhou o despacho 5230368 que apresenta uma fundamentação para corroborar a solicitação de que a PETROBRAS apresentasse informações complementares ao Estudo de Impacto Ambiental da Atividade de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos - Etapa 4 (Processo IBAMA nº 02001.016155/2020-35), a partir do documento "Proposta de Abordagem das Mudanças do Clima no Licenciamento Ambiental" elaborado pela Associação Brasileira dos Membros do Ministério Público de Meio Ambiente.

Esta documentação foi encaminhada a PETROBRAS, através do OFÍCIO Nº 367/2022/COPROD/CGMAC/DILIC de 27.6.2022 (SEI nº 12894933), solicitando que fosse apresentada resposta contendo uma discussão mais abrangente sobre os aspectos ambientais relacionados às atividades previstas em cada fase da Etapa 4 do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos e seus impactos efetivos ou potenciais que podem intensificar a atual crise climática em diferentes escalas, assim como, as medidas que a empresa pretende adotar para o controle, mitigação e/ou compensação destes impactos, sem deixar de incorporar na discussão dados consolidados em um inventário e informações de todas as emissões previstas nos escopos 1, 2 e 3.

A PETROBRAS, através da Carta SMS/LCA/LIE&P-FC 0244/2022 de 14.10.2022 (SEI nº 13897377) encaminhou documento no qual apresenta suas considerações acerca das questões e preocupações levantadas pelo MPSP (SEI nº 13897378).

Entende-se que este debate deve prosseguir durante a fase de Audiências Públicas, permitindo que se avance nesta discussão para a definição de medidas que possam ser adotadas no marco do licenciamento ambiental federal.

Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade

Através do Ofício SEI nº 292/2022-DIBIO/ICMBio de 3.8.2022 (SEI nº 13266334), o ICMBio acusou o recebimento do EIA/RIMA, informando que *"a participação deste ICMBio é realizada por meio do procedimento de Autorização para o Licenciamento Ambiental, caso esse Ibama vislumbre impactos às unidades de conservação federais, conforme eventual enquadramento nos critérios estabelecidos na Resolução Conama nº 428/2010, que regulamenta o §3º, do art. 36, da Lei nº 9.985/2000"*.

Neste sentido, registra-se que o Estudo de Impacto Ambiental (EIA) não aponta impactos a unidades de conservação federais. Contudo, com o andamento do processo de licenciamento e a primeira análise da equipe técnica da COPROD/IBAMA, que esta sendo consolidada apenas no presente parecer técnico, percebe-se que são necessários ajustes e complementações nas informações apresentadas que podem mudar este cenário. Este entendimento seria muito mais célere e objetivo se o ICMBio tivesse participado do licenciamento ambiental desde o início, como ocorrido em etapas anteriores de desenvolvimento do Polo Pré-Sal.

Destaca-se que, através do Ofício SEI nº 78/2022-ICMBio Alcatrazes de 12.12.2022 (SEI nº 15052635), o próprio ICMBio encaminhou Moção do Conselho Consultivo do NGI ICMBio Alcatrazes que *"Requer providências em relação às unidades de conservação integrantes do Núcleo de Gestão Integrada ICMBio Alcatrazes no processo de licenciamento ambiental do empreendimento "Atividade de Produção de Petróleo e Gás Natural do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos - Etapa 4" (Processo SEI IBAMA nº 02001.016155/2020-35)"*.

A Moção do Conselho Consultivo do NGI ICMBio Alcatrazes solicita:

"que seja informado ao órgão licenciador (IBAMA) que unidades constantes do NGI ICMBio Alcatrazes, a saber, Estação Ecológica Tupinambás e Refúgio de Vida Silvestre do Arquipélago de Alcatrazes, não foram incluídas no rol de unidades de conservação existentes a área de influência do referido empreendimento e que portanto é necessário a complementação do EIA/RIMA com tal análise, visto que as unidades citadas acima são as únicas áreas marinhas de proteção integral do litoral norte, onde as análises de impacto devem ser mais cuidadosas por se tratar dos únicos ambientes sob regime de proteção integral da região;

que o órgão licenciador solicite ao empreendedor complementação de estudos com a modelagem de dispersão de Espécies Exóticas Invasoras e proposição de medidas efetivas para mitigação de impactos, cumprindo assim o exigido no Termo de Referência, a fim de analisar o quanto um novo aporte constante de larvas de coral-sol pode agravar a bioinvasão nas unidades.

que seja considerado o impacto de novas estruturas de produção de petróleo na Bacia de Santos, assim como o efeito cumulativo com as estruturas das etapas anteriores do pré-sal (1,2,3), atuando como áreas fonte de espécies exóticas para as áreas da Estação Ecológica Tupinambás e Refúgio de Vida Silvestre do Arquipélago de Alcatrazes, unidades de conservação mais próximas da área de produção em questão."

Registra-se que esta mesma Moção foi, posteriormente, encaminhada pela Procuradoria da República no Município de Caraguatatuba-SP do Ministério Público Federal, através do OFÍCIO nº 150/2023-Extrajudicial de 3.3.2023 (SEI nº 15120868), reiterado pelo OFÍCIO nº 275/2023-Extrajudicial de 11.4.2023 (SEI nº 15463828).

Solicita-se que na PETROBRAS considere a Moção do Conselho Consultivo do NGI ICMBio Alcatrazes na resposta ao presente parecer técnico.

Por fim, sugere-se que a COPROD/IBAMA solicite à Diretoria de Licenciamento Ambiental (DILIC/IBAMA) um encaminhamento junto ao ICMBio sobre sua participação nos processos de licenciamento ambiental do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos, definindo pela necessidade de uma Autorização para o Licenciamento Ambiental da Etapa 4 do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos.

Fundação Florestal do Estado de São Paulo

O Conselho Municipal de Meio Ambiente de Ubatuba/SP, a Secretaria Municipal de Pesca e Agricultura de Ubatuba/SP (SMPA) e a Secretaria Municipal de Meio Ambiente de Ubatuba/SP (SEMA), respectivamente, através dos Ofícios SEMA nº 73/2022 de 25.10.2022 (SEI nº 13995314), SEMA nº 085/2022 (SEI nº 14015678) e SMPA nº 045/2022 de 26.10.2022 (SEI nº 14015678), encaminharam a Informação Técnica Conjunta nº 001/2022 elaborada pelo Grupo de Trabalho de Licenciamento da Área de Proteção Ambiental Marinha do Litoral Norte do Estado de São Paulo - APAMLN-SP (SEI nº 13995315).

Solicita-se que a PETROBRAS encaminhe para a APAMLN-SP suas considerações acerca da Informação Técnica Conjunta nº 001/2022 elaborada pelo Grupo de Trabalho de Licenciamento da Área de Proteção Ambiental Marinha do Litoral Norte do Estado de São Paulo - APAMLN-SP, com cópia do documento de resposta sendo anexada à resposta da empresa o presente parecer técnico.

A Fundação Florestal, através do OFÍCIO DE Nº 1377/2022 de 9.11.2022 (SEI nº 14141888), encaminhou a INFORMAÇÃO TÉCNICA CONJUNTA DLN/DLS/AT-LIC 008/2022 de 9.6.2022 (SEI nº 14141897) e seus anexos, a saber: Informação Técnica PESH Núcleo Caraguatatuba nº 49/2014 (SEI nº 14141902) e Informação Técnica PESH Núcleo Caraguatatuba nº 68/2015 (SEI nº 14141906).

Solicita-se que, a PETROBRAS encaminhe a Fundação Florestal do Estado de São Paulo suas considerações acerca da INFORMAÇÃO TÉCNICA CONJUNTA DLN/DLS/AT-LIC 008/2022, com cópia do documento de resposta sendo anexada à resposta da empresa o presente parecer técnico.

V – CONCLUSÃO

O presente parecer técnico apresenta a análise do Estudo de Impacto Ambiental da Atividade de Produção e Escoamento de Óleo do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos – Etapa 4, apresentado pela PETROBRAS em atendimento ao Termo de Referência elaborado pelo IBAMA (SEI nº 8682998).

Portanto, para que a Coordenação de Produção possa dar continuidade à análise da viabilidade ambiental da Etapa 4 do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos, será necessário o pleno atendimento das solicitações nele efetuadas.

Atenciosamente,



Documento assinado eletronicamente por **LILIAN MARIA MENEZES LIMA, Analista Ambiental**, em 25/04/2023, às 17:47, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **CARLOS EDUARDO MARTINS SILVA, Analista Ambiental**, em 25/04/2023, às 18:16, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **GUILHERME AUGUSTO DOS SANTOS CARVALHO, Analista Ambiental**, em 25/04/2023, às 18:20, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **ANA PAULA PINTO FERNANDEZ, Analista Ambiental**, em 25/04/2023, às 18:21, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **JOAO CARLOS NOBREGA DE ALMEIDA, Analista Ambiental**, em 25/04/2023, às 18:28, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **BEATRIZ DA SILVA ABRAHAO DE SOUSA, Analista Ambiental**, em 25/04/2023, às 18:29, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **BRUNO GRAFFINO DE OLIVEIRA, Analista Ambiental**, em 25/04/2023, às 18:33, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **BRUNO BERNARDES TEIXEIRA, Analista Ambiental**, em 25/04/2023, às 19:40, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **LEANDRO PERRIER DE FARIA VALENTIM, Analista Ambiental**, em 25/04/2023, às 22:18, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **LUIZ AUGUSTO DE OLIVEIRA COSTA, Analista Ambiental**, em 26/04/2023, às 10:31, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **EDUARDO JOSE FERREIRA SENNA, Analista Ambiental**, em 27/04/2023, às 20:10, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site <https://sei.ibama.gov.br/autenticidade>, informando o código verificador **15549336** e o código CRC **592E22ED**.
