



INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS
COORDENAÇÃO DE LICENCIAMENTO AMBIENTAL DE PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS
SCEN Trecho 2 - Ed. Sede do IBAMA - Bloco B - Sub-Solo, - Brasília - CEP 70818-900

Parecer Técnico nº 107/2019-COPROD/CGMAC/DILIC

Número do Processo: 02001.009473/2019-14

Empreendimento:

Interessado: Petróleo Brasileiro S.A. - Unidade de Operações de Exploração e Produção da Bacia de Santos

Assunto/Resumo: **Análise do requerimento de Licença Prévia - Etapa 3 do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos**

I – INTRODUÇÃO

A PETROBRAS, através da correspondência UO-BS 0477/2017, de 6.7.2017, protocolada na SUPES/IBAMA/RJ em 10.7.2017, em atendimento ao Termo de Referência CGPEG/DILIC/IBAMA nº 011/15 de 9.7.2015, encaminhou 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 3”, acompanhada do Estudo de Impacto Ambiental e respectivo Relatório de Impacto Ambiental – EIA/RIMA – elaborados pela empresa Mineral Engenharia e Meio Ambiente Ltda. para subsidiar o processo de licenciamento ambiental.

Em 27.2.2018, foi emitido o Parecer Técnico nº 23/2018-COPROD/CGMAC/DILIC (SEI nº 1791171) com a análise da equipe técnica da Coordenação de Produção sobre o Estudo de Impacto Ambiental encaminhado pela PETROBRAS.

Este parecer foi complementado pelo Parecer Técnico nº 171/2018-COPROD/CGMAC/DILIC de 19.7.2018 (SEI nº 2847996) que apresentou considerações baseadas nas manifestações realizadas e documentos recebidos durante as Audiências Públicas nos municípios de Niterói/RJ (em 27.2.2018), Santos/SP (em 6.3.2018), Angra dos Reis/RJ (em 13.3.2018) e Caraguatatuba/SP (em 20.3.2018), na Reunião Pública no município de Cananeia/SP (em 3.5.2018), bem como em documentos protocolados no IBAMA sobre o processo em questão.

A PETROBRAS, através da correspondência UO-BS 0548/2018, datada de 30.8.2018 e protocolada na SUPES/IBAMA/RJ em 4.9.2018 (SEI nº 3287856), apresentou respostas aos pareceres técnicos nº 23/2018 e nº 171/2018-COPROD/CGMAC/DILIC-IBAMA, bem como cópias de todos os esclarecimentos encaminhados aos diferentes atores que haviam se manifestado no processo.

Uma análise parcial desses documentos – abordando informações relacionadas ao item “II.2 – Caracterização da Atividade” e ao item “II.6.2 – Modelagem da Dispersão de Óleo e da Dispersão de Efluentes”, necessárias à análise dos demais itens – foi realizada no Parecer Técnico nº 320/2018-COPROD/CGMAC/DILIC de 5.12.2018 (SEI nº 3924256), que apontou a necessidade de algumas complementações e esclarecimentos adicionais.

A PETROBRAS, através da correspondência UO-BS 0014/2019 de 10.1.2019, protocolada na SUPES/IBAMA/RJ em 14.1.2019 (SEI nº 4244764), apresentou resposta ao Parecer Técnico nº 320/2018-COPROD/CGMAC/DILIC-IBAMA (SEI nº 4244790).

Assim, este Parecer Técnico tem como objetivo apresentar a análise da equipe técnica da Coordenação de Produção sobre as informações apresentadas pela PETROBRAS para subsidiar o processo de licenciamento ambiental da “Atividade de Produção e Escoamento de Óleo do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos – Etapa 3”. Ainda, considera as contribuições recebidas nas Reuniões Públicas realizadas em Ubatuba (8.11.2018) e Ilhabela (10.11.2018), bem como através dos documentos protocolados desde a emissão do Parecer Técnico nº 171/2018-COPROD/CGMAC/DILIC.

II – INFORMAÇÕES SOBRE O ANDAMENTO DO PROCESSO

São apresentadas informações sobre o andamento do processo 02001.007928/2014-44 a partir da emissão do Parecer Técnico nº 171/2018-COPROD/CGMAC/DILIC:

Através do Ofício nº 273/2018/COPROD/CGMAC/DILIC-IBAMA, de 19.7.2018 (SEI nº 2847997), a Coordenação de Produção encaminhou para a PETROBRAS o Parecer Técnico nº 171/2018-COPROD/CGMAC/DILIC que apresentou considerações baseadas nas manifestações realizadas e documentos recebidos durante as Audiências Públicas nos municípios de Niterói/RJ (em 27.2.2018), Santos/SP (em 6.3.2018), Angra dos Reis/RJ (em 13.3.2018) e Caraguatatuba/SP (em 20.3.2018), na Reunião Pública no município de Cananeia/SP (em 3.5.2018), bem como em documentos protocolados no IBAMA sobre o processo em questão. O Ofício foi encaminhado para a empresa por meio de correio eletrônico em 19.7.2018 (SEI nº 2866130).

O Ministério Público Federal – Procuradoria da República em Caraguatatuba/SP, através do Ofício nº 443/2018-Extrajudicial, de 5.6.2018 (SEI nº 2677715 e 2880971), solicitou informações atualizadas sobre a realização de novas Audiências Públicas da Etapa 3 do Polo Pré-Sal na região do litoral norte do Estado de São Paulo. Esta solicitação foi reiterada através do Ofício nº 563/2018/MPF/PRM-CGT de 6.7.2018 (SEI nº 2880938).

Através do Ofício nº 286/2018/COPROD/CGMAC/DILIC-IBAMA de 2.8.2018 (SEI nº 2959852), a Diretoria de Licenciamento Ambiental (DILIC/IBAMA) informou ao Ministério Público Federal – Procuradoria da República em Caraguatatuba/SP as datas das novas reuniões públicas a serem realizadas na região do litoral norte do Estado de São Paulo, encaminhando o Parecer Técnico nº 171/2018-COPROD/CGMAC/DILIC. O Ofício foi encaminhado para o MPF por meio de correio eletrônico em 6.8.2018 (SEI nº 2959852).

O Ministério Público do Estado de São Paulo – Grupo de Atuação Especial de Defesa do Meio Ambiente – GAEMA Baixada Santista, através do Ofício nº 1026/18-GAEMA-BS de 26.7.2018, protocolado no IBAMA/SEDE em 14.8.2018 (SEI nº 3068644 e 3089871), reiterou solicitação de informações sobre a Etapa 3 do Pré-sal anteriormente apresentada através do Ofício nº 1861/17-GAEMA-BS.

Através do Ofício nº 273/2018/DILIC-IBAMA de 15.8.2018 (SEI nº 3073125), a Diretoria de Licenciamento Ambiental (DILIC/IBAMA) solicitou prorrogação do prazo para atendimento ao Ofício nº 1026/18-GAEMA-BS.

Através de Despacho de 15.8.2018 (SEI nº 3073329), a Diretoria de Licenciamento Ambiental (DILIC/IBAMA) solicitou à COPROD que elaborasse minuta de resposta ao Ofício nº 1026/18-GAEMA-BS.

O Ministério Público Federal – Procuradoria da República em Caraguatatuba/SP, através do Ofício nº 702/2018-Extrajudicial de 17.8.2018 (SEI nº 3137495 e 3185201), solicitou o encaminhamento do PEVO-BS e respostas da Petrobras às manifestações protocoladas por ocasião da Audiência Pública realizada em Caraguatatuba/SP.

Através de Despacho de 24.8.2018 (SEI nº 3137608), a Diretoria de Licenciamento Ambiental (DILIC/IBAMA) solicitou à COPROD que elaborasse minuta de resposta ao Ofício nº 702/2018-Extrajudicial.

A PETROBRAS, através da correspondência UO-BS 0522/2018 de 17.8.2018, protocolada na SUPES/IBAMA/RJ em 21.8.2018 (SEI nº 3147307), confirmou as datas e locais das novas Reuniões Públicas.

Através do Ofício nº 345/2018/COPROD/CGMAC/DILIC-IBAMA de 27.8.2018 (SEI nº 3174521), a Diretoria de Licenciamento Ambiental (DILIC/IBAMA) apresentou ao Ministério Público do Estado de São Paulo – Grupo de Atuação Especial de Defesa do Meio Ambiente – GAEMA Baixada Santista as informações solicitadas pelo Ofício nº 1026/18-GAEMA-BS. O Ofício foi encaminhado para o MPE por meio de correio eletrônico em 28.8.2018 (SEI nº 3178714).

Através do Ofício nº 347/2018/COPROD/CGMAC/DILIC-IBAMA de 29.8.2018 (SEI nº 3186213), a Diretoria de Licenciamento Ambiental (DILIC/IBAMA) apresentou ao Ministério Público Federal – Procuradoria da República em Caraguatatuba/SP as informações solicitadas no Ofício nº 702/2018-Extrajudicial e confirmou as datas das novas reuniões públicas a serem realizadas na região do litoral norte do Estado de São Paulo. O Ofício foi encaminhado para o MPF por meio de correio eletrônico em 29.8.2018 (SEI nº 3198141).

A PETROBRAS, através da correspondência UO-BS 0532/2018 de 24.8.2018, protocolada na SUPES/IBAMA/RJ em 29.8.2018 (SEI nº 3207841), retificou a data das Reuniões Públicas. Através de correio eletrônico em 31.8.2018 (SEI nº 3218874), a retificação foi informada ao Ministério Público Federal – Procuradoria da República em Caraguatatuba/SP.

Em 4.9.2018, foi inserido no processo o Aviso de Recebimento (SEI nº 3247957) do Ofício nº 286/2018/COPROD/CGMAC/DILIC-IBAMA encaminhado ao Ministério Público Federal – Procuradoria da República em Caraguatatuba/SP.

A PETROBRAS, através da correspondência UO-BS 0548/2018 de 30.8.2018, protocolada na SUPES/IBAMA/RJ em 4.9.2018 e inserida no SEI em 11.9.2018 (SEI nº 3287856), apresentou respostas aos pareceres técnicos nº 23/2018 e 171/2018-COPROD/CGMAC/DILIC-IBAMA, bem como cópias de todos os esclarecimentos encaminhados aos diferentes atores que haviam se manifestado no processo (SEI nº 3288018, 3288089 e 3470012).

A Fundação Florestal, através do Ofício DE Nº 1639/2018 de 3.9.2018, protocolado na SUPES/IBAMA/RJ em 10.9.2018 (SEI nº 3303578), encaminhou a INFORMAÇÃO TÉCNICA GT Pré-Sal Etapa 3 nº 002/2018, *“a qual, após análise da Respostas ao OF DE nº 162/2018 e Resposta a Informação Técnica GT Pré-Sal Etapa 3 nº 001/2018 protocoladas nesta Fundação Florestal em 17/07/2018, manifesta a existência de incertezas quanto ao licenciamento ambiental que necessitam ser dirimidas para a continuidade da análise”*.

Em 21.9.2018, foram inseridos no processo os Avisos de Recebimento do Ofício nº 345/2018/COPROD/CGMAC/DILIC-IBAMA encaminhado ao Ministério Público do Estado de São Paulo – Grupo de Atuação Especial de Defesa do Meio Ambiente – GAEMA Baixada Santista (SEI nº 3377444) e do Ofício nº 347/2018/COPROD/CGMAC/DILIC-IBAMA encaminhado ao Ministério Público Federal – Procuradoria da República em Caraguatatuba/SP (SEI nº 3377511).

A PETROBRAS, através da correspondência UO-BS/SMS/MA 0088/2018 de 1.10.2018, e protocolada no Escritório de Santos da SUPES/IBAMA/SP em 2.10.2018 (SEI nº 3471666) solicitou autorização para acessar os processos da empresa no sistema SEI IBAMA.

Através do Ofício nº 408/2018/COPROD/CGMAC/DILIC-IBAMA de 4.10.2018 (SEI nº 3480828), a Coordenação de Produção encaminhou para a PETROBRAS a INFORMAÇÃO TÉCNICA GT Pré-Sal Etapa 3 nº 002/2018, solicitando resposta aos pontos levantados pela Fundação Florestal. O Ofício e seus anexos foram encaminhados à empresa por meio de correio eletrônico em 24.10.2018 e 25.10.2018 (SEI nº 3624181 e 3634673).

Através dos Ofícios nº 420 e nº 421/2018/COPROD/CGMAC/DILIC-IBAMA de 15.10.2018 (SEI nº 3541391 e 3541393), a Coordenação de Produção encaminhou para a PETROBRAS os Ofícios Circulares nº 0014 e nº 0015/2018/CGMAC/DILIC/IBAMA, de 11.10.2018 (SEI nº 3541390 e 3541392) a serem encaminhados aos destinatários com informações sobre a realização de novas Reuniões Públicas e as respostas da PETROBRAS para os pareceres técnicos emitidos pelo IBAMA e para as manifestações recebidas durante etapa inicial de consulta pública. Os Ofícios foram encaminhados para a empresa por meio de correio eletrônico em 15.10.2018 (SEI nº 3543245 e 3543379).

A PETROBRAS, através da correspondência UO-BS 0629/2018 de 9.10.2018, protocolada na SUPES/IBAMA/RJ em 15.10.2018 (SEI nº 3558105), informou alteração no local de realização da Reunião Pública de Ubatuba/SP.

Considerando a alteração no local de realização da Reunião Pública de Ubatuba/SP, a Coordenação de Produção, através dos Ofícios nº 427 e nº 428/2018/COPROD/CGMAC/DILIC-IBAMA de 15.10.2018 (SEI nº 3558165 e nº 3558228), encaminhou para a PETROBRAS os Ofícios Circulares revisados nº 0016 e nº 0017/2018/CGMAC/DILIC/IBAMA, de 15.10.2018 (SEI nº 3558160 e 3558213) a serem encaminhados aos destinatários com informações sobre a realização de novas Reuniões Públicas e as respostas da PETROBRAS para os pareceres técnicos emitidos pelo IBAMA e para as manifestações recebidas durante etapa inicial de consulta pública. Os Ofícios foram encaminhados para a empresa por meio de correio eletrônico em 16.10.2018 (SEI nº 3558567 e 3558620).

A PETROBRAS, através da correspondência UO-BS 0625/2018 de 8.10.2018, protocolada na SUPES/IBAMA/RJ em 15.10.2018 (SEI nº 3558372), encaminhou memórias de reuniões entre o Conselho Consultivo do Núcleo de Gestão Integrada (NGI) ICMBio Alcatrazes e representantes da Petrobras.

Através do Ofício nº 430/2018/COPROD/CGMAC/DILIC-IBAMA de 23.10.2018 (SEI nº 3572703), a Diretoria de Licenciamento Ambiental encaminhou à Diretoria de Pesquisa, Avaliação e Monitoramento da Biodiversidade do Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade (DIBIO/ICMBio) cópias dos Pareceres Técnicos nº 23/2018 e 171/2018-COPROD/CGMAC/DILIC-IBAMA e do Ofício nº 170/2018/COPROD/CGMAC/DILIC-IBAMA, juntamente às complementações apresentadas pela PETROBRAS em atenção a estes documentos. Este mesmo ofício apresentou informações sobre o andamento do processo e convidou o ICMBio a enviar representantes para as novas Reuniões Públicas. O Ofício foi encaminhado para a DIBIO/ICMBio por meio de correio eletrônico em 23.10.2018 (SEI nº 3612909) e o comprovante de recebimento, de mesma data, foi inserido no SEI em 22.11.2018 (SEI nº 3829090).

A PETROBRAS, através da correspondência UO-BS 0642/2018 de 19.10.2018, protocolada na SUPES/IBAMA/RJ na mesma data (SEI nº 3632006), em atenção ao Ofício nº 427/2018/COPROD/CGMAC/DILIC-IBAMA, encaminhou cópias digitais de todas as respostas da PETROBRAS referentes à Etapa 3 (SEI nº 3632271).

A PETROBRAS, através da correspondência UO-BS 0634/2018 de 16.10.2018, protocolada na SUPES/IBAMA/RJ em 19.10.2018 (SEI nº 3638636), encaminhou cópia impressa da resposta ao Parecer Técnico nº 23/2018-COPROD/CGMAC/DILIC (SEI nº 3660621).

A PETROBRAS, através da correspondência UO-BS 0644/2018 de 22.10.2018, protocolada na SUPES/IBAMA/RJ em 24.10.2018 (SEI nº 3645611), encaminhou os comprovantes de entrega dos Ofícios Circulares nº 0016/2018 e 0017/2018 – CGMAC/DILIC/IBAMA, referente às reuniões públicas nos municípios de Ubatuba/SP e Ilhabela/SP da “Atividade de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos – Etapa 3” (SEI nº 3645657 e 3660621).

A PETROBRAS, através da correspondência UO-BS 0673/2018 de 5.11.2018, protocolada na SUPES/IBAMA/RJ na mesma data (SEI nº 3726432), encaminhou os relatórios prévios de divulgação e mobilização das reuniões públicas de Ubatuba/SP e Ilhabela/SP (SEI nº 3726449).

O Ministério Público Federal – Procuradoria da República em Caraguatatuba/SP e o Ministério Público do Estado de São Paulo – Grupo de Atuação Especial de Defesa do Meio Ambiente – Núcleo Litoral Norte (GAEMA-LN), através de correspondência de 9.11.2018, protocolada na SUPES/IBAMA/SP em 13.11.2018 (SEI nº 3772431), encaminharam manifestação com questionamentos referentes ao processo de licenciamento ambiental da “Atividade de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos – Etapa 3.

A PETROBRAS, através da correspondência UO-BS 0693/2018 de 8.11.2018, protocolada na SUPES/IBAMA/RJ em 13.11.2018 (SEI nº 3786529), apresentou cópia da resposta ao Ofício DE Nº 1639/2018 – Informação Técnica GT Pré-sal Etapa 3 nº 002/2018 encaminhada pela empresa à Fundação Florestal (SEI nº 3786559).

Em 8.11.2018, foi realizada Reunião Pública sobre a “Atividade de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos – Etapa 3” no município de Ubatuba (SP), conforme ATA SUMÁRIA DE REUNIÃO PÚBLICA CGMAC/DILIC/IBAMA nº 08/2018 (SEI nº 3817438). Além da ata sumária, foram incluídos no processo: formulários com perguntas (SEI nº 3817447), lista de presença (SEI nº 3817470), inscrição de manifestações orais (SEI nº 3817462) e documentos recebidos (SEI nº 3817551, 3817578 e 3817588).

Em 10.11.2018, foi realizada Reunião Pública sobre a “Atividade de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos – Etapa 3” no município de Ilhabela (SP), conforme ATA SUMÁRIA DE REUNIÃO PÚBLICA CGMAC/DILIC/IBAMA nº 09/2018 (SEI nº 3817601). Além da ata sumária, foram incluídos no processo: formulários com perguntas (SEI nº 3817623), lista de presença (SEI nº 3817746), inscrição de manifestações orais (SEI nº 3817718) e documentos recebidos (SEI nº 3817746).

A Diretoria de Pesquisa, Avaliação e Monitoramento da Biodiversidade do Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade (DIBIO/ICMBio), através do Ofício SEI nº 260/2018-DIBIO/ICMBio de 22.11.2018 (SEI nº 3861692), solicitou o envio de arquivo em formato *Shapefile* da área de influência, para o meio físico e biótico, definida para o empreendimento.

Através do Ofício nº 487/2018/COPROD/CGMAC/DILIC-IBAMA de 29.11.2018 (SEI nº 3870529), a Diretoria de Licenciamento Ambiental informou à Diretoria de Pesquisa, Avaliação e Monitoramento da Biodiversidade do Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade (DIBIO/ICMBio) que as informações solicitadas estavam disponíveis para consulta no sítio do Ibama na internet. Em 3.12.2018, foi inserido no SEI o comprovante do recebimento do Ofício em 30.11.2018 (SEI nº 3900678) e em 5.12.2018 o Ofício foi encaminhado para a DIBIO/ICMBio por meio de correio eletrônico (SEI nº 3927317).

Através do Ofício nº 499/2018/COPROD/CGMAC/DILIC-IBAMA, de 5.12.2018 (SEI nº 3928860), a Coordenação de Produção encaminhou à PETROBRAS o Parecer Técnico nº 320/2018-COPROD/CGMAC/DILIC (SEI nº 3924256), que apresentou uma análise parcial das respostas aos Pareceres Técnicos nº 23/2018 e 171/2018-COPROD/CGMAC/DILIC-IBAMA, abordando informações básicas relacionadas ao item “II.2 – Caracterização da Atividade” e ao item “II.6.2 – Modelagem da Dispersão de Óleo e da Dispersão de Efluentes”, apontando a necessidade de algumas complementações e esclarecimentos adicionais. O Ofício foi encaminhado para a empresa por meio de correio eletrônico de 5.12.2018 (SEI nº 3931002).

A PETROBRAS, através da correspondência UO-BS 0723/2018, de 28.11.2018, protocolada na SUPES/IBAMA/RJ em 29.11.2018 (SEI nº 3938697), encaminhou os relatórios finais das reuniões públicas de Ubatuba/SP (SEI nº 3938801) e Ilhabela/SP (SEI nº 3938829).

O Ministério Público do Estado de São Paulo – Grupo de Atuação Especial de Defesa do Meio Ambiente – GAEMA Baixada Santista, através do Ofício nº 1522/18-GAEMA-BS datado de 5.12.2018 e inserido no SEI em 6.12.2018 (SEI nº 3943614), solicitou informações sobre a Etapa 3 do Pré-sal.

Através do Ofício nº 501/2018/DILIC-IBAMA de 11.12.2018 (SEI nº 3943634), a Diretoria de Licenciamento Ambiental (DILIC/IBAMA) apresentou informações para atendimento ao Ofício nº 1522/18-GAEMA-BS.

A Fundação Florestal, através do Ofício DE Nº 2284/2018 de 5.12.2018, protocolado na SUPES/IBAMA/RJ em 11.12.2018 (SEI nº 3988362), encaminhou a INFORMAÇÃO TÉCNICA GT Pré-Sal Etapa 3 nº 003/2018 e a Autorização para Licenciamento de empreendimento dentro da área de Unidade de Conservação ou em sua Zona de Amortecimento nº 11/2018. O Ofício encaminhou, ainda, as manifestações dos Conselhos Gestores das APAs Marinhas Litoral Centro e Sul e lista com os nomes dos funcionários desta Fundação Florestal para acesso ao Sistema Eletrônico de Informações – SEI do IBAMA.

Em 8.1.2019, foi inserido no processo o Aviso de Recebimento do Ofício nº 272/2018/COPROD/CGMAC/DILIC-IBAMA encaminhado à Secretária de Meio Ambiente de Santos/SP (SEI nº 4126097).

A PETROBRAS, através das correspondências UO-BS 0014/2019 de 10.1.2019, protocolada na SUPES/IBAMA/RJ em 14.1.2019 (SEI nº 4244764 e nº 4244790) e UO-BS 0036/2019 de 18.1.2019, protocolada na SUPES/IBAMA/RJ em 21.1.2019 (SEI nº 4245617), apresentou resposta ao Parecer Técnico nº 320/2018-COPROD/CGMAC/DILIC-IBAMA.

A Diretoria de Pesquisa, Avaliação e Monitoramento da Biodiversidade do Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade (DIBIO/ICMBio), através do Ofício SEI nº 6/2019-DIBIO/ICMBio de 30.1.2019 (SEI nº 4287599), encaminhou a Autorização nº 02/2019-GABIN, referente ao licenciamento ambiental da “Atividade de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos – Etapa 3”.

Em 13.2.2019, foi inserido no processo o Aviso de Recebimento do Ofício nº 501/2018/DILIC-IBAMA encaminhado ao Ministério Público do Estado de São Paulo – Grupo de Atuação Especial de Defesa do Meio Ambiente – GAEMA Baixada Santista (SEI nº 4370723).

Através do Ofício nº 104/2019/COPROD/CGMAC/DILIC de 27.2.2019 (SEI nº 4487798), a Coordenação de Produção encaminhou resposta às Manifestações protocoladas por grupos de pescadores artesanais e comunidades caiçaras nas Reuniões Públicas de Ubatuba e Ilhabela, no Estado de São Paulo, que solicitavam a realização de reuniões livres, prévias e informadas, conforme previsto na Convenção 169 da OIT, no âmbito do licenciamento ambiental da “Atividade de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos – Etapa 3”, respectivamente, “Manifesto GT Ubatuba – Comunidades Tradicionais” e “Ofício 002/2018 – GT São Sebastião – Etapa 3”. O Ofício foi encaminhado para os solicitantes por meio de correio eletrônico de 1.3.2019 (SEI nº 4507232) e para a empresa por meio de correio eletrônico de 1.3.2019 (SEI nº 4494437).

Através do Ofício nº 106/2019/COPROD/CGMAC/DILIC de 28.2.2019 (SEI nº 4502103), a Diretoria de Licenciamento Ambiental (DILIC/IBAMA) encaminhou ao Ministério Público Federal – Procuradoria da República em Caraguatatuba/SP e ao Ministério Público do Estado de São Paulo – Grupo de Atuação Especial de Defesa do Meio Ambiente – Núcleo Litoral Norte (GAEMA-LN) a Informação Técnica nº 6/2019-COPROD/CGMAC/DILIC (SEI nº 4503846).

III – ANÁLISE

A presente análise segue a itemização utilizada no Termo de Referência CGPEG/DILIC/IBAMA nº 011/15, citando apenas os itens para os quais foram solicitados esclarecimentos ou informações adicionais e aqueles para os quais existem observações a serem feitas.

II.2 – Caracterização da Atividade

II.2.1.1 – Descrição Sucinta do Projeto

Considerando as alterações reportadas em pareceres técnicos anteriores, a Atividade de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos – Etapa 3 passou a contemplar 10 (dez) projetos de curta duração e 12 (doze) projetos de longa duração, sendo estes:

- 1 (um) Teste de Longa Duração (TLD de Sagitário);
- 8 (oito) Sistemas de Produção Antecipada (SPA de Sururu 3, SPA de Búzios Safira, SPA de Búzios Berilo, SPA de Búzios Turquesa, SPA de Búzios Turmalina, SPA do Complementar de Atapu, SPA de Sépia 2, SPA de Sul de Sapinhoá);
- 1 (hum) Piloto de Produção de Curta Duração (Piloto de Júpiter);
- 11 (onze) Projetos de Desenvolvimento da Produção (DP de Sururu, DP de Lula Sul 3, DP de Lula Oeste, DP de Itapu, DP de Búzios 5, DP de Búzios 6, DP de Atapu 1, DP de Atapu 2, DP de Sépia, DP de Libra 2 Noroeste, DP de Libra 3 Noroeste); e
- 1 (hum) Piloto de Produção de Longa Duração (Piloto de Libra).

Todos os projetos da Etapa 3 utilizarão Unidades Estacionárias 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. Conforme informado no EIA (Rev00):

“A capacidade de processamento de óleo prevista nos FPSOs que desenvolverão os projetos de Piloto e DP varia de 16.000 a 28.600 m³/d, a capacidade de gás varia de 5.000.000 a 12.000.000 m³/d e a de água produzida, de 14.000 a 24.000 m³/d.”

Os SPA e o TLD da Etapa 3 terão duração aproximada de 6 (seis) meses e têm como objetivo minimizar as incertezas técnicas quanto ao escoamento e dinâmica dos reservatórios e avaliar a capacidade de produção. Os SPA apresentam as mesmas características de um TLD, mas com denominação diferenciada em virtude de ocorrerem após a declaração de comercialidade do campo onde será realizado.

O gás produzido no TLD e nos SPA será utilizado como combustível no FPSO e o excedente será encaminhado ao sistema de tocha da embarcação, não havendo gasoduto para exportação. Conforme indicado no Parecer Técnico nº 23/2018-COPROD/CGMAC/DILIC, *“em projetos anteriores de SPAs/TLDs no Polo Pré-Sal, a queima foi limitada em 500.000 m³/d. Para a Etapa 3, mantém-se o entendimento de que este valor já representa uma queima expressiva e não deverão ser autorizados quaisquer valores superiores a este limite”*.

O Piloto de Curta Duração (Piloto de Júpiter) visa à obtenção de informações de reservatório e qualificação de tecnologias para produção sob condições de elevado conteúdo de CO₂ no reservatório (87,26% m/m ou 77,83% v/v) e sistema de separação a alta pressão, com duração prevista de 12 (doze) meses, podendo ser prorrogado por mais 12 (doze) meses. Foi esclarecido que a denominação Piloto de Curta Duração foi escolhida por envolver um período de teste um pouco maior que o previsto para o TLD e os SPA.

Segundo a PETROBRAS:

“O gás produzido no campo de Júpiter, objeto do Piloto de Curta Duração, será totalmente reinjetado. Essa é a estratégia em pauta, dada à impossibilidade de enquadramento do gás para exportação (3% de CO₂) ou mesmo para utilização como gás combustível (menor do que 40% de CO₂). As tecnologias de membranas de remoção de CO₂ bem como de turbinas a gás não permitem o uso do gás com teores da ordem de 80%.” (Grifo nosso).

Quanto aos empreendimentos de longa duração – Piloto de Produção de Longa Duração e Desenvolvimentos da Produção –, o gás produzido será utilizado como combustível no FPSO, escoado por gasodutos interligados à malha de escoamento de gás do Polo Pré-sal da Bacia de Santos (PPSBS) ou reinjetado. Os gasodutos, que devem partir dos FPSOs de cada Desenvolvimento da Produção interligando-os a esta malha de escoamento de gás, também são objetos deste licenciamento.

Cabe destacar que os projetos na área de Libra (campo de Mero) – Piloto de Longa Duração de Libra, DP de Libra 2 NW e DP de Libra 3 NW – não preveem gasoduto para exportação do grande volume de gás produzido – até 30 MM m³/dia, considerando os 3 (três) projetos –, sendo o gás consumido ou totalmente reinjetado.

Neste sentido, na resposta ao Parecer Técnico nº 320/2018-COPROD/CGMAC/DILIC-IBAMA, a PETROBRAS informou que *“ainda não descartou totalmente a oportunidade de gerenciamento do gás por meio da exportação parcial com escoamento via gasoduto”,* uma vez que *“o bloco de Libra, apresenta, em função das características do reservatório, um crescimento significativo da Razão Gás/Óleo (RGO) ao longo do período de produção do campo, o que faz com que as unidades de produção fiquem “topadas” por gás durante praticamente toda a vida produtiva dos projetos”*. Contudo, a estratégia de exportação do gás *“traz a desvantagem de reduzir a reposição de volumes nos reservatórios sob a forma de gás miscível”* e *“está diretamente relacionada à variabilidade do mercado em relação aos preços de transporte e comercialização do gás, que atualmente não se mostram competitivos”*.

Além disso, a empresa esclarece que *“o cenário de exportação total de gás em cada FPSO foi desconsiderado anteriormente porque o gás reinjetado com teor mais alto de CO₂ faria com que o gás hidrocarboneto disponível para exportação fosse gradativamente reduzido a zero em pouco mais de dez anos de produção, situação que levaria inclusive à falta de gás combustível para geração de energia na*

plataforma” e que “os volumes de gás passíveis de oferta ao mercado são de apenas 3,5 milhões Sm³/d, limitados pela alta concentração de CO₂ no óleo e gás de Mero, além do consumo interno na geração de energia das UEPs”.

II.2.1.3 – Localização e Limites dos Blocos / Campos

Os projetos serão localizados a uma distância mínima de 170 km da costa do litoral dos estados de São Paulo e Rio de Janeiro, em águas com profundidade mínima de 1.600 m.

II.2.1.5 – Características dos Poços

Conforme indicado no EIA (Rev00), os Desenvolvidos da Produção e o Piloto de Libra teriam uma duração prevista variável de 20 (vinte) a 34 (trinta e quatro) anos e apresentarão a seguinte configuração em relação aos tipos de poços:

- DP de Lula Sul 3: 8 (oito) poços produtores; 5 (cinco) poços injetores de água; e 1 (hum) poço injetor de gás.
- DP de Lula Oeste: 9 (nove) poços produtores; e 9 (nove) poços injetores de água e gás (WAG).
- DP de Sururu: 9 (nove) poços produtores; e 7 (sete) poços injetores de água e gás (WAG).
- DP de Atapu 1: 8 (oito) poços produtores; 5 (cinco) poços injetores de água e gás (WAG); 3 (três) poços injetores de água; 2 (dois) poços produtores contingentes; e 1 (hum) poço injetor de água contingente.
- DP de Atapu 2: 6 (seis) poços produtores; e 5 (cinco) poços injetores de água e gás (WAG).
- DP de Búzios 5: 9 (nove) poços produtores; 5 (cinco) poços injetores de água e gás (WAG); e 4 (quatro) poços injetores de água.
- DP de Búzios 6: 9 (nove) poços produtores; 5 (cinco) poços injetores de água e gás (WAG); e 4 (quatro) poços injetores de água.
- DP de Itapu: 5 (cinco) poços produtores; 4 (quatro) poços injetores de água e gás (WAG); 4 (quatro) poços produtores contingentes; e 5 (cinco) poços injetores de água e gás (WAG) contingentes.
- DP de Sépia: 9 (nove) poços produtores; 7 (sete) poços injetores de água e gás (WAG); 1 (hum) poço produtor contingente; e 2 (dois) poços injetores de água e gás (WAG) contingentes.
- DP de Libra 2 NW: 8 (oito) poços produtores; e 9 (nove) poços injetores de água e gás (WAG).
- DP de Libra 3 NW: 8 (oito) poços produtores; e 8 (oito) poços injetores de água e gás (WAG).
- Piloto de Libra: 8 (oito) poços produtores; e 9 (nove) poços injetores de água e gás (WAG).

Considerando todos os projetos, estão previstos cerca de 200 poços.

II.2.1.6 – Cronograma Preliminar

Na resposta ao Parecer Técnico nº 320/2018-COPROD/CGMAC/DILIC-IBAMA foi apresentado cronograma atualizado.

Com base neste cronograma, estão previstos:

- 10 (dez) projetos de curta duração (TLD/SPA/Piloto de Curta Duração), o primeiro (SPA de Sururu 3) com início previsto para o final de 2020 e os demais realizados de forma sequencial, em um período de cerca de 3 (três) anos (entre meados de 2022 e meados de 2025), com até 3 (três) atividades simultâneas.
- 12 (doze) projetos de longa duração (DP/Piloto de Longa Duração), com início das atividades de instalação no primeiro semestre de 2019 e da operação do primeiro DP – DP de Atapu 1 – em abril de 2020. A previsão de entrada em operação, de acordo com o cronograma apresentado, seria de mais 1 (um) DP em 2020, 4 (quatro) DP/Piloto em 2021, 2 (dois) DP em 2022, 2 (dois) DP em 2023 e 2 (dois) DP em 2024. A previsão de duração da produção se estende até pelo menos 2058 (DP de Sururu).

Solicita-se que eventuais alterações neste cronograma sejam informadas a cada novo requerimento de licença de instalação ou operação.

Observa-se que, conforme indicação do Parecer Técnico nº 320/2018-COPROD/CGMAC/DILIC-IBAMA, a qual a PETROBRAS manifestou ciência, uma excessiva postergação dos projetos em relação à emissão da Licença Prévia poderá impossibilitar a emissão de LI/LO no âmbito deste processo de licenciamento.

II.2.1.7 – Contribuição da Atividade para o Setor Industrial Petrolífero

Conforme o EIA Rev00, no pico de produção dos projetos da Etapa 3 em 2023/2024, a produção atingiria cerca 1,2 milhão de bdp de óleo e mais de 60 milhões m³/dia de gás, dos quais cerca de 30 milhões m³/dia seriam produzidos em Libra e, portanto, a princípio, não estariam “disponíveis ao mercado”, já que não há previsão de gasoduto para escoamento da produção de Libra. Considerando os projetos das Etapas 1 e 2, a produção seria de mais de 2 milhões de bdp de óleo e de 100 milhões m³/dia de gás.

II.2.4 – Descrição das Atividades

II.2.4.1 – Identificação das unidades de produção e Certificados

A PETROBRAS deverá apresentar os certificados atualizados para cada FPSO que for atuar em determinada atividade quando do requerimento da respectiva licença de operação.

II.2.4.2 – Descrição das unidades de produção

II.2.4.2.1 – FPSOs do Teste de Longa Duração (TLD) e dos Sistemas de Produção Antecipada (SPAs)

Conforme o EIA Rev00, “Para o TLD e SPAs está prevista a utilização do FPSO Cidade de São Vicente ou outra UEP [Unidade Estacionária de Produção] a ser contratada cujas características são similares”, ou seja, deverão ser mantidas “as mesmas ordens de grandeza quanto à capacidade de processamento e armazenamento, capacidade de tratamento de efluentes, geração de efluentes, resíduos e emissões atmosféricas”.

Observa-se que a confirmação da unidade de produção e o detalhamento de suas características deverão ser apresentados por ocasião do requerimento da Licença de Instalação.

O FPSO BW Cidade de São Vicente tem uma planta de processo com capacidade para processar 30.000 bpd de óleo e 1 milhão m³/dia de gás e uma capacidade total de estocagem de aproximadamente 472.000 bpd de óleo (75.000 m³) em 5 (cinco) tanques centrais. Sua ancoragem é feita através de *turret*. Possui capacidade de alojamento para 80 (oitenta) pessoas.

Cabe destacar que, pelo fato desta unidade de produção atuar na Bacia de Santos desde o início dos projetos do Polo Pré-sal em 2009 e da última vistoria ter ocorrido em outubro de 2013, caso o FPSO BW Cidade de São Vicente venha a ser utilizado na Etapa 3 do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos, nova inspeção deverá ser realizada antes da emissão da primeira licença de operação para atividade a ser desenvolvida pelo mesmo.

II.2.4.2.2 – FPSOs dos Desenvolvidos de Produção (DP) e Pilotos de Curta e Longa Duração

Considerando que as unidades se encontram em fase de projeto ou construção, o EIA Rev00 “abordou dois FPSOs, denominados de Replicante e Teórico, que representam todas as unidades de produção que serão utilizadas em termos de características físicas e operacionais”.

Observa-se, entretanto, que a confirmação da unidade de produção e o detalhamento de suas características deverão ser apresentados por ocasião do requerimento da Licença de Instalação.

II.2.4.2.2.1 – FPSO Replicante

O primeiro projeto de longa duração deste licenciamento é o DP de Atapu 1, cujo FPSO é o replicante P-70. Toda a descrição deste item se aplica a todos os FPSO do tipo replicante, inclusive a P-70. O FPSO Replicante também é representativo dos projetos: Piloto de Júpiter, DP de Lula Oeste e DP de Atapu 2.

As principais características do FPSO Replicante são:

- Capacidade total dos tanques de armazenamento de petróleo: 312.538 m³ (1.965.805 barris);

- Capacidade total dos tanques que podem receber óleo (incluindo *slop*, diesel, óleo lubrificante): 326.080 m³;
- UTE: *Omnipure* 5528 – capacidade de 25.5 m³/d;
- Capacidade de produção: 150.000 bpd de óleo, 6 milhões de m³/d de gás e 180.000 barris/dia de água de injeção;
- Com sistema de remoção de CO₂, mas não de H₂S;
- Alojamento: 158 (cento e cinquenta e oito) pessoas;
- Casco: costado duplo e fundo singelo.

Tanques

Foram relacionados 12 (doze) possíveis tanques de carga de petróleo que totalizam sua capacidade de estocagem de óleo. Além destes, há mais 2 (dois) tanques de *slop*, 1 (hum) de diesel e 2 (dois) de óleo lubrificante que recebem demais efluentes com óleo.

Sistema de Separação de Óleo, Água e Gás

As plantas de processo dos FPSO Replicantes têm capacidade para processar 24.000 m³/d de líquido (150.000 bpd), 24.000 m³/d de óleo, 19.000 m³/d de água produzida (120.000 barris/dia) e 6,0 milhões de m³/d de gás.

Está prevista a separação do CO₂ e sua reinjeção no reservatório. Na resposta ao Parecer Técnico nº 320/2018-COPROD/CGMAC/DILIC-IBAMA, a PETROBRAS corrigiu a capacidade dos compressores de injeção dos FPSO Replicantes para 6.000.000 Sm³/d.

Sistema de Flare e Vent

O EIA Rev00 informou que:

“Em condições normais de operação, a planta de produção foi projetada para a queima nula, excluindo o volume de queima no piloto e no sistema de purga, importante para manter a operação do sistema de “Flare” numa condição segura.”

Ainda indica que:

“Especificamente no projeto do FPSO Replicante, foi projetado 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 50.000 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.”

Tratamento de Água Produzida

O sistema de tratamento de água produzida possui basicamente os seguintes equipamentos principais: vaso coletor, hidrociclones e flotador.

A água proveniente do separador de água livre é encaminhada em conjunto com a corrente de água proveniente dos tratadores eletrostáticos ao vaso coletor. Em seguida, segue para os hidrociclones, os quais promovem a separação entre óleo e água por efeito centrífugo. A última etapa do tratamento é realizada no flotador, que especifica o teor de óleo dentro dos limites exigidos pela legislação.

A qualidade da água tratada será monitorada continuamente por um sensor de Teor de Óleo e Graxas (TOG) localizado na linha de descarte, que interrompe o lançamento caso o efluente esteja fora de especificação. Neste caso, a água desenquadrada será enviada para o tanque de *slop* sujo, de onde seguirá para o tanque de *slop* limpo, em adição a outros efluentes oleosos do FPSO, sendo descartada após decantação, seguindo as determinações da MARPOL 73/78 (teor de óleos e graxas inferior a 15 ppm).

Observa-se que além de atender as determinações da MARPOL 73/78, o descarte do efluente do tanque de *slop* limpo, por incluir água produzida, deverá também observar as determinações quanto ao monitoramento e limites estabelecidos na CONAMA 393/2007.

Na resposta ao Parecer Técnico nº 23/2018-COPROD/CGMAC/DILIC, foi confirmado pela PETROBRAS que “*não haverá descarte de água de produção na forma submersa*”.

Sistema de Tratamento de Água de Injeção

O tratamento de água de injeção é composto das etapas de filtração, dessulfatação – por uma Unidade de Remoção de Sulfatos (URS) – 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.

Sistema de drenagem

O sistema de drenagem dos FPSO Replicantes 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, são bombeados para o separador de água livre, e reincorporados à corrente processada.

As águas de drenagem que compõem o sistema aberto classificado são geradas na unidade e correspondem às águas de lavagem da planta industrial, água gerada na área de armazenamento de insumos combustíveis e no setor de lavagem de peças e equipamentos, e ainda às 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 águas de lavagem e águas pluviais que incidem em áreas sem possibilidade de contaminação por óleo.

Os dois *headers* são encaminhados 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 seja inferior a 15 ppm, conforme determinação MARPOL, e então é descartada para o mar.

Na resposta ao Parecer Técnico nº 23/2018-COPROD/CGMAC/DILIC, a PETROBRAS confirmou que não há previsão de que o efluente residual gerado em drenagem aberta, classificada ou não, seja direcionado à planta do processo. Caso a empresa, há qualquer tempo, compreenda que esta manobra será necessária, é 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.

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 ocorre a 15 ppm. Se não houver enquadramento, a água recircula pelo sistema. O resíduo oleoso segue para o tanque de *slop* sujo.

Na resposta ao Parecer Técnico nº 23/2018-COPROD/CGMAC/DILIC, a PETROBRAS confirmou que:

*“A água tratada no Sistema de Água Oleosa é enquadrada de acordo com a Marpol 73/78 e é descartada no mar, não retornando para o processo. O óleo sobrenadante observado no tanque de drenagem ou no tanque de *slop*, bem como também no sistema de *bilge*, terá como destinação final o reprocessamento na planta de produção, tanque de borra ou ser direcionado para os tanques de carga.”*

Sistema de Geração de Energia

O sistema de geração principal de energia do FPSO Replicante é composto por 4 (quatro) turbogeradores com potência nominal individual de 25 MW. Cada gerador é acionado por uma turbina a gás do tipo bicomcombustível (gás e diesel). Em operação normal, três geradores operarão em paralelo e o quarto gerador permanecerá em reserva.

O sistema elétrico possui dois conjuntos moto-geradores, sendo um gerador elétrico auxiliar e um gerador elétrico de emergência. A potência nominal de cada gerador é de 1,8 MW.

A empresa informa que não é esperado atingir a potência de 100 MW em nenhuma operação, mesmo nas operações em que sejam utilizados os 4 (quatro) turbogeradores simultaneamente, como na partida dos 2 (dois) trens de compressão.

Observa-se que a operação simultânea dos 4 (quatro) turbogeradores, mesmo que eventual, não deve resultar em uma geração elétrica superior a 100 MW. Caso a PETROBRAS, em algum momento, entenda necessário este uso, deve submeter à aprovação prévia do IBAMA um plano para atendimento às determinações da Resolução CONAMA nº 382/2006.

Sistema de Transferência de Óleo (offloading)

A transferência do óleo para os navios aliviadores será realizada através de mangotes flutuantes de carcaça dupla, classe 300, armazenados em carretéis numa vazão de 6.630 m³/h. O EIA Rev00 informa que o mangote de transferência é equipado em uma extremidade com válvula automática cujo fluxo só é liberado após a 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.

Ressalta-se que os terminais dos mangotes de offloading não deverão permanecer livres sobre o mar, cabendo ao empreendedor mantê-los dispostos de forma que possíveis gotejamentos sejam colhidos pelo sistema de drenagem da unidade.

Na resposta ao Parecer Técnico nº 23/2018-COPROD/CGMAC/DILIC, a PETROBRAS confirmou que “os FPSOs replicantes disporão de estações de offloading na popa e na proa”.

Acomodações

Foi informado que há acomodações para 158 (cento e cinquenta e oito) pessoas. Destaca-se que, ao longo do período de atividade da unidade, os equipamentos para tratamento de esgoto sanitário deverão estar em pleno funcionamento para este efetivo.

II.2.4.2.2.1 – FPSO Teórico

O FPSO Teórico é representativo dos DP Lula Sul 3, Sururu, Búzios 5, Búzios 6, Itapu, Sépia, Piloto de Libra, Libra 2 NW e Libra 3 NW.

As principais características do FPSO Teórico são:

- Capacidade total dos tanques de armazenamento de petróleo: 397.375 m³ (2.499.489 barris);
- Capacidade total dos tanques que podem receber óleo (incluindo *slop*, diesel, óleo lubrificante): até 450.000 m³;
- UTE: Lodo ativado com sistema de aeração suspensa;
- Capacidade de produção: 180.000 bpd de óleo por dia, 6 a 12 milhões de m³/d de gás e 240.000 barris/dia de água de injeção;
- Com sistema de remoção de CO₂ (exceto o DP de Itapu) e de H₂S (exceto os DP de Itapu e de Sépia);
- Alojamento: 160 (cento e sessenta) pessoas.

Na resposta ao Parecer Técnico nº 23/2018-COPROD/CGMAC/DILIC, a PETROBRAS confirmou que o “FPSO Teórico possuirá, no mínimo, camada suplementar em aço no bordo de transferência de cargas além de defensas, conforme demais projetos do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos”.

Tanques

Foram relacionados 18 (dezoito) possíveis tanques de carga de petróleo que totalizam sua capacidade de estocagem de óleo. Além destes, há mais 2 (dois) tanques de *slop* e são mencionados 2 (dois) tanques de diesel. Conservadoramente, para fins de análise de riscos, o volume considerado foi de 450.000 m³.

Sistema de Separação de Óleo, Água e Gás

Foram descritos de forma genérica equipamentos e tratamento de óleo. Os equipamentos informados são idênticos aos dos demais FPSO atuantes na região. O processo de tratamento de óleo, igualmente.

Está prevista a separação do CO₂ e sua reinjeção no reservatório.

Na resposta ao Parecer Técnico nº 320/2018-COPROD/CGMAC/DILIC-IBAMA, a PETROBRAS informou que a capacidade de reinjeção será de 6.000.000 Sm³/d (2 x 100%) ou, no caso dos FPSO de Libra, 12.000.000 Sm³/d (3 x 50%), afirmando que *“nas unidades de produção ainda não definidas será prevista redundância dos equipamentos críticos ao controle de emissões”*.

Observa-se que o FPSO responsável pelo DP de Itapu não terá um sistema de separação de CO₂, uma vez que o gás produzido no campo apresenta um reduzido teor deste composto químico. Nesse projeto, o gás produzido poderá ser totalmente aproveitado, sendo: exportado, utilizado em gás lift e no consumo da plataforma. Registra-se, ainda, que, segundo o EIA Rev00, *“os FPSOs de Itapu e Sépia não possuirão o processo de remoção de H₂S”*.

Sistema de Flare e Vent

O EIA Rev00 informou que:

“Para as quatro primeiras unidades dos FPSOs Teóricos, que não serão de propriedades da PETROBRAS (projetada, construída e operada pela PETROBRAS), não estão previstas o uso de Sistema de Recuperação de Gás do Flare (FGRS), vulgo “flare Fechado”. Uma vez adquirida maturidade operacional e domínio tecnológico, uma avaliação criteriosa será efetuada caso a caso.”

Tratamento de Água Produzida

O sistema de tratamento de água produzida possui basicamente os seguintes equipamentos principais: vaso coletor, hidrociclones e flotador.

A água proveniente do separador de água livre é encaminhada em conjunto com a corrente de água proveniente dos tratadores eletrostáticos ao vaso coletor. Em seguida, segue para os hidrociclones, os quais promovem a separação entre óleo e água por efeito centrífugo. A última etapa do tratamento é realizada no flotador, que especifica o teor de óleo dentro dos limites exigidos pela legislação.

A qualidade da água tratada será monitorada continuamente por um sensor de Teor de Óleo e Graxas (TOG) localizado na linha de descarte, que interrompe o lançamento caso o efluente esteja fora de especificação. Neste caso, a água desenquadrada será enviada para o tanque de *slop* sujo, de onde seguirá para o tanque de *slop* limpo, em adição a outros efluentes oleosos do FPSO, sendo descartada após decantação, seguindo as determinações da MARPOL 73/78 (teor de óleos e graxas inferior a 15 ppm).

Observa-se que além de atender as determinações da MARPOL 73/78, o descarte do efluente do tanque de *slop* limpo, por incluir água produzida, deverá também observar as determinações quanto ao monitoramento e limites estabelecidos na CONAMA 393/2007.

Na resposta ao Parecer Técnico nº 23/2018-COPROD/CGMAC/DILIC, foi confirmado pela PETROBRAS que *“não haverá descarte de água de produção na forma submersa”*.

Sistema de Tratamento de Água de Injeção

O tratamento de água de injeção é composto das etapas de filtração, dessulfatação – por uma Unidade de Remoção de Sulfatos (URS) – 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.

Sistema de drenagem

O sistema de drenagem dos FPSO Teóricos 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, são bombeados para o separador de água livre, e reincorporados à corrente processada.

As águas de drenagem que compõem o sistema aberto classificado são geradas na unidade e correspondem às águas de lavagem da planta industrial, água gerada na área de armazenamento de insumos combustíveis e no setor de lavagem de peças e equipamentos, e ainda às 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 águas de lavagem e águas pluviais que incidem em áreas sem possibilidade de contaminação por óleo.

Os dois *headers* são encaminhados 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 seja inferior a 15 ppm, conforme determinação MARPOL, e então é descartada para o mar.

Na resposta ao Parecer Técnico nº 23/2018-COPROD/CGMAC/DILIC, a PETROBRAS confirmou que não há previsão de que o efluente residual gerado em drenagem aberta, classificada ou não, seja direcionado à planta do processo. Caso a empresa, há qualquer tempo, compreenda que esta manobra será necessária, é 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.

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 ocorre a 15 ppm. Se não houver enquadramento, a água recircula pelo sistema. O resíduo oleoso segue para o tanque de “slop sujo”.

Na resposta ao Parecer Técnico nº 23/2018-COPROD/CGMAC/DILIC, a PETROBRAS confirmou que:

“A água tratada no Sistema de Água Oleosa é enquadrada de acordo com a Marpol 73/78 e é descartada no mar, não retornando para o processo. O óleo sobrenadante observado no tanque de drenagem ou no tanque de slop, bem como também no sistema de bilge, terá como destinação final o reprocessamento na planta de produção, tanque de borra ou ser direcionado para os tanques de carga.”

Sistema de Geração de Energia

O EIA Rev00 havia informado que “O sistema de geração principal será composto por grupos geradores acionados por turbinas do tipo bicomustível (gás ou diesel), sendo um conjunto em reserva (stand by)”, afirmando que “A demanda elétrica máxima dos turbogeradores será para todos os FPSOs inferior a 100 MW, em atendimento à Resolução CONAMA nº 382/2006”. (Grifo nosso)

O Parecer Técnico nº 23/2018-COPROD/CGMAC/DILIC ressaltou que “Na descrição do sistema não foram informadas a quantidade e capacidade dos geradores que compõe o conjunto. Contudo, no Quadro II.2.4.2.2-1, que apresenta as “Características Gerais do FPSO Teórico”, foi indicado que as unidades contarão com 5 (cinco) turbo-geradores de 25 MW. Esta configuração e capacidade 25% superior àquela definida para os FPSOs Replicantes sugere que as unidades chegarão a operar muito próximo aos 100MW ou mesmo acima deste limite” e solicitou “um detalhamento da demanda energética da unidade em condição média e de pico demonstrando que tal limite não será ultrapassado”.

Na resposta ao parecer, a empresa informou que “a PETROBRAS apresentará, no momento do requerimento da licença de instalação, um detalhamento de cada FPSO demonstrando que a demanda em condição média e de pico não ultrapassarão 100 MW. Por se tratar de um FPSO Teórico, não há um detalhamento específico”.

Observa-se que Resolução CONAMA nº 382/2006 não impede que a geração de energia seja superior à 100 MW, mas estabelece condições para que esta ocorra. Assim, diante da ausência do detalhamento solicitado, reitera-se o entendimento de que a configuração proposta indica que as “unidades chegarão a operar muito próximo aos 100MW ou mesmo acima deste limite”, de modo que nesses FPSO deverá ser prevista a instalação dos equipamentos necessários ao controle e monitoramento das emissões conforme

determinado pela referida Resolução, o que deverá ser devidamente comprovado por ocasião do requerimento de Licença de Instalação.

Sistema de Transferência de Óleo (offloading)

A transferência do óleo para os navios aliviadores será realizada através de mangotes flutuantes de carcaça dupla, classe 300, armazenados em carretéis numa vazão de 6.655 m³/h. O EIA Rev00 informa que o mangote de transferência é equipado em uma extremidade com válvula automática cujo fluxo só é liberado após a 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.

Ressalta-se que os terminais dos mangotes de offloading não deverão permanecer livres sobre o mar, cabendo ao empreendedor mantê-los dispostos de forma que possíveis gotejamentos sejam colhidos pelo sistema de drenagem da unidade.

Na resposta ao Parecer Técnico nº 23/2018-COPROD/CGMAC/DILIC, a PETROBRAS informou que:

“Não está definido ainda se todos os FPSOs que foram representados pelo Teórico terão em seus projetos estações de offloading na popa e proa ou somente em uma das extremidades. Esse detalhamento será apresentado para cada empreendimento no requerimento da licença de instalação.”

Acomodações

Foi informado que há acomodações para 160 (cento e sessenta) pessoas. Destaca-se que, ao longo do período de atividade da unidade, os equipamentos para tratamento de esgoto sanitário deverão 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

O FPSO BW Cidade de São Vicente, que pode vir a ser utilizado para a realização dos TLD/SPA e foi considerado pela empresa como referência para a realização deste tipo de atividade na Etapa 3, possui um sistema de ancoragem *Turret Mooring*, constituído por uma torre, onde são fixadas as 7 (sete) linhas de ancoragem e os *risers* flexíveis. Na resposta ao Parecer Técnico nº 23/2018-COPROD/CGMAC/DILIC, a Petrobras esclareceu que:

“Os FPSOs similares ao FPSO Cidade de São Vicente, e que também podem vir a ser contratados para a realização dos TLD/SPAs, poderão ser equipados com posicionamento dinâmico, single point mooring (turret) ou spread mooring.”

Todos os FPSO que farão parte dos Desenvolvidos da Produção e dos Pilotos de Produção (curta e longa duração) serão ancorados através do sistema do tipo *Spread Mooring*, por meio 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, distribuídas em 4 (quatro) agrupamentos.

II.2.4.4 – Descrição do Sistema Submarino

No anexo 2.4.4.1-1 do EIA Rev00, foram apresentados os arranjos submarinos dos Desenvolvidos da Produção. Para os arranjos dos TLD/SPA, foram apresentados aqueles até então definidos pela empresa. A PETROBRAS informou que os arranjos não apresentados serão descritos no estudo complementar a ser encaminhado quando do requerimento das respectivas licenças de instalação. Ressalta-se que arranjos que extrapolem os limites do bloco devem ser justificados à luz das normas concebidas pela Agência Nacional do Petróleo, Gás e Biocombustíveis.

Está prevista a utilização de válvulas DHSV em todos os poços de produção.

II.2.4.4.3 – Manifolds

Nos Desenvolvidos da Produção serão utilizados *manifolds* submarinos para interligar as linhas de diversos poços em uma única linha principal, o que reduz a quantidade de linhas interligadas ao FPSO. Os *manifolds* submarinos poderão interligar poços exclusivos para injeção de gás (e nesse caso os *manifolds*

são denominados de MSIG), exclusivos para injeção de água (MSIA), injeção alternada de água e gás (MSIAG) ou produção (MSP).

II.2.4.4.6 – Gasodutos de Escoamento

Os gasodutos de escoamento escoarão o gás natural produzido nos DP para a malha de dutos ou para o Sistema Integrado de Exportação (SIE) do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos.

Está prevista a instalação de 9 (nove) trechos de gasodutos, totalizando 110,9 km:

- DP de Lula Sul 3: 20,4 km (DP de Lula Sul 3 até PLEM-LUL-006);
- DP de Lula Oeste: 12,0 km (DP Lula Oeste até Gasoduto Lula NE-Lula – conexão com Rota 1);
- DP de Sururu: 9,5 km (DP de Sururu até ILT-IAR-002 (PLEM));
- DP de Atapu 1: 7,9 km (DP de Atapu 1 até ILT-IAR-002);
- DP de Atapu 2: 13,6 km (DP de Atapu 2 até ILT-IAR-002(PLEM));
- DP de Búzios 5: 17,1 km (DP de Búzios 5 até PLEM-FRA-002);
- DP de Búzios 6: 7,3 km (DP de Búzios 6 até ILT-FRA-003(PLEM));
- DP de Itapu: 9,9 km (DP de Itapu até ILT-FLO-001(PLEM)); e
- DP de Sépia: 13,2 km (DP de Sépia até PLEM-NET-001).

O Parecer Técnico nº 23/2018-COPROD/CGMAC/DILIC ressaltou que não deveriam 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. Entretanto, na resposta ao parecer, a PETROBRAS argumentou que:

“Os gasodutos descritos no EIA fazem parte dos respectivos projetos de Desenvolvimento da Produção. A Petrobras corrobora o entendimento de que o ideal é requerer as licenças de instalação e de operação dos DPs, incluindo os respectivos gasodutos. Entretanto, nem sempre há consonância de cronogramas de aquisição de equipamentos e de desenvolvimento de projetos, incluindo questões contratuais e logísticas. Nessas raras ocasiões, a Petrobras solicita a avaliação do IBAMA para que eventuais LIs de gasodutos possam ser requeridas separadamente dos DPs, comprometendo-se a requerer apenas uma LO para os dois escopos. ”

Considera-se plausível a argumentação da empresa.

Conforme mencionado anteriormente, não há previsão de gasoduto para os Pilotos de Produção de Júpiter e de Libra, para os quais estaria prevista a reinjeção de todo o gás produzido em reservatório, nem para os DP de Libra 2 NW e Libra 3 NW, para os quais considerou-se *“como cenário base o aproveitamento de gás por reinjeção no reservatório para manutenção da pressão e recuperação avançada”, porém, caso os “estudos preliminares avaliando alternativas de exportação parcial do gás à luz das normas concebidas pela ANP (...) apresentem viabilidade técnica e econômica, poderão dar origem a outros projetos que serão objetos de novos processos de licenciamento”*.

II.2.4.5 – Infraestrutura de Apoio

II.2.4.5.1 – Infraestrutura de Apoio utilizada nos projetos de exploração, produção e escoamento de petróleo e gás na Bacia de Santos

Este item se refere à utilização atual da infraestrutura de apoio, ou seja, independentemente da implantação da Etapa 3 do Pré-sal.

II.2.4.5.1.1 – Bases de Apoio Marítimo

Conforme indicado no Parecer Técnico nº 23/2018-COPROD/CGMAC/DILIC, com base no 3º Relatório Anual do Projeto de Monitoramento do Tráfego de Embarcações da Bacia de Santos (PMTE-BS), em 2016 as áreas portuárias do Rio de Janeiro e Niterói (Baía de Guanabara) responderam por 92,77% das atracações de embarcações de apoio às atividades da Petrobras na bacia de Santos (4.257 atracações), assim como, por 93,49% dos dias de fundeio das embarcações monitoradas nos terminais portuários.

Na resposta ao referido parecer, a PETROBRAS acrescentou que *“... em toda a Bacia de Santos, a Petrobras representou 14,93% do uso das áreas de fundeio e 15,34% das atracções contabilizadas [em 2016] (...) a maior participação da empresa foi verificada nos portos do Rio de Janeiro e Niterói, com 30,52% dos fundeios e 34,74% das atracções”*.

Ainda, em resposta às solicitações do Parecer Técnico nº 171/2018-COPROD/CGMAC/DILIC, a PETROBRAS ratificou que:

“O apoio logístico às atividades de produção da área do Polo Pré-sal da Bacia de Santos, da qual os empreendimentos da Etapa 3 fazem parte, está concentrado nas áreas portuárias de Rio de Janeiro e Niterói, sendo outras bases portuárias utilizadas em casos isolados.”

Por fim, na resposta ao Parecer Técnico nº 320/2018-COPROD/CGMAC/DILIC, a PETROBRAS estimou que *“das 568 atracções contabilizadas para as embarcações a serviço da Petrobras no Porto de Vitória em 2016 [14,88% do número total de atracções], um total máximo de 120 atracções (21,13%) foram oriundas do Pré-Sal da Bacia de Santos”*.

II.2.4.5.1.2 – Bases de Apoio Aéreo

Segundo o EIA Rev00, tendo como base o ano de 2014, três aeroportos são utilizados pela PETROBRAS e por suas contratadas na Bacia de Santos: Aeroporto de Jacarepaguá – Rio de Janeiro/RJ, Aeroporto de Cabo Frio/RJ e Aeroporto de Itanhaém/SP.

II.2.4.5.1.8 – Terminais recebedores de óleo escoado por navios aliviadores

“Analisando o histórico das operações de alívio realizadas pela PETROBRAS no âmbito dos empreendimentos localizados no Polo Pré-Sal da Bacia de Santos”, a resposta ao Parecer Técnico nº 23/2018-COPROD/CGMAC/DILIC confirmou o uso dos terminais: Terminal Almirante Soares Dutra – TEDUT (Tramandaí/RS, por vezes identificado como Osório/RS), Terminal São Francisco do Sul – TEFran (São Francisco do Sul/SC), Terminal Almirante Barroso – TEBAR (São Sebastião/SP), Terminal Maximiano da Fonseca – TEBIG (Angra dos Reis-RJ), Terminal Almirante Tamandaré (Rio de Janeiro/RJ, por vezes identificado como Ilha D'Água), Terminal Madre de Deus – TEMADRE (Madre de Deus/BA) e Terminal Suape (Ipojuca/PE).

Conforme registrado no Parecer Técnico nº 23/2018-COPROD/CGMAC/DILIC, com base no 3º relatório do PMTE-BS, referente ao ano de 2016:

“Para a atividade de alívio do óleo da Bacia de Santos pela PETROBRAS, o terminal portuário nacional mais utilizado para realização de offloadings foi o de São Sebastião/SP, com 127 atracções (40,58% do total), seguido pelos terminais de Angra dos Reis/RJ, com 89 atracções (28,43% do total), Madre de Deus/BA, com 39 atracções (12,46% do total), Rio de Janeiro e Niterói/RJ, com 22 atracções (7,03%), Tramandaí/RS, com 15 atracções (4,79%), São Francisco do Sul, com 10 atracções (3,19%), Suape/PE, com 8 atracções (2,56%) e Rio Grande/RS, com apenas 3 atracções (0,96%)”. Cabe destacar que neste relatório existe uma ponderação de que os dados apresentados não contemplam aqueles de empresas parceiras da PETROBRAS em projetos na Bacia de Santos, que realizaram 122 (cento e vinte e duas) operações de alívio no ano de 2016, conforme contabilizado pela PETROBRAS no momento do offloading do óleo, das quais se estima que todas destinem-se a exportações. Apesar disso, de acordo com o relatório, “não é improvável que tais embarcações tenham aportado em algum terminal nacional antes de se dirigir ao seu destino no exterior”. ”

Com relação às operações *ship-to-ship* (STS), na resposta ao Parecer Técnico nº 320/2018-COPROD/CGMAC/DILIC foram apresentados dados que confirmam o aumento dessas operações no Terminal de Angra dos Reis (TEBIG) e de São Sebastião (TEBAR) associadas à exportação de óleo proveniente do Pré-sal:

– “A movimentação de óleo na modalidade STS no TEBAR foi iniciada recentemente, em 2017, após a emissão da LO 68000263, versão 04, pela CETESB. No ano de 2018, foram realizadas um total de 12 operações STS neste terminal, das quais, 08 foram relacionadas a carga proveniente da Bacia de Santos. Em termos de atracções, esse total representa menos de 5% do total de embarcações que atracaram no Terminal de São Sebastião em 2018. Para os próximos anos, não é esperado

incremento significativo no total de operações STS no TEBAR, sendo estimado um crescimento no total de operações STS a partir do ano de 2023 com oscilações entre 20 e 50 operações anuais. ”

Tabela 2 - Operações ship-to-ship de transferência de óleo realizadas no TEBAR entre 2013 e 2018

Ano civil	Nº de operações STS	Volume de óleo movimentado (m³)	Total de atracações STS	Total de atracações *	% STS / Total de atracações	Origem do óleo	Destino do óleo
2013	0	0	0	637	-	-	-
2014	0	0	0	645	-	-	-
2015	0	0	0	586	-	-	-
2016	0	0	0	570	-	-	-
2017	2	251.087	4	556	0,72%	Bacia de Campos	Exterior/ Interno
2018	12	1.714.130,12	22	518	4,25%	Bacias de Campos e de Santos	Exterior
Total	14	1.965.217	-	-	-	-	-

* Total de atracações até novembro/2018

– “(...) para o TEBIG, as estimativas indicam um crescimento no total de operações STS a partir de 2019, passando de 90 operações realizadas em 2018, para cerca de 130 operações em 2019 e atingindo um pico de aproximadamente 170 operações no ano de 2023”. Observa-se que, no caso do TEBIG, em 2018 as atracações associadas ao STS corresponderam a mais de 50% do total.

Tabela 3- Operações ship-to-ship de transferência de óleo realizadas no TEBIG entre 2013 e 2018

Ano civil	Nº de operações STS	Volume de óleo movimentado STS (m³)	Total de atracações STS	Total de atracações	% STS / Total de atracações	Origem do óleo	Destino do óleo
2013	51	5.019.074	90	245	36,73%	Bacias de Campos e de Santos	Exportação
2014	59	4.290.514	102	329	31,00%		Exportação
2015	3	188.845	6	256	2,34%		Exportação
2016	0	0	0	274	0,00%		Exportação
2017	18	2.750.083	31	295	10,51%		Exportação
2018	90	14.766.626	173	324	53,40%		Exportação
Total	221	27.015.142	402	1.723			

– “Em relação à utilização do Terminal de Vitória, esclarece-se que não ocorreram transferências de óleo na modalidade STS com atracação de navios neste porto no período considerado. Na costa do Espírito Santo existem registros de STS sem a utilização do porto, em uma modalidade em que os navios continuam em movimento, no mar. Para essa situação (navegando), foram registradas 22 operações STS entre 2014 e 2015, sendo que apenas três associadas à carga oriunda da Bacia de Santos. Entre 2016 a 2018 não foram obtidos registros de operações STS. Estima-se para 2019 a realização de aproximadamente 40 operações STS com ambas as embarcações navegando. ”

II.2.4.5.2 – Projetos de ampliação ou implantação de novas infraestruturas de apoio

Com relação às bases de apoio marítimo, a PETROBRAS havia informado que:

“Para atendimento para toda a Bacia de Santos, incluindo a região do Pré-sal, atualmente há 6 berços no Rio de Janeiro. Consoante com o planejamento da Petrobras para essas atividades, tem-se a manutenção desse quantitativo de berços até 2022, os quais seriam suficientes para atender toda a Bacia de Santos.”

Na resposta ao Parecer Técnico nº 320/2018-COPROD/CGMAC/DILIC a PETROBRAS acrescentou que *“foi realizada estimativa com base na previsão de entrada e saída de unidades marítimas da Bacia de Santos e concluiu-se que a estimativa de 6 berços de atracação de embarcações de logística, manutenção e suporte às operações que atenderão à Bacia de Santos no período de 2019 a 2027 seriam suficientes. Sendo assim, a entrada dos empreendimentos da Etapa 3 não determina a ampliação de novos berços por atracação”*.

No que concerne às bases de apoio aéreo, a PETROBRAS afirmou que *“não estão previstas ampliações da infraestrutura aeroportuária para atendimento à Petrobras no Pré-sal da Bacia de Santos”*.

II.2.4.5.3 – Infraestruturas de apoio utilizada no Etapa 3

Bases de Apoio Marítimas

Segundo o EIA Rev00, a PETROBRAS pretende utilizar o Complexo Portuário do Rio de Janeiro/RJ, o complexo Portuário de Niterói/RJ e o Porto de Vitória/ES (BAVIT) para apoio marítimo em suas atividades de instalação no âmbito da Etapa 3 do Polo Pré-Sal. Para o apoio às atividades de produção, a empresa afirma que utilizará apenas os Complexos Portuários do Rio de Janeiro/RJ e de Niterói/RJ.

Na resposta ao Parecer Técnico nº 320/2018-COPROD/CGMAC/DILIC a PETROBRAS apresentou estimativas do número de atracações e da frota de embarcações de logística, manutenção e suporte às operações que atenderão à Bacia de Santos no período de 2019 a 2027. Segundo estas estimativas é indicado um máximo de 52 (cinquenta e duas) embarcações / 2.133 (duas mil, cento e trinta e três) atracações em 2023, o que ainda estaria abaixo do pico registrado em 2016 de 61 (sessenta e uma) embarcações / 2.245 (duas mil, duzentas e quarenta e cinco) atracações.

Também foram apresentadas estimativas do número de atracações e da frota de embarcações utilizadas nas atividades submarinas (instalação) que atenderão à Petrobras no período de 2019 a 2027. Segundo estas estimativas é indicado um máximo de 74 (setenta e quatro) embarcações / 2.778 (duas mil, setecentas e setenta e oito) atracações em 2022. Também estes valores estariam abaixo do pico registrado em 2015 de 81 (oitenta e uma) embarcações / 4.950 (quatro mil, novecentas e cinquenta) atracações.

A resposta ressalta *“que as flutuações são justificadas pela maior otimização das operações de apoio, de forma que uma mesma embarcação está apta a atender em uma única rota um número maior de unidades. Além disso, apesar do desenvolvimento da produção no Polo Pré-sal da Bacia de Santos, outras atividades no ambiente marinho foram reduzidas, tal como as atividades realizadas por sondas, cujo número caiu bastante nos últimos anos”*.

Bases de Apoio Aéreo

Segundo o EIA Rev00, a PETROBRAS pretende utilizar os Aeroportos de Jacarepaguá – Rio de Janeiro/RJ, Cabo Frio/RJ e Itanhaém/SP para apoio aéreo em suas atividades de instalação e produção no âmbito da Etapa 3 do Polo Pré-Sal.

Nas respostas aos Pareceres Técnicos nº 23 e nº 320/2018-COPROD/CGMAC/DILIC, foram apresentadas tabelas com dados sobre o número de passageiros e de voos de 2015 a 2017, bem como estimativas até 2027, para atendimento às atividades de Exploração e Produção na Bacia de Santos como um todo. Os valores informados indicam um incremento de 274.801 passageiros / 12.995 voos em 2017 para o pico de 388.624 passageiros / 14.310 voos em 2023 (aumento de 41% e 10%, respectivamente).

Cabe reiterar que, mesmo com a previsão deste incremento, a PETROBRAS afirma que *“não estão previstas ampliações da infraestrutura aeroportuária para atendimento à Petrobras no Pré-sal da Bacia de Santos”*.

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

O EIA informou que, em sua grande maioria, as embarcações de instalação estarão contempladas no âmbito do Processo Administrativo dos Projetos Ambientais Continuados (Processo IBAMA nº 02022.001637/11). Caso alguma embarcação selecionada para a execução das atividades de instalação não esteja inserida nos Projetos Ambientais de Caráter Continuado, a mesma deve ser prontamente submetida à apreciação da equipe técnica da Coordenação de Produção, através da apresentação dos respectivos descritivos e certificados e de sua disponibilização para vistoria técnica, que, a critério do órgão ambiental pode vir a ser dispensada. Portanto, cabe reforçar que o início das atividades desta embarcação está condicionado a uma manifestação prévia favorável do IBAMA e, caso determinado, ao atendimento pleno das exigências de adequações apresentadas pelo órgão ambiental.

II.2.4.9 – Descrição das Operações de Intervenção Durante a 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 e processos relacionados, 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 está prevista a utilização de nitrogênio como gás pressurizador dos testes pneumáticos.

Para as linhas de coleta rígidas está prevista a utilização de fluoresceína para a realização do teste hidrostático como elemento traçador. A PETROBRAS informou que:

“Para linhas rígidas fabricadas em aço carbono e revestidas internamente com cladeamento em liga resistente à corrosão (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.”

Para os testes pneumáticos das linhas flexíveis, que ocorrem a bordo da embarcação, serão utilizados nitrogênio e fluido hidráulico (HW525 ou HW443), fluido este a ser inserido apenas na câmara de teste localizada no flange, não na linha inteira.

Cabe destacar que nos testes e comissionamentos, sejam estes com a utilização de linha de serviço ou não, só está autorizado descarte direto para o mar da solução água + fluoresceína. Nenhum outro aditivo químico ou derivado de petróleo, como diesel, poderá sofrer descarte direto, devendo retornar à plataforma e receber o devido tratamento e destino ou injeção no poço, conforme mencionado pela PETROBRAS.

II.2.4.11 – Efluentes Gerados durante a Operação das Unidades de Produção

II.2.4.11.1 – Efluentes Sanitários

Os efluentes sanitários dos FPSO dos projetos da Etapa 3 do Polo Pré-Sal serão tratados por um sistema de lodo ativado ou por um sistema eletrocatalítico, no caso dos FPSO Replicantes.

II.2.4.11.3 – Água de Resfriamento

Os FPSO dos projetos da Etapa 3 do Polo Pré-Sal terão dois sistemas de resfriamento: um fechado e outro aberto.

O sistema de resfriamento fechado utiliza água doce e é adotado, principalmente, para o resfriamento de fluidos nos geradores a diesel, compressor de gás e *coolers* da planta de processamento e atende a todas as demandas do processo.

O sistema de resfriamento aberto, por sua vez, utiliza água do mar com o objetivo de reduzir a temperatura do sistema de refrigeração fechado, dos geradores a diesel, da planta de processo, do sistema de combate a incêndio e de sistemas de utilidades.

Destaca-se que o sistema de resfriamento aberto não entra em contato direto com nenhuma outra corrente durante o circuito. Neste sistema haverá descarte de água para o mar.

II.2.4.11.5 – Efluentes da Unidade de Remoção de Sulfatos (URS)

A Unidade de Remoção de Sulfatos (URS) faz parte do sistema de tratamento de água de injeção. Após o processo de filtragem da água captada, 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 (*biofouling*). 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 Rev00:

“O biocida de choque será utilizado de modo intermitente, sendo injetado até três vezes por semana, durante um período de uma hora. Se necessário, outras aplicações de biocida de choque poderão ser realizadas.”

Observa-se que, nos processos de licenciamento das Etapas 1 e 2 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 nº 32/2018-COPROD/CGMAC/DILIC (SEI nº 1834935), que reiterou a necessidade de esclarecimentos.

A PETROBRAS, através da correspondência UO-BS 0661/2018 de 30.10.2018, protocolada na SUPES/IBAMA/RJ em 1.11.2018 (SEI nº 3693935 e 3693980), encaminhou resposta ao Parecer Técnico nº 32/2018-COPROD/CGMAC/DILIC. Este documento foi analisado no Parecer Técnico nº 44/2019-COPROD/CGMAC/DILIC de 12.2.2019 (SEI nº 4369035) que subsidiou a concessão da anuência por meio do OFÍCIO Nº 68/2019/COPROD/CGMAC/DILIC (SEI nº 4369057). Entende-se que esta anuência também pode ser considerada para a Etapa 3 do Polo Pré-Sal.

O volume total descartado como rejeito da unidade corresponde a 25% do fluxo de água do mar captada. Na resposta ao Parecer Técnico nº 23/2018-COPROD/CGMAC/DILIC, a PETROBRAS confirmou os valores indicados na Tabela II.2.4.11.5-1 do EIA Rev00, ou seja: 10.487 m³/dia, para o caso do FPSO Replicante, e 13.990 m³/dia, para o caso do FPSO Teórico, na vazão de descarte do rejeito da URS.

O EIA indica ainda que *“a operação contínua da Unidade de Remoção de Sulfato resulta no acúmulo de impurezas na superfície de permeação das membranas de 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 e, após cerca de 12 (doze) meses de operação, a limpeza deverá ocorrer trimestralmente. A vazão do rejeito da limpeza da URS informada na “Tabela II.2.4.11.5-1” é de 326 m³/h.

Foi informado que *“A modelagem para esse efluente para cada projeto será apresentada quando do requerimento da Licença de Operação de cada DP”*. Observa-se, no entanto, que esta orientação, utilizada na Etapa 2, foi recentemente revista, de modo que não será necessária a apresentação da modelagem, salvo se especificamente solicitada pelo IBAMA.

II.2.4.13 – Caracterização Química, Físico-Química e Toxicológica das Substâncias Passíveis de Descarga Durante a Instalação e Operação

II.2.4.13.1 – Óleo Produzido

A caracterização dos óleos das respectivas áreas e campos onde ocorrerão os SPAs, TLD, Pilotos de Produção e DPs foram apresentadas (Tabelas II.2.4.13.1-1 à II.2.4.13.1-7 do EIA Rev00).

Os testes ecotoxicológicos específicos dos poços que farão parte dos SPAs, TLD, Pilotos de Produção e DP deverão ser apresentados após o início da produção de cada atividade.

II.2.4.13.2 – Água Produzida

A PETROBRAS se comprometeu em realizar, assim que for iniciada a produção e o descarte da água produzida por cada um dos projetos da Etapa 3 do Polo Pré-Sal, a respectiva coleta e análise desta água para a devida caracterização química, físico-química e toxicológica, conforme parâmetros solicitados no Termo de Referência CGPEG/DILIC/IBAMA nº 011/15, sendo os resultados encaminhados posteriormente ao IBAMA.

O Parecer Técnico nº 23/2018-COPROD/CGMAC/DILIC havia indicado que a modelagem do descarte de água produzida deveria ser encaminhada quando do requerimento da Licença de Operação para os projetos em que há previsão de sua geração. Contudo, esta orientação foi recentemente revista, de modo que não é necessária a apresentação da modelagem, salvo se solicitada pelo IBAMA.

Para os TLD/SPA previstos na Etapa 3 do Polo Pré-Sal não há expectativa de geração de água produzida. Contudo, caso ocorra geração de água produzida, a mesma somente poderá ser descartada com prévia anuência desta Coordenação de Produção. Para tal, deve ser realizada previamente a coleta e análise da mesma para uma adequada caracterização química, físico-química e toxicológica deste efluente, conforme parâmetros solicitados no Termo de Referência CGPEG/DILIC/IBAMA nº 011/15, com os resultados sendo devidamente encaminhados ao IBAMA para subsidiar a tomada de decisão acerca da anuência solicitada. Nestes casos, também deve ser encaminhada a complementação do Projeto de Monitoramento Ambiental. Conforme indicado anteriormente, as modelagens do descarte somente deverão ser apresentadas se solicitadas pelo IBAMA.

Observa-se que a PETROBRAS assinou, em 23.2.2018, Termo de Compromisso (SEI nº 1777032) no qual se compromete a não utilizar sílica gel (ou qualquer outro procedimento que reduza o valor do material extraível em n-hexano) nas análises gravimétricas de TOG, pois seu uso “leva a um resultado inferior ao valor real do TOG, uma vez que o resultado final não considera a massa de óleos e graxas retida na sílica gel”, bem como a implementar uma série de medidas relacionadas ao controle do descarte da água produzida, conforme indicado no Parecer Técnico nº 43/2017-COPROD/CGMAC/DILIC (SEI nº 0205912).

II.2.4.14 – Caracterização das Emissões Atmosféricas Durante a Operação das Unidades de Produção

Registra-se o elevado percentual de CO₂ na corrente de gás da maior parte dos projetos, em especial do Piloto de Produção de Júpiter (77,83% v/v) e do Piloto de Produção e dos dois DP de Libra (44,2% v/v), nos quais este percentual é superior ao de todos os DP já licenciados no âmbito das Etapas 1 e 2 do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos. Exceções a este padrão são encontradas no DP de Lula Oeste (0,7% v/v) e no DP de Itapu (0,06% v/v).

O EIA Rev00 ressaltou que “o projeto dos FPSOs do Pré-Sal foi concebido de forma a reinjetar a corrente rica em CO₂ separada do gás produzido durante a produção, exceto os projetos de Libra, os quais foram concebidos para reinjetar todo o gás produzido, com exceção do gás consumido para geração de energia no próprio FPSO”.

Em caso de impossibilidade de reinjeção, deverão ser tomadas medidas, incluindo a restrição de produção, de modo que o impacto decorrente da emissão de GEE seja reduzido ao máximo.

Na resposta ao Parecer Técnico nº 23/2018-COPROD/CGMAC/DILIC, foram apresentadas estimativas das principais emissões previstas (Tabela 7), com a ressalva de que:

“Devido às incertezas intrínsecas ao atual grau de maturidade dos projetos em questão e considerando que esta caracterização é preliminar visando subsidiar análise da viabilidade ambiental deste conjunto de projetos, (...) tais estimativas serão reavaliadas e submetidas ao longo deste processo de licenciamento, quando do requerimento das licenças de instalação de cada projeto específico, considerando as informações mais atualizadas.”

Na resposta ao Parecer Técnico nº 320/2018-COPROD/CGMAC/DILIC as estimativas de emissões de gases de efeito estufa (GEE) nos DP foi revista. Ainda assim, chama atenção a elevada emissão de GEE nos FPSO de Libra, especialmente devido à turbocompressão. A resposta esclareceu que “o maior número de unidades de turbocompressão e a necessidade de comissionamento e todas elas, inclusive os turbocompressores reservas, para início do aproveitamento do gás fazem com que as emissões nos FPSOs de Mero durante a fase de comissionamento e estabilização da planta sejam mais elevadas que nos FPSOs Replicantes/Teóricos”.

Para as próximas etapas do licenciamento ambiental da Etapa 3 do Polo Pré-Sal deverão ser apresentadas estimativas de emissão de gases específicas para cada unidade, contemplando as principais fontes. Deverão ser apontadas, ainda, eventuais medidas mitigadoras adotadas pela empresa, bem como propostas de compensação da emissão de gases de efeito estufa.

II.2.4.15 – Plano de Comissionamento

Foram apresentadas informações sobre o processo de comissionamento das unidades dos DP de forma geral. Ao descrever a sequência típica de comissionamento foi indicado que “o tempo requerido estimado para o início da injeção do gás é de 90 (noventa) dias”.

O EIA Rev00 informa que:

“A queima total em tocha estimada para os FPSOs Replicante e Teórico do Etapa 3 durante o comissionamento é de 165 milhões de metros cúbicos em 180 dias, enquanto nos FPSOs de Libra é de 382 milhões de metros cúbicos em 180 dias.”

Com relação a esses valores de queima extremamente elevados nos projetos de Libra, foi solicitado pelo Parecer Técnico nº 320/2018-COPROD/CGMAC/DILIC avaliação de alternativas que permitissem a redução das queimas. Em resposta ao parecer a PETROBRAS informou que:

“Foram revisados os dados preliminares de movimentação de gás para os FPSOs previstos para o bloco de Libra, de modo a otimizar a produção de gás, e produzir somente o necessário para o comissionamento, em função das capacidades nominais de cada equipamento, e obteve-se o resultado otimizado apresentado na Tabela 8. Com as otimizações realizadas em relação a necessidade de gás para comissionamento de cada sistema assim como a revisão na sequência de comissionamento destes sistemas foi possível reduzir as estimativas preliminares para queima de gás durante a fase inicial de produção para cerca de 304 milhões de metros cúbicos, uma redução de 20% em relação a estimativa inicial. Com essa redução da necessidade da queima de gás para a fase de comissionamento, foi possível reduzir cerca de 10% de emissão do GEE t/mês.”

A PETROBRAS confirmou que, até o momento, apenas para os projetos de Libra está prevista a sequência de comissionamento que prioriza os sistemas de separação do CO₂ em detrimento dos sistemas de reinjeção.

Os planos de comissionamento específicos para cada unidade de produção deverão ser detalhados para subsidiar as respectivas Licenças de Operação e deverão ser devidamente ajustados com vistas à minimização destas queimas.

Reitera-se, neste sentido, 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.

A PETROBRAS ainda informou que “umas das ações a serem estudadas pela Petrobras buscando a antecipação de ações, visando maior rapidez ao comissionamento, é a realização de testes das unidades de compressão com ar (“air-running”), que podem ser realizados nos estaleiros de construção do FPSO e visam antecipar a detecção e correção de eventuais problemas no desempenho das máquinas”.

Considerando a importância que tal medida poderia ter na minimização das emissões durante o comissionamento – haja vista o histórico de problemas no comissionamento de algumas unidades do polo Pré-sal – solicita-se que seja apresentado planejamento para implementação da medida nas unidades da Etapa 3.

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

O EIA Rev00 informou que as operações de *offloading* serão realizadas por navios aliviadores equipados com posicionamento dinâmico, a fim de tornar as operações de transferência de óleo mais seguras.

Foi ressaltado que os destinos destes navios serão terminais na costa brasileira já mencionados nesta análise. Contudo, há a possibilidade de exportação direta, quando navios carregados com óleo seguem para outros países.

Em relação ao escoamento de gás, existem duas rotas disponíveis para o continente: a Rota 1, que se destina à Unidade de Tratamento de Gás de Caraguatatuba/SP; e a Rota 2, que tem seu ponto final na Unidade de Tratamento de Gás de Cabiúnas, em Macaé/RJ. Está prevista para 2020 a entrada em operação da Rota 3, que chega ao continente em Maricá/RJ e tem seu ponto final no Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro - COMPERJ em Itaboraí/RJ.

A PETROBRAS informou que:

“Juntos, os gasodutos tronco Rota 1, 2 e 3, quando em plena capacidade, permitirão o escoamento e processamento de 44 MMm³/d de gás proveniente do PPSBS [Polo Pré-sal da Bacia de Santos]. Ressalta-se que até a data de entrada total em operação da UPGN do COMPERJ, o escoamento do gás dos DPs será feito pelos gasodutos Rota 1 e Rota 2, que já se encontram em operação. Caso o volume de gás produzido a ser exportado pelos Projetos de DP ultrapasse a capacidade da infraestrutura de escoamento disponível, o gás excedente será reinjetado nos reservatórios.”

II.2.4.17 – Operações de Alívio e Rotas dos Navios Aliviadores

Na resposta ao Parecer Técnico nº 171/2018-COPROD/CGMAC/DILIC, a PETROBRAS ratificou o compromisso de acionar os recursos do PEVO-BS no caso de incidentes de vazamento de óleo gerados durante a navegação dos navios aliviadores, indicando que *“o atendimento será através do P&I Club, que poderá dispor dos recursos dos Centros de Defesa Ambiental (CDA) e suas Bases Avançadas (BAV), em casos de cenários com impactos costeiros, quando acionados de forma complementar”*.

II.2.4.20 – Estimativa da criação de novos postos de trabalho

O EIA Rev00 informou que nas etapas de planejamento e instalação não haverá a criação de novos postos de trabalho. Por sua vez, na etapa de operação, a expectativa seria da criação de cerca de 4.000 novos postos de trabalho nas unidades afretadas e que *“outros 1.500 profissionais próprios serão remanejados de outros projetos da PETROBRAS”*.

II.3 – Análise das Alternativas

Em atenção aos questionamentos do Parecer Técnico nº 23/2018-COPROD/CGMAC/DILIC, a PETROBRAS apresentou algumas informações adicionais sobre a previsão de aproveitamento do gás a ser produzido pelos projetos da Etapa 3, consideradas na análise apresentada no item anterior (II.2).

II.5 – Diagnóstico Ambiental

G) Planos e Programas Governamentais

Conforme solicitado pelo Parecer Técnico nº 23/2018-COPROD/CGMAC/DILIC, o item foi complementado com informações sobre os Planos de Ação Nacional para a conservação de Espécies Ameaçadas de Extinção (PAN).

H) Legislação Ambiental Aplicável

Conforme solicitado pelo Parecer Técnico nº 23/2018-COPROD/CGMAC/DILIC, o item foi complementado com as principais normas que tratam da introdução de espécies exóticas.

II.5.1 – Meio Físico

II.5.1.1 – Meteorologia

Foram apresentadas complementações em atenção aos questionamentos do Parecer Técnico nº 23/2018-COPROD/CGMAC/DILIC. Entende-se não serem necessárias novas complementações.

II.5.1.2 – Oceanografia

Foram apresentadas complementações em atenção aos questionamentos do Parecer Técnico nº 23/2018-COPROD/CGMAC/DILIC. Entende-se não serem necessárias novas complementações.

II.5.1.4 – Geologia e Geomorfologia

Foram apresentadas complementações em atenção aos questionamentos do Parecer Técnico nº 23/2018-COPROD/CGMAC/DILIC. Entende-se não serem necessárias novas complementações.

II.5.2 – Meio Biótico

II.5.2.1 – Unidades de Conservação

Na resposta ao Parecer Técnico nº 171/2018-COPROD/CGMAC/DILIC a PETROBRAS, em atenção à observação do Parecer SEI 1/2018-RVS Arquipélago de Alcatrazes/ICMBio, encaminhado pelo Conselho Consultivo da Estação Ecológica Tupinambás e pelo Conselho Consultivo do Refúgio de Vida Silvestre do Arquipélago de Alcatrazes, confirmou que as UCs geridas pelo NGI ICMBio Alcatrazes estão incluídas na área de influência da Etapa 3, o que foi informado à UC por meio da Carta UO-BS/SMS/MA 071/2018.

II.5.2.10 – Caracterização dos Locais de Instalação das Estruturas Submarinas quanto às comunidades biológicas

Registra-se que, segundo o EIA Rev00, *“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 3. Do mesmo modo, levantamentos com ROV em locações de poços da região confirmaram a ausência destas comunidades de fundo”; acrescentando que “a lâmina d’água dos empreendimentos supera os 1.800 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)”*.

II.5.3 – Meio Socioeconômico

II.5.3.2.5 - Ações demandadas para tratamentos de impactos

O item foi complementado com informações sobre as condicionantes ambientais exigidas pelo ICMBio e Fundação Florestal no âmbito dos licenciamentos relacionados às Etapas 1 e 2 do Polo Pré-sal.

II.5.3.3.3 - Plano Diretor

Foi apresentada atualização parcial dos Planos Diretores dos municípios inseridos na Área de Estudo.

II.5.3.7.13 Aeroporto de Itanhaém

Foram apresentadas informações atualizadas referentes ao diagnóstico da área de entorno do Aeroporto de Itanhaém. Foi indicada a aprovação da Lei Complementar 168, de 30 de novembro de 2015 (que não consta na Tabela apresentada para atendimento ao item II.5.3.3.3) que institui o Plano Diretor de Desenvolvimento Integrado onde é previsto o reordenamento territorial do município; e o Plano de Gestão Integrada de Resíduos sólidos com ações específicas para garantia da segurança aeroportuária. Ressalta-se que a preocupação em relação ao aeroporto foi em razão da informação presente no Estudo sobre as condições de degradação ambiental do seu entorno com possível existência de depósito irregular de resíduos.

II.5.3.7.2.1 Área portuária do Rio de Janeiro

Foi acrescido um subitem relativo ao Legado Social do Projeto Olímpico Rio 2016 e informações sobre a conclusão das obras do Porto Maravilha. Sobre o Bairro do Caju não foram acrescentadas muitas informações adicionais.

A preocupação em relação à área portuária do Rio de Janeiro em geral e ao bairro do Caju em particular - descrito no estudo como um dos bairros mais poluídos da cidade do Rio de Janeiro e onde estão localizados dois importantes equipamentos que atuam para a Petrobras: o Centro Operacional de Logística da Bacia de Santos e o Estaleiro Inhaúma -, reside no efeito cumulativo de todas as operações da Petrobras das bacias de Campos e Santos que utilizam o Porto do Rio de Janeiro como principal área de apoio de suas atividades. Segundo os diagnósticos apresentados a região apresenta intenso conflito com o tráfego urbano, acarretando em periculosidade e insalubridade para os moradores (o estudo apresenta o bairro como área preferencial de moradia para profissionais que trabalham nas indústrias navais e de *offshore*, de petróleo e logística) e trabalhadores; condições inadequadas para os caminhoneiros que atendem ao porto e violência. O Estudo apresentou como maiores problemas socioambientais os acidentes de trânsito com pedestres; poluição sonora; e poluição atmosférica devido à emissão de gases poluentes de diferentes fontes. E ainda:

“No meio deste elevado passivo ambiental existem os problemas ligados à economia fundiária e imobiliária do bairro. O Caju tem sido um bairro, por estar ao lado do porto, preferencial para muitos profissionais que trabalham nas indústrias navais e de offshore, de petróleo e logística, morarem. No caso, pela característica de trabalho desses profissionais, muitos alugam para ocupar por períodos temporários, quando não estão embarcados. Isso tem elevado a demanda para a locação de imóveis, o custo do aluguel, ampliou as transações de compra e venda no bairro. Fenômenos imobiliário e fundiário entregues ao sabor do mercado que dificultam a permanência de antigos moradores no Caju. Os que não desejam sair ou não têm alternativa de moradia decente, passam a ocupar os terrenos ainda livres com o estabelecimento de moradias precárias. (OLIVEIRA, 2015).

O próprio Projeto Porto Maravilha, que visa aumentar consideravelmente o adensamento da zona portuária do Rio de Janeiro, deve contribuir para o aumento da especulação imobiliária na região como um todo, com efeitos esperados para o bairro do Caju.

Tal quadro fica mais grave, quando se leva em conta que os documentos e programas produzidos pela CDURP não preveem que haja uma melhora das condições de moradia no Caju. De acordo como os projetos de ampliação da região portuária, a tendência, a médio e longo prazo, é das condições ficarem mais inóspitas (OLIVEIRA, 2015). ”

Sobre a atividade pesqueira o Estudo destaca:

“Uma das atividades profissionais presentes no bairro do Caju é a pesca na Baía de Guanabara. Desde as décadas de 1960 e 1970, devido aos muitos processos de modernização industrial do Rio de Janeiro, sobretudo na região portuária, os pescadores do Caju sofrem com a ampliação da poluição das águas e a proibição de áreas de navegação e pesca, ocorrido sobretudo com a expansão por águas e por terra da planta fabril da indústria naval e da área portuária. Os números hoje de pescadores que atracam seus barcos nesta localidade tem se reduzido muito, pelo fato de migrarem para outras localidades da baía de Guanabara ou de outras áreas fluminense (Silva, 2015).

Os barcos que se aventuram a pescar na Baía de Guanabara evitam vender o produto pescado no bairro do Caju, pois a rejeição popular é muito grande, devido à poluição da baía. O pescado é vendido principalmente em Niterói, para o mercado de peixe e fábricas de conserva. Existe no bairro a COOPESCAJU (Cooperativa de Pescadores do Caju), que se encontra em estado decadente. Dentre as infraestruturas de apoio à pesca, somente o cais ainda existe, servindo à cerca de 50 pescadores (CONTROL AMBIENTAL/PETROBRAS, 2014). ”

O Estudo indica que as ações e políticas públicas não foram dimensionadas para sanear os passivos socioambientais presentes na região portuária e que existe a tendência, a médio e longo prazo, considerando os projetos de ampliação, de as condições ficarem mais inóspitas no bairro do Caju.

II.5.3.7.3 – Infraestruturas de apoio à produção

Destaca-se, novamente, que o EIA apresenta as seguintes informações no item sobre as infraestruturas de escoamento do gás das áreas produtoras do Pré-Sal da bacia de Santos, diretamente relacionadas com o Projeto Etapa 3:

“Conforme já descrito anteriormente, o Lagomar é um bairro que sofre pressões que implicam conflitos socioambientais devido à sua proximidade com o TECAB, o que vale também para o Rota 2. Analisando o contexto descrito anteriormente pode-se compreender que as atuais fisionomias paisagísticas do bairro Lagomar são resultado de um processo histórico que se desenrolou ao longo das últimas décadas e que, atualmente, tem como principais agentes modificadores a proximidade ao TECAB e ao Rota 2, o que propiciou a instalação de unidades industriais na entrada do bairro, e a especulação imobiliária, com tendência de ocupação das faixas litorâneas” (EIA – II.5.3 – p. 251/1433).

“Conforme apontado no item II.5.3.7.3.3 ainda está em implantação o COMPERJ, tal como o gasoduto Rota 3. O processo de obras de instalação de tais estruturas já tem produzido efeitos nos bairros de Porto das Caixas e Sambaetiba, em Itaboraí” (EIA – II.5.3 – p. 252/1433).

Reitera-se que as informações relativas ao estágio atual dos projetos dos gasodutos Rota 2 e Rota 3 devem ser atualizadas e encaminhadas em resposta ao presente parecer técnico, para que possam ser

registradas e consideradas na análise do próximo requerimento de licença que for apresentado no âmbito do licenciamento ambiental da Etapa 3 do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos. A PETROBRAS não pode se furtar de apresentar uma identificação/qualificação dos impactos observados, até o presente momento, nos municípios de Macaé, Itaboraí e Maricá em relação a estas estruturas.

II.5.3.8.4.1 – Atividade Pesca Artesanal

Foram apresentados mapas e tabelas com representação das estruturas da PETROBRAS e TRANSPETRO atualmente existentes na Baía da Guanabara; das áreas de fundeio formalmente demarcadas pela Marinha do Brasil na baía e suas imediações; e da densidade de fundeio e de navegação das embarcações coletados pelo Projeto de Monitoramento do Tráfego de Embarcações (PMTE), condicionante dos licenciamentos do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos.

II.5.3.11 Povos e comunidades tradicionais

Foi apresentado o Anexo II.5.3.11-A com informações sobre as comunidades quilombolas e as terras indígenas na área de estudo e as políticas públicas em âmbito federal para povos e comunidades tradicionais. E registrada a ressalva de que após 2016 há menos informações sobre iniciativas para povos e comunidades tradicionais nas plataformas de informações dos órgãos públicos, dificultando saber da continuidade das ações e programas.

II.5.3.13 Uso e ocupação do solo

Atendido no âmbito da resposta à Solicitação II.5.3.8.4.1 – Atividade Pesca Artesanal.

II.5.3.14.2 Estrutura produtiva

Foi solicitada a atualização dos dados sobre remuneração da força de trabalho e taxas de desemprego utilizando os dados da Pesquisa Nacional por Amostra de Domicílios Contínua – PNAD Contínua (IBGE) apresentados até o ano de 2017; e tópico específico relacionado à desmobilização de força de trabalho vinculada à cadeia de petróleo e gás em geral e nos quadros da PETROBRAS (e subsidiárias e subcontratadas) em particular, entre os anos 2015-2017.

A resposta ao Parecer informou que os dados solicitados não estão disponíveis para consulta nas plataformas de dados secundários (SIDRA, IBGE e SEADE) por município e, por isso, não foram apresentados pois a informação disponível é consolidada a nível nacional, por estado e grandes capitais.

Também não foram apresentadas informações referentes à desmobilização de força de trabalho vinculada à cadeia de petróleo e gás em geral e nos quadros da PETROBRAS incluindo subsidiárias e subcontratadas. Cabe destacar que, ao menos para obtenção da informação atinente aos quadros da PETROBRAS, subsidiárias e subcontratadas, a resposta deveria considerar e apresentar os dados das próprias empresas, que são as fontes primárias destas informações. Solicita-se, portanto, que estas informações sejam apresentadas em resposta ao presente parecer técnico.

II.5.3.14.3 – Capacidade de geração e manutenção dos empregos locais pelo empreendimento

Item orientado para ser atendido no item correspondente da Avaliação de Impactos.

II.5.3.14.4 - Atividades de petróleo e gás e o desenvolvimento regional: distribuição espacial do pagamento de petrolíferas

Foram apresentadas tabelas atualizadas referentes aos valores de *royalties* e participações especiais arrecadados pelos municípios da área de estudo.

II.5.4 – Análise Integrada e Síntese da Qualidade Ambiental

O item foi atualizado e reapresentado.

II.6 – Identificação e Avaliação dos Impactos Ambientais

II.6.1 – Análise dos Impactos Ambientais

II.6.1.1 – Metodologia

A Petrobras, seguindo as orientações do Termo de Referência CGPEG/DILIC/IBAMA nº 11/15, reiteradas pelo Parecer Técnico nº 23/2018-COPROD/CGMAC/DILIC, revisou a classificação dos impactos

“Perturbação no nécton pela colisão de embarcações de apoio em trânsito” (impactos I16, O21, D9), “Introdução e/ou disseminação de espécies exóticas invasoras na comunidade bentônica costeira via transporte dos FPSOs” (impacto I17), “Introdução e/ou disseminação de espécies exóticas invasoras via trânsito de embarcações de apoio” (impacto I18, O22, D10), “Introdução e/ou disseminação de espécies exóticas invasoras na comunidade bentônica em função da presença dos FPSOs na Área do Polo Pré-Sal” (impacto O23), e impactos do trânsito das embarcações de apoio sobre a atividade pesqueira (impactos I43 a I46, O53 a O56 e D25 a D28), que passaram a ser considerados como efetivos, ou seja, “quando a ocorrência do impacto é esperada associado a condições normais de operação”. Observa-se que “Com o objetivo de manter a numeração dos impactos ambientais constante da Rev00 do EIA, de modo a simplificar o acompanhamento da discussão”, estes impactos foram incluídos na revisão da matriz de identificação e avaliação de impactos ambientais efetivos com sua numeração original.

Com relação aos critérios para classificação da magnitude dos impactos sobre o meio biótico, a resposta ao Parecer Técnico nº 23/2018-COPROD/CGMAC/DILIC esclareceu que:

“... apesar da conceituação proposta distinguir daquela adotada no processo de licenciamento anterior [Etapa 2], cujos impactos são análogos, na discussão dos impactos, a equipe multidisciplinar considerou as interferências nos níveis ecológicos para classificação da magnitude. Isto porque, entendeu-se que a simples classificação da Magnitude associando-a aos níveis hierárquicos afetados (indivíduo, população e comunidade) resulta em uma simplificação das diversas interfaces relacionadas aos impactos, ou até mesmo a desvios de interpretação e classificação e não é capaz de sozinha, definir a intensidade do impacto. A classificação da magnitude considerando de forma mais ampla todos os atributos, especialmente a duração, abrangência espacial e a permanência, certamente contempla os impactos nos diferentes níveis hierárquicos (indivíduo, população e comunidade), respeitando as importantes diferenças entre os grupos e níveis tróficos afetados, e as consequências para o ecossistema. Importante destacar também que as consequências sobre organismos, populações e comunidades devem estar bem descritas na AIA e devem necessariamente sustentar a definição dos atributos, especialmente a magnitude.”

II.6.1.2 – Descrição dos Aspectos Ambientais

Os Quadros II.6.1.2-1 e II.6.1.2-2, que indicam, respectivamente, os aspectos associados aos impactos efetivos e aspectos associados aos impactos potenciais, foram revistos e reapresentados de modo a refletirem a revisão da classificação mencionada no item II.6.1.1.

Para o aspecto *“trânsito de embarcações de apoio”* a resposta ao Parecer Técnico nº 23/2018-COPROD/CGMAC/DILIC aponta que a frequência indicada na descrição do aspecto – *“inferior a 10 viagens a cada 10 dias para atendimento aos empreendimentos na Baía de Santos”* – *“está relacionada à densidade observada no âmbito do monitoramento de embarcações de apoio conforme resultados do PMTE em 2014, 2015 e 2016, devendo ser corrigida a conceituação de 10 embarcações a cada 10 dias e não 10 viagens a cada 10 dias. Os Anexos II.2-3 e II.2-4 demonstram que predominantemente as densidades observadas na rota das embarcações é de 1 a 10 embarcações a cada 10 dias, o que foi assumido para descrição desse aspecto”*.

A partir da observação dos mapas apresentados nos anexos citados, nota-se que ao se aproximar da costa do Estado do Rio de Janeiro o trânsito de embarcações para o Polo Pré-Sal atinge a frequência de 11 a 100 embarcações a cada 10 dias, ou seja, 10 vezes superior ao assumido pela empresa. Na entrada da Baía da Guanabara, este trânsito ultrapassa 100 embarcações a cada 10 dias. Entende-se, desta forma, que a avaliação subestimou este aspecto especialmente nas áreas onde este se manifesta de forma mais intensa, o que deve ser considerado na avaliação dos impactos abordada nos próximos itens.

Para o aspecto *“Instalação dos sistemas de coleta e escoamento”*, a resposta apresentou, conforme solicitado, tabela com dados para cada DP/Piloto referentes a: 1) distância do poço mais afastado em relação ao FPSO (km); e 2) área aproximada ocupada pela envoltória das linhas de produção (km²). Considerando estes dados, a área total ocupada pelos projetos de longa duração fica em torno de 450 km², portanto inferior à estimativa base para a avaliação de impactos ambientais informada no EIA Rev00 (1.040 km² assumindo, *“de forma conservativa, (...) um raio de 5 km por projeto (ou 80 km²)”*).

Para o aspecto “Geração de ruídos” foram discutidos, de forma bastante sucinta, os ruídos gerados pelo tráfego de helicópteros.

II.6.1.4 – Impactos sobre os Meios Físico e Biótico

II.6.1.4.1.2 – Fase de Instalação

I1 – Alteração da morfologia de fundo pela instalação dos sistemas de coleta e escoamento

Foi manifestada concordância com a revisão da classificação deste impacto para **média magnitude e média importância**, de forma similar à avaliação realizada para a Etapa 2.

Com relação aos parâmetros e/ou indicadores que possam ser utilizados para o monitoramento deste impacto, a resposta indica que:

“Assim como descrito para a medida preventiva deste impacto, onde são previstas a utilização de sonares de varredura lateral, batimetrias multifeixe, perfis sísmicos e imageamento por meio de veículos autônomo submarino (AUV) para verificar a presença ou não de feições de fundo que poderiam ser alteradas em relação ao empreendimento, após a instalação dos equipamentos submarinos ocorrerão campanhas de inspeção para avaliar se todo o procedimento de instalação ocorreu conforme o planejado. Esses procedimentos de inspeção incluem analisar se os equipamentos instalados alteraram alguma estrutura de fundo. Ressalta-se, por fim, que todos os esforços para minimização dos impactos serão tomados de acordo com o descrito nas medidas associadas a este impacto ambiental.”

Conforme registrado no Parecer Técnico nº 23/2018-COPROD/CGMAC/DILIC, “o impacto foi considerado **‘reversível para todos os FPSOs, visto que todas as estruturas serão removidas após o término das atividades’** (Grifo nosso), o que deve ser considerado um compromisso assumido pela PETROBRAS para a desativação da atividade”.

I7 – Contribuição para o efeito estufa

Foi manifestada concordância com a revisão da classificação deste impacto para **alta magnitude e grande importância**, de forma similar à avaliação realizada para a Etapa 2.

Como medidas associadas foram citadas *“Otimização do período de comissionamento, redundância operacional/equipamentos e programa de manutenção preventiva”* com eficácia considerada como média. Tais medidas, com exceção da manutenção preventiva, não são aplicáveis às embarcações de apoio, principal fonte de gases de efeito estufa durante a fase de instalação, de modo que se assume a eficácia como baixa.

Com relação aos parâmetros e/ou indicadores que possam ser utilizados para o monitoramento deste impacto, a resposta indica que *“no PCP as emissões atmosféricas serão inventariadas mensalmente para cada unidade marítima de produção e escoamento, com base na tipologia da fonte (equipamento), combustíveis consumidos e na geração dos diferentes tipos de poluentes, sendo os resultados obtidos por meio de protocolos de cálculos do Sistema de Gestão de Emissões Atmosféricas da PETROBRAS – SIGEA”*. Em resposta ao presente parecer técnico, a PETROBRAS deve confirmar se tal medida se aplica também às embarcações de apoio.

I12 – Perturbação no nécton pela geração de ruídos

A PETROBRAS reiterou os compromissos assumidos nos projetos executivos aprovados do PMPAS-BS e PMC-BS, reconhecendo que:

“O PMPAS-BS se apresenta como um fornecedor de informações de referência para a caracterização e avaliação de interferência e impactos decorrente da introdução de ruídos antropogênicos sobre cetáceos.”

I14 – Perturbação no nécton pela instalação dos FPSOs e sistemas de coleta e escoamento

Conforme registrado no Parecer Técnico nº 23/2018-COPROD/CGMAC/DILIC, *“o impacto foi considerado de grande importância, sendo proposta, como medida associada, a avaliação integrada do relacionamento entre a atividade exercida pelos FPSO e possíveis alterações comportamentais no âmbito do Projeto de Monitoramento de Cetáceos”*.

II.6 – Perturbação no nécton pela colisão de embarcações de apoio em trânsito

Conforme orientação do Termo de Referência CGPEG/DILIC/IBAMA nº 11/15, reiterada pelo Parecer Técnico nº 23/2018-COPROD/CGMAC/DILIC, este impacto foi reclassificado como efetivo/operacional, ou seja, *“quando a ocorrência do impacto é esperada associado a condições normais de operação”*.

Como medidas de controle e monitoramento, foi mencionado o Projeto de Monitoramento do Tráfego de Embarcações (PMTE-BS), juntamente ao Projeto de Monitoramento de Praias (PMP-BS) e Projeto de Monitoramento de Cetáceos (PMC-BS), que já haviam sido indicados.

II.7 – Introdução e/ou disseminação de espécies exóticas invasoras na comunidade bentônica costeira via transporte dos FPSOs

Conforme orientação do Termo de Referência CGPEG/DILIC/IBAMA nº 11/15, reiterada pelo Parecer Técnico nº 23/2018-COPROD/CGMAC/DILIC, este impacto foi reclassificado como efetivo/operacional, ou seja, *“quando a ocorrência do impacto é esperada associado a condições normais de operação”*.

Conforme solicitado, foi apresentado Projeto de Prevenção e Controle de Espécies Exóticas – PPCEX, tratado no item II.7.13 do presente parecer técnico.

Registra-se, ainda, que o EIA Rev00 apontou como medidas de controle e monitoramento: pintura com tinta anti-incrustante dos cascos das FPSOs em construção fora do país, limpezas regulares do casco e de áreas nicho enquanto o casco permanecer flutuando na área de origem e limpeza dos cascos antes da navegação para o Brasil; troca de água de lastro durante a navegação (em atendimento à NORMAN 20); e, nos casos em que os cascos de FPSOs são movimentados entre estaleiros, inspeção dos cascos antes de suas saídas, evitando essas movimentações para áreas sem registro de presença de coral-sol.

II.8 – Introdução e/ou disseminação de espécies exóticas invasoras via trânsito de embarcações de apoio

Conforme orientação do Termo de Referência CGPEG/DILIC/IBAMA nº 11/15, reiterada pelo Parecer Técnico nº 23/2018-COPROD/CGMAC/DILIC, este impacto foi reclassificado como efetivo/operacional, ou seja, *“quando a ocorrência do impacto é esperada associado a condições normais de operação”*.

A resposta ao parecer ratificou o compromisso de confirmação de casco limpo previamente a entrada das embarcações em águas territoriais brasileiras, a qual deverá ser subsidiada pelo atendimento a requisitos contratuais.

Conforme solicitado, foi apresentado Projeto de Prevenção e Controle de Espécies Exóticas – PPCEX, tratado no item II.7.13 do presente parecer técnico, prevendo a abordagem de ações sobre as embarcações de apoio.

II.6.1.4.1.3 – Fase de Operação***O3 – Alteração da qualidade da água oceânica por descarte de água produzida***

Com relação aos parâmetros e/ou indicadores que possam ser utilizados para o monitoramento deste impacto, a resposta fez referência ao Projeto de Monitoramento Ambiental (PMA), que prevê o monitoramento do corpo receptor, e o monitoramento dos parâmetros físico-químicos e ecotoxicológicos da água produzida descartada, em atendimento a Resolução CONAMA nº 393/2007.

O5 – Alteração da qualidade do ar

Foi manifestada concordância com a revisão da classificação deste impacto para **média magnitude e média importância**, de forma similar à avaliação realizada para a Etapa 2.

Com relação aos parâmetros e/ou indicadores que possam ser utilizados para o monitoramento deste impacto, a resposta indica que *“no PCP as emissões atmosféricas serão inventariadas mensalmente para cada unidade marítima de produção e escoamento, com base na tipologia da fonte (equipamento), combustíveis consumidos e na geração dos diferentes tipos de poluentes, sendo os resultados obtidos por meio de protocolos de cálculos do Sistema de Gestão de Emissões Atmosféricas da PETROBRAS – SIGEA”*. Em resposta ao presente parecer técnico, a Petrobras deve confirmar se tal medida se aplica também às embarcações de apoio.

O6 – Contribuição para o efeito estufa

Foi manifestada concordância com a revisão da classificação deste impacto para **alta magnitude e grande importância**, de forma similar à avaliação realizada para a Etapa 2.

As medidas previstas foram revisadas, constando de: *“Separação e reinjeção de CO₂ no reservatório, otimização do período de comissionamento, redundância operacional/equipamentos e programa de manutenção preventiva, reinjeção de todo o gás excedente nos casos em que não houver exportação ou que a mesma se dê de forma parcial”.*

Com relação à mitigação das emissões de GEE advindas das queimas dos TLD/SPA do Etapa 3, a PETROBRAS propôs *“que elas sejam compensadas conforme realizado para os TLD/SPAs integrantes dos processos de licenciamento Etapas 1 e 2 do Pré-Sal. A partir do volume total de gás queimado durante o TLD/SPA, serão calculadas as emissões totais de GEE geradas, sendo 10% dessa quantidade compensada pela empresa por meio de aporte financeiro ao Fundo Amazônia”.*

Observa-se, neste sentido, que o aporte de recursos no Fundo Amazônia já foi aceito pelo IBAMA em outras situações similares. Entende-se, no entanto, que, conforme já anteriormente informado à PETROBRAS, seria interessante que a empresa buscasse outras alternativas que permitissem um acompanhamento mais direto dos projetos de compensação de emissões e um maior vínculo com a área de influência da atividade licenciada. Assim, por ocasião da operação dos TLD/SPA, a PETROBRAS deverá confirmar a forma de compensação dessas emissões.

O10 – Perturbação da comunidade planctônica pelo lançamento de efluente de água produzida

A discussão do impacto foi revista, sendo manifestada concordância com a revisão da classificação deste impacto para **alta magnitude e média importância**, de forma similar à avaliação realizada para a Etapa 2.

O14 – Perturbação no nécton pelo lançamento de efluente de água produzida

A discussão do impacto foi revista e o impacto classificado como de **média magnitude e alta importância**.

Com relação às medidas associadas, foram mencionadas *“a realização de análises de fingerprint nos animais oleados e de elementos traços e HPA em carcaças de aves, quelônios e mamíferos em estágio 2 de decomposição coletadas no âmbito do PMP-BS. Para cetáceos, também serão realizadas análises de HPA e de biomarcadores em amostras obtidas por biopsia em animais vivos registrados nas campanhas do PMC-BS”.*

Com relação aos parâmetros e/ou indicadores que possam ser utilizados para o monitoramento deste impacto, a resposta indica que:

“Os parâmetros a serem monitorados são HPA, biomarcadores, elementos traços e fingerprint, os quais estão definidos nas revisões 02 dos Projetos Executivos do PMP-BS Fases 1 e 2 e no Projeto Executivo do PMC-BS.”

O16 – Perturbação no nécton pela geração de luminosidade

Com relação às medidas associadas, a resposta indica que:

“A iluminação dos FPSOs estará posicionada para iluminar especialmente o convés, o que, conseqüentemente, resultará em uma mitigação desse efeito e seu respectivo impacto.”

Com relação a parâmetros e/ou indicadores que possam ser utilizados para o monitoramento foi indicado:

“Mudança temporária ou abandono da área de ocorrência principal (habitats críticos); Alterações dos padrões comportamentais (movimentos e rotas migratórias); Redução populacional ou em parâmetros biológicos (sobrevivência, reprodução).”

Apesar de não ter sido mencionado na resposta, entende-se que tais parâmetros possam ser considerados no Projeto de Monitoramento de Cetáceos (PMC).

O17 – Perturbação no nécton pela presença dos FPSOs e sistemas de coleta e escoamento

Com relação às medidas associadas, bem como aos parâmetros e/ou indicadores a resposta faz referência ao Projeto de Monitoramento de Cetáceos (PMC).

O20 – Perturbação nas aves marinhas pela presença dos FPSOs

Foi manifestada concordância com a revisão da classificação deste impacto para **média magnitude e grande importância**.

Observa-se que, na resposta ao Parecer Técnico nº 171/2018-COPROD/CGMAC/DILIC foi informado que, para avaliar possíveis alterações comportamentais e ecológicas decorrentes de impactos da atividade, está previsto, no Projeto de Caracterização Ambiental da Bacia de Santos (PCR-BS), com previsão de início em 2019, o levantamento de dados primários sobre a avifauna com ocorrência na Bacia de Santos. Assim, para a realização das atividades de caracterização da avifauna, está prevista a utilização dos cruzeiros de avistagem do Projeto de Monitoramento de Cetáceos da Bacia de Santos (PMC-BS), onde será embarcada uma equipe de especialistas em avifauna marinha, que realizará o levantamento na mesma malha amostral utilizada para o monitoramento dos cetáceos. A resposta ressalta, ainda, que no PMP-BS há a possibilidade de rastreamento dos animais resgatados e reabilitados, uma vez que estes são anilhados antes de sua soltura e todas as carcaças de aves anilhadas encontradas mortas durante o monitoramento são registradas no SIMBA.

O21 – Perturbação no nécton pela colisão de embarcações de apoio em trânsito

Conforme orientação do Termo de Referência CGPEG/DILIC/IBAMA nº 11/15, reiterada pelo Parecer Técnico nº 23/2018-COPROD/CGMAC/DILIC, este impacto foi reclassificado como efetivo/operacional, ou seja, “quando a ocorrência do impacto é esperada associado a condições normais de operação”.

Como medidas de controle e monitoramento, foi mencionado o Projeto de Monitoramento do Tráfego de Embarcações (PMTE-BS), juntamente ao Projeto de Monitoramento de Praias (PMP-BS) e Projeto de Monitoramento de Cetáceos (PMC-BS), que já haviam sido indicados.

O22 – Introdução e/ou disseminação de espécies exóticas invasoras via trânsito de embarcações de apoio

Conforme orientação do Termo de Referência CGPEG/DILIC/IBAMA nº 11/15, reiterada pelo Parecer Técnico nº 23/2018-COPROD/CGMAC/DILIC, este impacto foi reclassificado como efetivo/operacional, ou seja, “quando a ocorrência do impacto é esperada associado a condições normais de operação”.

Também manifestada concordância com a revisão da classificação deste impacto para **alta magnitude e grande importância**. Observa-se, no entanto, que esta revisão não se reflete na matriz de impactos apresentada.

A resposta ao parecer ratificou o compromisso de confirmação de casco limpo previamente a entrada das embarcações em águas territoriais brasileiras, a qual deverá ser subsidiada pelo atendimento a requisitos contratuais.

Conforme solicitado, foi apresentado Projeto de Prevenção e Controle de Espécies Exóticas – PPCEX, tratado no item II.7.13 do presente parecer técnico, prevendo a abordagem de ações sobre as embarcações de apoio.

O23 – Introdução e/ou disseminação de espécies exóticas invasoras na comunidade bentônica em função da presença dos FPSOs na Área do Pólo Pré-Sal da Bacia de Santos

Conforme orientação do Termo de Referência CGPEG/DILIC/IBAMA nº 11/15, reiterada pelo Parecer Técnico nº 23/2018-COPROD/CGMAC/DILIC, este impacto foi reclassificado como efetivo/operacional, ou seja, “quando a ocorrência do impacto é esperada associado a condições normais de operação”.

Atendendo à solicitação do Parecer Técnico nº 23/2018-COPROD/CGMAC/DILIC, foi discutida a possibilidade do casco do FPSO, durante os anos de operação, operar como uma área para crescimento de colônias ampliando assim o impacto de introdução e disseminação, na etapa de desativação ou desmobilização emergencial.

Conforme solicitado, foi apresentado Projeto de Prevenção e Controle de Espécies Exóticas – PPCEX, tratado no item II.7.13 do presente parecer técnico.

II.6.1.4.1.4 – Fase de Desativação

D4 – Contribuição para o efeito estufa

Foi manifestada concordância com a revisão da classificação deste impacto para **alta magnitude e grande importância**, de forma similar à avaliação realizada para a Etapa 2.

Assim como para o impacto I7, como medidas associadas foram citadas *“Otimização do período de comissionamento, redundância operacional/equipamentos e programa de manutenção preventiva”* com eficácia considerada como média. Tais medidas, com exceção da manutenção preventiva, não são aplicáveis as embarcações de apoio, principal fonte de gases de efeito estufa durante a fase de desativação, de modo que se assume a eficácia como baixa.

Com relação aos parâmetros e/ou indicadores que possam ser utilizados para o monitoramento deste impacto, a resposta indica que *“no PCP as emissões atmosféricas serão inventariadas mensalmente para cada unidade marítima de produção e escoamento, com base na tipologia da fonte (equipamento), combustíveis consumidos e na geração dos diferentes tipos de poluentes, sendo os resultados obtidos por meio de protocolos de cálculos do Sistema de Gestão de Emissões Atmosféricas da PETROBRAS – SIGEA”*. Em resposta ao presente parecer técnico, a PETROBRAS deve confirmar se tal medida se aplica também as embarcações de apoio.

D6 – Perturbação no nécton pela geração de ruídos

Conforme indicado no próprio Parecer Técnico nº 23/2018-COPROD/CGMAC/DILIC, a resposta faz referência ao impacto I12 – Perturbação no nécton pela geração de ruídos da fase de instalação.

D8 – Perturbação nas aves marinhas pela geração de luminosidade

Apesar da evidenciada incoerência com a justificativa apresentada no EIA Rev00 – *“este impacto atua em nível de populações sobre espécies residentes e migratórias (RONCONI et. al., 2014)”* –, a resposta ratificou o entendimento de que: *“Na fase de desativação, à semelhança da fase de instalação, considera-se que as fontes de luminosidade têm intensidade consideravelmente reduzida quando comparadas às fontes da fase de operação (incluindo chama do flare)”* e, desta forma, *“tanto o impacto I15 quanto o D8, em questão, possuem baixa magnitude e, portanto, média importância”*.

D9 – Perturbação no nécton pela colisão de embarcações de apoio em trânsito

Conforme orientação do Termo de Referência CGPEG/DILIC/IBAMA nº 11/15, reiterada pelo Parecer Técnico nº 23/2018-COPROD/CGMAC/DILIC, este impacto foi reclassificado como efetivo/operacional, ou seja, *“quando a ocorrência do impacto é esperada associado a condições normais de operação”*.

Com relação à diferença na classificação da magnitude do impacto D9 em relação às fases de implantação e operação, a resposta esclareceu que *“o raciocínio inicial considerava a sensível redução no número de embarcações e período de tempo associado à desativação (descomissionamento), que inclusive de acordo com o cronograma apresentado se dá em momentos distintos para cada projeto de longa duração. No entanto, devido ao princípio da precaução e por essa fase estar distante do cenário atual do Pré-Sal da Bacia de Santos, retifica-se o entendimento, reclassificando para média magnitude a perturbação no nécton pela colisão com embarcações de apoio em trânsito durante a desativação das unidades. Assim sendo, este impacto passa a ser de grande importância”*.

D10 – Introdução e/ou disseminação de espécies exóticas invasoras via trânsito de embarcações de apoio

Conforme orientação do Termo de Referência CGPEG/DILIC/IBAMA nº 11/15, reiterada pelo Parecer Técnico nº 23/2018-COPROD/CGMAC/DILIC, este impacto foi reclassificado como efetivo/operacional, ou seja, *“quando a ocorrência do impacto é esperada associado a condições normais de operação”*.

A resposta ressalta que, no EIA Rev00 este impacto já havia sido classificado como de alta magnitude e grande importância, não sendo necessário ajuste.

A resposta ao parecer ratificou o compromisso de confirmação de casco limpo previamente a entrada das embarcações em águas territoriais brasileiras, a qual deverá ser subsidiada pelo atendimento a requisitos contratuais.

Conforme solicitado, foi apresentado Projeto de Prevenção e Controle de Espécies Exóticas – PPCEX, tratado no item II.7.13 do presente parecer técnico, prevendo a abordagem de ações sobre as embarcações de apoio.

II.6.1.4.2 – Impactos Potenciais

II.6.1.4.2.2 – Fase de Instalação

I22 – Perturbação no nécton pelo vazamento de combustível no mar

Foi manifestada concordância com a revisão da classificação deste impacto para **alta magnitude e grande importância**, de forma similar à avaliação realizada para a Etapa 2.

I23 – Perturbação nas aves marinhas pelo vazamento de combustível no mar

Foi manifestada concordância com a revisão da classificação deste impacto para **alta magnitude e grande importância**, de forma similar à avaliação realizada para a Etapa 2.

I24 – Perturbação em manguezais pelo vazamento de combustível no mar

A matriz de impacto foi corrigida, indicando este impacto como de **alta magnitude**.

I25 – Perturbação em costões rochosos pelo vazamento de combustível no mar

Foi manifestada concordância com a revisão da classificação deste impacto para **alta magnitude e grande importância**, de forma similar à avaliação realizada para a Etapa 2.

I27 – Perturbação em planícies de maré e terraços de baixa-mar pelo vazamento de combustível no mar

Foi manifestada concordância com a revisão da classificação deste impacto para **alta magnitude e grande importância**, de forma similar à avaliação realizada para a Etapa 2.

II.6.1.4.2.3 – Fase de Operação

O24 – Alteração da qualidade da água oceânica devido a vazamento de produtos químicos no mar

A resposta justificou o fato de ter sido considerado somente o impacto sobre as águas oceânicas fazendo referência às hipóteses acidentais da análise de riscos que incluem “*uma única hipótese acidental, 18, relacionada à pequena liberação de produto químico durante o recebimento, armazenamento e adição de produtos químicos nos sistemas do FPSO e que pode ocasionar em vazamento para o mar. Essa hipótese considera a queda de contenedores durante a transferência da embarcação de apoio para o FPSO, portanto em água oceânica, a mais de 170 km da costa*”.

O27 – Perturbação na comunidade planctônica pelo vazamento de produtos químicos no mar;

O29 – Perturbação no nécton pelo vazamento de produtos químicos no mar; e

O31 – Perturbação nas aves marinhas pelo vazamento de produtos químicos no mar

A resposta esclareceu que todos os produtos químicos utilizados nas atividades são transportados e, áreas contidas, de modo que, conforme indicado para o impacto O24, foi considerada a possibilidade de vazamento apenas durante a transferência dos produtos para os FPSO, portanto, distante de Unidades de Conservação.

O36 – Perturbação em praias arenosas pelo vazamento de combustível e/ou óleo no mar

Foi manifestada concordância com a revisão da classificação deste impacto para **alta magnitude e grande importância**, de forma similar à avaliação realizada para a Etapa 2.

II.6.1.4.2.4 – Fase de Desativação

D14 – Perturbação no nécton pelo vazamento de combustível no mar

Foi manifestada concordância com a revisão da classificação deste impacto para **alta magnitude e grande importância**, de forma similar à avaliação realizada para a Etapa 2.

D15 – Perturbação nas aves marinhas pelo vazamento de combustível no mar

Foi manifestada concordância com a revisão da classificação deste impacto para **alta magnitude e grande importância**, de forma similar à avaliação realizada para a Etapa 2.

D17 – Perturbação em costões rochosos pelo vazamento de combustível no mar

Foi manifestada concordância com a revisão da classificação deste impacto para **alta magnitude e grande importância**, de forma similar à avaliação realizada para a Etapa 2.

D18 – Perturbação em praias arenosas pelo vazamento de combustível no mar

Foi manifestada concordância com a revisão da classificação deste impacto para **alta magnitude e grande importância**, de forma similar à avaliação realizada para a Etapa 2.

D19 – Perturbação em planícies de maré e terraços de baixa-mar pelo vazamento de combustível no mar

Foi manifestada concordância com a revisão da classificação deste impacto para alta magnitude e grande importância, de forma similar à avaliação realizada para a Etapa 2.

II.6.1.5 – Impactos sobre o Meio Socioeconômico

II.6.1.5 – Impactos sobre o Meio Socioeconômico

O Quadro II.6.1.5-1 apresenta as informações sobre as medidas de monitoramento, controle, mitigação ou compensação demandadas como condicionante em licenciamentos ambientais do IBAMA para a PETROBRAS na Bacia de Santos para os impactos indicados no EIA da ETAPA 3 indicando o empreendimento ou conjunto de empreendimentos de referência; regionalidade; o estágio de execução; e capacidade, com e sem adição de recursos, de prevenir / monitorar / controlar / mitigar / compensar os impactos operacionais e potenciais da ETAPA 3.

A informação consignada de que o Projeto de Controle da Poluição é incapaz de monitorar e/ou mitigar os impactos da Etapa 3 é incompatível com a descrição do Projeto registrada no Estudo de Impacto Ambiental que informa que seu escopo será mantido apesar da inserção dos novos empreendimentos do Etapa 3 porque os procedimentos de controle dos resíduos, das emissões e dos efluentes decorrentes das atividades operacionais desenvolvidas pelas Unidades Estacionárias de Produção envolvidas Etapa 3 serão idênticos aos executados para os empreendimentos já licenciados na Região.

Também é incompatível a classificação de não regionalidade dos monitoramentos de tráfego de embarcações e vias de acesso, já que os relatórios correspondentes foram demandados para monitoramento e mensuração do impacto cumulativo das atividades da empresa relacionadas ao Pré-sal na Bacia de Santos.

A solicitação do Parecer, no entanto, foi encaminhada no sentido de informar com objetividade que os impactos socioambientais e medidas de controle, mitigação, compensação e monitoramento associados para o meio socioeconômico da Etapa 3 já são consideradas nos licenciamentos efetuados para o Polo Pré-Sal em função da regionalização dos processos, sendo necessárias, em função das sinergias e cumulatividades, somente e fundamentalmente, aportes de recursos/insumos da empresa para adequado funcionamento dos Projetos e medidas condicionados.

Em relação ao impacto “P3. Aumento do conhecimento técnico-científico”, a empresa informa que considera exclusivamente os conhecimentos adquiridos em função da evolução tecnológica e pesquisas avançadas no âmbito dos projetos de engenharia e de suporte à instalação, operação e desativação dos FPSOs e estruturas submarinas associadas, utilizadas em águas ultra-profundas na produção de óleo e gás na província Pré-Sal. Não obstante, apresentou um sumário com sinalização de conhecimentos adquiridos (ou em vias de) no âmbito dos projetos condicionantes de licença dos empreendimentos do Pré-Sal (ETAPA 1 e 2). A PETROBRAS deve rever a abrangência do impacto “Aumento do conhecimento técnico-científico”, considerando que os projetos condicionantes têm grande capacidade de aportar conhecimentos de suporte às suas atividades para além das questões de engenharia.

Para os impactos relacionados à dinâmica econômica, demanda por mão de obra e demanda de tráfego aéreo a empresa não apresentou os dados coletados dos projetos/relatórios, indicando que o Projeto de Monitoramento Socioeconômico da Bacia de Santos (PMS) - onde esses dados serão levantados - ainda não pode ser utilizado para enriquecimento das análises de impactos. Considerando que o PMS visa

produzir indicadores a partir de dados pré-existentes, pondera-se que esta justificativa não é aceitável e reitera-se à solicitação de que, em resposta ao presente parecer técnico estes dados sejam apresentados para registo e consideração nas análises dos próximos requerimentos que vierem a ser apresentados no âmbito do licenciamento ambiental da Etapa 3 do Polo Pré-Sal.

Além dos pontos já discutidos, a PETROBRAS também apresentou esclarecimentos sobre os questionamentos feitos durante as Audiências Públicas e registrados no Parecer Técnico nº 171/2018-COPROD/CGMAC/DILIC, quais sejam:

Impactos na Baía de Guanabara

Diversas manifestações na Audiência Pública de Niterói referiram-se aos impactos oriundos da intensificação da movimentação e fundeio de embarcações na Baía de Guanabara, o que apontaria de antemão para a necessidade de novas medidas mitigadoras e compensatórias para além das que já estão em execução como condicionantes de licenças da Etapa 1 e 2 do Pré-sal.

Porém, com base nos dados do Projeto de Monitoramento do Tráfego de Embarcações na Bacia de Santos (PMTE-BS) e de dados cartográficos e georreferenciados das unidades da PETROBRAS e de suas subsidiárias relacionadas à Baía da Guanabara, a empresa argumentou que *“a evolução da densidade de uso destas áreas de navegação, que registra o quantitativo de viagens registradas naquela área ao longo do ano, revela um crescimento entre os anos de 2013 e 2015, conforme evidenciado nas escalas de densidade dos mapas apresentados, sendo registradas 10.072 viagens em 2013, 12.782 viagens em 2014 e 16.402 viagens em 2015. Em 2016 há uma clara inversão desta taxa de crescimento, com o registro de 13.549 viagens registradas nesta área (decréscimo de 18% em relação à 2015), retornando a um patamar próximo do número de viagens de 2014”*. Além disso, *“no período solicitado (2010 a 2017) não foram verificadas alterações nas áreas de fundeio decorrentes de intervenção para instalação de estruturas e/ou de demanda por novas áreas de fundeio relacionadas à PETROBRAS”*.

Destaca-se ainda que no planejamento das atividades de apoio à instalação e operação aos empreendimentos da Etapa 3, segunda a empresa, não está previsto nenhum incremento de berços, pelo menos até 2022, em função do aumento de plataformas no Pré-sal da Bacia de Santos, mantendo-se o quantitativo de 6 berços utilizados na área portuária do Rio de Janeiro e Niterói.

Com relação à projeção do aumento na frota de embarcações e no número de atracações em bases de apoio marítimas, em especial na Baía de Guanabara, observa-se que em relação aos anos anteriores a empresa não prevê um grande incremento do número de embarcações que atendem à Bacia de Santos. Argumenta-se que, apesar do desenvolvimento da produção no Polo Pré-sal, outras atividades no ambiente marinho foram reduzidas, tal como as atividades realizadas por sondas, cujo número caiu bastante nos últimos anos. Além disso, esse cenário se justifica pela maior otimização das operações de apoio, de forma que uma mesma embarcação está apta a atender em uma única rota um número maior de unidades.

Diante dessas informações, conforme explicitado também na seção relacionada às Medidas Mitigadoras e Compensatórias, recomenda-se que possíveis incrementos nos projetos de mitigação já existentes sejam exigidos no âmbito do próprio acompanhamento dos mesmos, de acordo com a evolução do cenário de navegação de embarcações de apoio *offshore* na Baía de Guanabara.

Impactos sobre a atividade pesqueira

Com relação aos impactos sobre os estoques pesqueiros e sobre padrões migratórios de determinadas espécies de peixes, a PETROBRAS defendeu que estes impactos não afetarão de forma significativa o fator ambiental em nível de comunidade, mas sim de indivíduos, sendo, portanto, mais localizados às áreas de instalação do empreendimento e na rota das embarcações de apoio.

Além disso, considera-se que *“a área total de exclusão estabelecida em função do Projeto Etapa 3 é insignificante perante a área disponível para atuação da pesca industrial, devendo-se considerar que esta atividade transcende a região da Bacia de Santos. Diante da característica de alta mobilidade e autonomia das embarcações pesqueiras que atuam nestes locais, as frotas têm maior facilidade para se deslocarem para outras áreas e procurarem por outros cardumes”*.

Especificamente sobre o impacto das áreas de restrição no entorno dos FPSOs sobre a pescaria do bonito-listrado, a empresa apresentou as áreas de pesca industrial desta espécie referente à frota pesqueira dos estados do Rio de Janeiro e Santa Catarina, conforme dados produzidos pelo PMAP nos anos de 2016 e 2017, tendo sido verificado que não há sobreposição destas áreas com as UEPs do Etapa 3.

Ademais, a empresa reapresentou o Impacto “O57 – Interferência na pesca artesanal pelo vazamento de óleo”, que já era considerado de alta magnitude e de grande importância, acrescentando que a alteração provocada por um vazamento em todos os estágios de vida da ictiofauna poderá afetar o estoque pesqueiro e não só as áreas de pesca identificadas.

Com relação ao reconhecimento do impacto sobre os territórios tradicionais marítimos, a empresa admitiu este impacto no que diz respeito ao impacto de um potencial vazamento de óleo sobre a pesca artesanal, visto que consequência da diminuição da fonte de renda oriunda da pesca pode ser a migração para outras atividades. Segundo a empresa, *“geralmente essas atividades alternativas estão associadas a um processo de descaracterização cultural e de periferização dos núcleos populacionais das cidades litorâneas, minando a resiliência dessas populações enquanto tradicionais e enfraquecendo sua relação histórica com o território”*.

Por fim, as áreas de pesca artesanal do município de Ubatuba foram reanalisadas a partir de dados mais recentes gerados pelo PMAP, tendo-se concluído que esses dados corroboram os dados do PCSPA originalmente apresentados no EIA.

II.6.1.6 – Impactos Previstos sobre as Unidades de Conservação

O item foi revisto e reapresentado no Anexo III da resposta ao Parecer Técnico nº 171/2018-COPROD/CGMAC/DILIC.

Considerando que *“serão utilizadas as áreas portuárias do Rio de Janeiro e Niterói”*, é indicado que ***“as unidades de conservação localizadas na Baía de Guanabara e na entrada da baía são as mais afetadas pelo Projeto Etapa 3”*** (grifo nosso).

Foram apontadas 4 (quatro) unidades de conservação (UC) sobrepostas pela área de tráfego de embarcações (RESEX Marinha Itaipu, ARIE da Baía de Guanabara, PNM Paisagem Carioca e APA dos Morros do Leme e Urubu, Pedra do Anel, Praia do Anel e Ilha da Cotunduba) e outras 6 (seis) UC cuja a zona de amortecimento (ZA) é sobreposta (MONA das Ilhas Cagarras, PE da Serra da Tiririca, MONA Pedra do Índio, MONA Pedra de Itapuca, MONA da Ilha dos Cardos e MONA Ilha da Boa Viagem).

Os impactos potenciais que podem vir a afetar UC estão relacionados à possibilidade de vazamento de combustível ou óleo no mar. As probabilidades e tempos mínimos de toque nas UC foram atualizadas de acordo com as alterações feitas no estudo de modelagem, indicando 143 UC com probabilidade de toque no 1º Semestre e 136 UC com probabilidade de toque no 2º Semestre (Quadros II.6.1.6.2.1-2 a II.6.2.6.2.1-5).

Verifica-se nos resultados de pior caso que *“a maior probabilidade de toque em UC Costeira foi de 29,4 % na APA da Massambala (RJ) no período de janeiro a junho e o menor tempo de toque foi de 118 horas também na APA da Massambala, mas para o período de julho a dezembro. Para as UCs Marinhas, a maior probabilidade de chegada do óleo foi de 38,8 % e o menor tempo de toque foi de 100 horas, sendo ambas as estatísticas identificadas para a RESEX Marinha Arraial do Cabo (RJ), no período de janeiro a junho (maior probabilidade) e julho a dezembro (menor tempo)”*.

Os resultados das modelagens de vazamento de 200 m³ também indicam a maior probabilidade (22,1%) e menor tempo de chegada (102 horas) na RESEX Marinha de Arraial do Cabo. As modelagens de 8 m³ não indicaram toque em UC.

Ressalta-se que conforme o EIA Rev00:

“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.” (Grifo nosso).

Seguem esclarecimentos apresentados em resposta a questionamentos dos Pareceres Técnicos nº 23/2018-COPROD/CGMAC/DILIC e nº 171/2018-COPROD/CGMAC/DILIC:

– Com relação ao impacto de introdução de espécies exóticas devido ao “*transporte dos FPSOs*” (I17), o Parecer Técnico nº 23/2018-COPROD/CGMAC/DILIC chamou atenção para a possibilidade de outras unidades de conservação serem afetadas além daquelas localizadas na área do tráfego das embarcações de apoio, uma vez que os FPSOs poderão ser mobilizados para outros estaleiros que não estão na Baía de Guanabara como Maceió em Alagoas (Tomé/Ferrostal), em Aracruz no Espírito Santo (Jurong), em Angra dos Reis e Niterói no Rio de Janeiro (Brasfels e Brasa), em Pontal do Paraná no Paraná (UOT Techint), em Itajaí em Santa Catarina (Oceana) e em São José do Norte e Rio Grande no Rio Grande do Sul (Estaleiro do Brasil, Rio Grande e Queiroz Galvão IESA).

A resposta esclarece que “*até a presente data não é possível a apresentação das origens, rotas e destinos dos FPSOs em razão das indefinições de negócio sobre as estratégias de construções das unidades. De qualquer forma, reitera-se que as análises de abrangência e as avaliações ambientais necessárias para a análise de viabilidade do empreendimento podem ser realizadas considerando o conjunto de alternativas de origens, destinos e locação final dos empreendimentos incluídos no EIA. No tocante às rotas, as quais devem ser analisadas à luz das definições de origem, destino e locação, a PETROBRAS reitera que sempre trabalhará orientada pelo Princípio da Precaução e, assim, buscará a implementação de eventuais medidas de mitigação de riscos que se façam necessárias como o estabelecimento de rotas de navegação alternativas por exemplo*”.

Especificamente com relação à possibilidade deste impacto vir a afetar Unidades de Conservação do Estado de São Paulo, conforme apontado pela Fundação Florestal na INFORMAÇÃO TÉCNICA AT/DE-LIC N° 001/2018, a resposta indica que:

“... a PETROBRAS não considera razoável a inclusão das Unidades de Conservação do Estado de São Paulo como áreas sujeitas aos impactos ambientais relacionados aos aspectos ambientais deste empreendimento, na medida em que não são previstas a utilização de áreas marítimas ou infraestruturas de apoio no Estado de São Paulo e tampouco em regiões de entorno que possam ser consideradas minimamente como áreas de influência. A inclusão arbitrária destas unidades sem fundamentação técnica abriria um precedente para a inclusão de qualquer unidade de conservação marinha da costa brasileira que se manifestasse no processo de licenciamento. O que obviamente não faz sentido. A despeito dos resultados apresentados no trabalho Capel et al. 2017, ao considerar as características do empreendimento, conclui-se que somente a via da dispersão natural por meio das correntes marinhas poderia ser evocada para que os impactos I17 e I18 pudessem ser indutores da bioinvasão nestes territórios, ainda assim, considerando que as instalações estivessem servindo de fonte de dispersão secundária, o que não é esperado em função das medidas de mitigação, prevenção e controle que estão sendo propostas.

A despeito da importância destas unidades para a conservação da biodiversidade marinha para o país, o estado atual de incrustação e as pressões relacionadas a bioinvasão evidenciam que os vetores naturais locais e os vetores antrópicos vinculados a outras atividades que não estas em análise neste licenciamento, apresentam-se como preponderantes para o estabelecimento de ações de prevenção e controle no âmbito destas unidades.”

– Em atenção ao Parecer 04/2018 APA Guapimirim & ESEC Guanabara/ICMBio, a resposta ao Parecer Técnico nº 171/2018-COPROD/CGMAC/DILIC destaca que “*estas UC já estão consideradas como impactadas indiretamente pelos impactos de implantação e operação do empreendimento*” e que “*as UCs que possivelmente sofreriam uma pressão maior por conta das atividades do Projeto Etapa 3 são aquelas inseridas nos municípios de base de apoio e municípios limítrofes, mais especificamente as UCs da Baía de Guanabara*”.

– Em atenção ao Ofício SEI nº 113/2018-DIBIO/ICMBio, a resposta esclarece que “*não existem consequências esperadas para a pesca artesanal praticada na Resex Arraial do Cabo pelas atividades a serem desenvolvidas pelo Etapa 3, distantes mais de 80 quilômetros da UC (rota das embarcações de apoio)*” e que, embora os municípios de Arraial do Cabo/RJ e Cabo Frio/RJ tenham sido incluídos na área de influência pelo critério de pesca, essa inclusão “*se dá única e exclusivamente pela*

movilidade da frota pesqueira capaz de praticar a atividade em sobreposição com a rota das embarcações do Etapa 3”.

II.6.2 – Modelagem da Dispersão de Óleo e da Dispersão de Efluentes

Anexo II.6.2-1 – Modelagem do Transporte e Dispersão de Óleo

Da análise dos esclarecimentos apresentados pela PETROBRAS para as informações solicitadas no Parecer Técnico nº 320/2018-COPROD/CGMAC/DILIC, considera-se que todos os itens foram atendidos.

Desta forma, considerando as informações apresentadas no Relatório de Modelagem de Dispersão de Óleo para a Atividade de Produção e Escoamento de Óleo e Gás do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos – Etapa 3, Revisão 01, julho 2018 e na Resposta ao Parecer Técnico 320/2018 – COPROD/CGMAC/DILIC, conclui-se que os resultados da modelagem podem ser utilizados para os demais estudos do Estudo de Impacto Ambiental.

Porém ressalta-se que a modelagem é uma ferramenta importante, mas não deve ser utilizada isoladamente na tomada de decisão, e deve-se considerar sempre as suas limitações.

II.7 – Medidas Mitigadoras e Compensatórias

Primeiramente, é importante destacar que vários projetos executados atualmente pela PETROBRAS possuem um caráter regional e se relacionam com impactos ambientais causados pelo conjunto dos empreendimentos de exploração e produção de petróleo no mar e com medidas de controle que abrangem a Bacia de Santos como um todo.

Considerando a potencial diversificação de operadoras atuando nessa Bacia, conforme pode ser observado na atual política de concessão de blocos exploratórios do setor de óleo e gás e nas solicitações de Termos de Referência protocoladas na CGMAC/IBAMA, torna-se pertinente fazer uma consideração geral a respeito da necessidade de se iniciar discussões sobre a construção de modelos de compartilhamento de recursos para execução dos projetos regionais, de acordo com a previsão estipulada na Portaria MMA nº 422/2011.

II.7.1 – Projeto de Monitoramento Ambiental (PMA)

O projeto proposto prevê o monitoramento do corpo receptor, através da avaliação do compartimento água, a caracterização físico-química e ecotoxicológica da água produzida e a caracterização ecotoxicológica do óleo produzido, bem como a integração ao Programa de Monitoramento Ambiental Integrado da Bacia de Santos (PROMABI-BS) que *“tem por filosofia a execução de um monitoramento de forma regional e integrada, com foco em empreendimentos representativos dos impactos ambientais nos meios físico e biótico passíveis de ocorrerem na Bacia de Santos”.*

O subprojeto de **Monitoramento do Corpo Receptor a 500 m das Plataformas que descartam água produzida na Bacia de Santos (PM-500-BS)** propõe realizar campanhas de monitoramento oceânico para avaliação do compartimento água a 500 m dos pontos de descarte de água produzida, durante todo o período de operação dos empreendimentos da Etapa 3 com previsão de geração e descarte de água produzida (Desenvolvimentos da Produção e Piloto de Produção de Longa Duração).

As campanhas serão realizadas com periodicidade anual, sendo que a primeira campanha será realizada somente após o início do descarte de água de produção. As coletas de água serão realizadas durante períodos com descarte de água produzida.

A malha amostral será orientada, em cada campanha, na direção da corrente preferencial, e incluirá 3 (três) estações amostrais, todas elas a 500 m a jusante das unidades produtoras, dispostas em ângulo de 20° entre si, com coletas em 3 (três) níveis de profundidade.

Com relação aos níveis de profundidade, a resposta ao Parecer Técnico nº 43/2017-COPROD/CGMAC/DILIC esclareceu que as amostragens *“serão realizadas em três profundidades: na superfície, por volta de 5 m de profundidade, e mais duas profundidades definidas de acordo com os dados das modelagens de dispersão de água produzida de cada unidade de produção, considerando uma amostragem mais profunda, localizada na profundidade definida no estudo para a pluma do efluente, e uma profundidade intermediária, entre esta e a superfície”.*

Com relação às metodologias analíticas, a resposta esclareceu que:

“As divergências existentes entre os Projetos de Monitoramento Ambiental apresentados no âmbito dos licenciamentos do Etapa 2 e Etapa 3 se devem a ajustes metodológicos realizados em razão dos avanços no conhecimento sobre a aplicação de metodologias, o qual é suportado pela incorporação das lições aprendidas durante a execução do PM-500-BC e a consequente atualização dos Protocolos de Análise do Centro de Pesquisas da PETROBRAS – CENPES.

Ressalta-se que as evoluções metodológicas e tecnológicas devem ser acompanhadas de forma permanente visando o processo de melhoria contínua. Por isso, a empresa esclarece que poderá haver modificações nas metodologias previamente acordadas, em virtude da atualização dos protocolos de análise, adequações ao mercado ou mesmo para casos em que sejam verificadas novas metodologias que substituam de forma satisfatória as metodologias definidas. De qualquer forma, caso ocorram, as alterações metodológicas serão devidamente informadas.

Por fim, a PETROBRAS confirma que realizará a padronização dos escopos de projetos apresentados no âmbito do Etapa 2 e 3, assumindo o compromisso de nivelar os projetos nos padrões aprovados no âmbito do Etapa 3.” (Grifo nosso)

A PETROBRAS ratificou a inclusão do mercúrio (Hg) no conjunto de parâmetros ambientais abrangidos pelo escopo do PM-500-BS tendo em vista a padronização do projeto para todas as unidades abrangidas e em conformidade com o escopo praticado pela empresa na Bacia de Campos. Contudo, ressaltou que a coleta e análise deste parâmetro se iniciará somente no ciclo de campanhas de 2019/2020, *“em razão da necessidade de ajustes nos instrumentos contratuais atualmente vigentes”.*

Com relação à não inclusão de novas unidades de produção no Projeto de Monitoramento de Plataformas Representativas (PMPR), a resposta esclareceu que o PMPR já conta com 5 (cinco) unidades no Pré-sal distribuídas pelos campos de produção de Lula, Búzios e Sapinhoá, *“o que garante a amostragem de ao menos uma unidade em todos os aglomerados de unidades produtivas da PETROBRAS na região do Pré-Sal”.*

Com relação ao **Subprojeto de Caracterização Ecotoxicológica do Óleo Produzido**, o EIA Rev00 informou que:

“A caracterização ecotoxicológica do óleo será feita para as seguintes áreas/campos: Guanxuma, Sagitário, Sururu, Atapu, Sépia, Libra, Sul de Sapinhoá e Sul de Lula, quando do início da produção de unidades que operem nestas locações.”

Com relação à **Análise da Água Produzida**, o EIA Rev00 informou que os resultados serão apresentados no Relatório Anual de Atendimento à Resolução CONAMA nº 393/07, que inclui também os resultados da análise diária do teor de óleos e graxas (TOG), indicando que:

“Os resultados obtidos em tais análises serão utilizados no âmbito do monitoramento ambiental, a fim de subsidiar a interpretação dos valores e padrões encontrados no monitoramento do Corpo Receptor a 500 m das Plataformas que descartam água produzida na Bacia de Santos (PM500-BS).”

Observa-se, neste sentido, que a PETROBRAS assinou, em 23.2.2018, Termo de Compromisso (SEI nº 1777032) no qual se compromete a não utilizar sílica gel (ou qualquer outro procedimento que reduza o valor do material extraível em n-hexano) nas análises gravimétricas de TOG, pois seu uso *“leva a um resultado inferior ao valor real do TOG, uma vez que o resultado final não considera a massa de óleos e graxas retida na sílica gel”*, conforme indicado no Parecer Técnico nº 43/2017-COPROD/CGMAC/DILIC (SEI nº 0205912).

Buscando atender demanda reiterada em diferentes audiências e reuniões públicas realizadas durante o licenciamento ambiental da Etapa 3 do Polo Pré-Sal, que reivindicam uma maior transparência dos custos relacionados ao empreendimento, incluindo aqueles com os projetos ambientais desenvolvidos, solicita-se que a PETROBRAS encaminhe, em resposta ao presente parecer técnico, algumas informações consolidadas sobre o cronograma físico-financeiro do PMA, devendo ser listados os contratos/convênios firmados pela PETROBRAS para garantir o atendimento pleno de todas as ações/atividades que estão previstas no PMA. Para cada contrato/convênio devem ser informados, minimamente, os objetos dos mesmos, as empresas/instituições responsáveis por sua execução, o período de vigência, os valores

financeiros envolvidos e o número de profissionais contratados. Ao final, a PETROBRAS também deve informar o número de profissionais da empresa ou de suas prestadoras de serviço que estão dedicados exclusivamente ao PMA ou compartilhados com outros projetos ambientais.

Por fim, considera-se importante ressaltar que os resultados obtidos através destes monitoramentos podem exigir da empresa a elaboração e execução de projetos complementares para ampliação deste escopo ou de projetos específicos para a mitigação efetiva dos impactos identificados. Para tal, caso estes projetos venham a ser necessários, suas elaborações e execuções poderão ser exigidas durante a análise futura de requerimentos de licenças de operação no âmbito do licenciamento ambiental da Etapa 3 do Polo Pré-Sal.

II.7.2 – Projeto de Monitoramento da Paisagem Acústica da Bacia de Santos (PMPAS-BS)

O Projeto de Monitoramento da Paisagem Acústica Submarina da Bacia de Santos (PMPAS-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 02001.114291/2017-94.

O PMPAS-BS 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 é subsidiar análises de risco à biodiversidade e estudos de avaliação de impactos sobre a biota marinha.

O projeto foi concebido para ser executado enquanto durarem as atividades da PETROBRAS na Bacia de Santos, incorporando-se o conceito de Ciclos de Implantação, os quais consideraram o período de 4 (quatro) anos como referência de intervalo de tempo.

O levantamento de dados no âmbito do PMPAS-BS é realizado através de Termo de Cooperação assinado entre PETROBRAS e Instituto de Pesquisa da Marinha (IPqM) e de contratos firmados entre a PETROBRAS e as empresas PRO-OCEANO Serviço Oceanográfico e *Gardline Marine Sciences* do Brasil, em conformidade com os seguintes prazos e distribuições:

- Monitoramento móvel: realizado pela PRO-OCEANO após contrato firmado em 19.6.2015 e com vigência até 24.12.2017. Apesar da ciência de que a empresa segue realizando o monitoramento móvel do PMPAS-BS, não foi encontrado registro processual que pudesse confirmar com precisão o período de vigência do atual contrato.
- Monitoramento fixo costeiro: realizado pelo IPqM após o Termo de Cooperação assinado em 18.11.2016 e com vigência até 6.5.2019.
- Monitoramento fixo oceânico: realizado pela *Gardline* após contrato firmado em 1.6.2017 e com vigência até 26.12.2021.

Assim, buscando atender demanda reiterada em diferentes audiências e reuniões públicas realizadas durante o licenciamento ambiental da Etapa 3 do Polo Pré-Sal, que reivindicam uma maior transparência dos custos relacionados ao empreendimento, incluindo aqueles com os projetos ambientais desenvolvidos, solicita-se que a PETROBRAS encaminhe, em resposta ao presente parecer técnico, algumas informações consolidadas sobre o cronograma físico-financeiro do PMPAS-BS, devendo ser listados os contratos/convênios firmados pela PETROBRAS para garantir o atendimento pleno de todas as ações/atividades que estão previstas no PMPAS-BS desde o início do projeto. Para cada contrato/convênio devem ser informados, minimamente, os objetos dos mesmos, as empresas/instituições responsáveis por sua execução, o período de vigência, os valores financeiros envolvidos e o número de profissionais contratados. Para os contratos que não estejam mais vigentes, deve ser informado se os mesmos foram aditados em seu período de vigência e/ou no valor financeiro destinado para sua execução. Ao final, a PETROBRAS também deve informar o número de profissionais da empresa ou de suas prestadoras de serviço que estão dedicados exclusivamente ao PMPAS-BS ou compartilhados com outros projetos ambientais.

A PETROBRAS também deve apresentar, em resposta ao presente parecer técnico, informações sobre a renovação do de Termo de Cooperação assinado entre PETROBRAS e Instituto de Pesquisa da Marinha

(IPqM) que ainda está vigente somente por cerca de 1 (hum) mês.

Por fim, considera-se importante ressaltar que os resultados obtidos através destes monitoramentos podem exigir da empresa a elaboração e execução de projetos complementares para ampliação deste escopo ou de projetos específicos para a mitigação efetiva dos impactos identificados. Para tal, caso estes projetos venham a ser necessários, suas elaborações e execuções poderão ser exigidas durante a análise futura de requerimentos de licenças de operação no âmbito do licenciamento ambiental da Etapa 3 do Polo Pré-Sal.

II.7.3 – Projeto de Monitoramento de Cetáceos da Bacia de Santos (PMC-BS)

O Projeto de Monitoramento de Cetáceos da Bacia de Santos (PMC-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 02001.114279/2017-80.

O PMC-BS 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.

Portanto, por ter sido concebido para ser executado enquanto durarem as atividades da PETROBRAS na Bacia de Santos, numa primeira etapa, optou-se por priorizar os esforços no delineamento das bases metodológicas e de dados no curto prazo (3 a 6 anos). Assim espera-se que no monitoramento de longo prazo das populações nas áreas costeiras e oceânicas da Bacia de Santos (acima de 12 anos) se possa avaliar os potenciais impactos das atividades sobre os cetáceos.

O PMC-BS vinha sendo desenvolvido através de contrato firmado entre a PETROBRAS e a empresa Socioambiental Consultores Associados Ltda. em 24.6.2015, com vigência inicial até 27.6.2018. Apesar da ciência de que a empresa segue à frente do PMC-BS, não foi encontrado registro processual que pudesse confirmar com precisão o período de vigência do atual contrato.

Assim, buscando atender demanda reiterada em diferentes audiências e reuniões públicas realizadas durante o licenciamento ambiental da Etapa 3 do Polo Pré-Sal, que reivindicam uma maior transparência dos custos relacionados ao empreendimento, incluindo aqueles com os projetos ambientais desenvolvidos, solicita-se que a PETROBRAS encaminhe, em resposta ao presente parecer técnico, algumas informações consolidadas sobre o cronograma físico-financeiro do PMC-BS, devendo ser listados os contratos/convênios firmados pela PETROBRAS para garantir o atendimento pleno de todas as ações/atividades que estão previstas no PMC-BS desde o início do projeto. Para cada contrato/convênio devem ser informados, minimamente, os objetos dos mesmos, as empresas/instituições responsáveis por sua execução, o período de vigência, os valores financeiros envolvidos e o número de profissionais contratados. Para os contratos que não estejam mais vigentes, deve ser informado se os mesmos foram aditados em seu período de vigência e/ou no valor financeiro destinado para sua execução. Ao final, a PETROBRAS também deve informar o número de profissionais da empresa ou de suas prestadoras de serviço que estão dedicados exclusivamente ao PMC-BS ou compartilhados com outros projetos ambientais.

Por fim, considera-se importante ressaltar que os resultados obtidos através destes monitoramentos podem exigir da empresa a elaboração e execução de projetos complementares para ampliação deste escopo ou de projetos específicos para a mitigação efetiva dos impactos identificados. Para tal, caso estes projetos venham a ser necessários, suas elaborações e execuções poderão ser exigidas durante a análise futura de requerimentos de licenças de operação no âmbito do licenciamento ambiental da Etapa 3 do Polo Pré-Sal.

II.7.4 – Projeto de Monitoramento de Praias (PMP)

O Projeto de Monitoramento de Praias da Bacia de Santos (PMP-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 02001.114275/2017-00.

O PMP-BS tem como objetivo geral avaliar a interferência das atividades de produção e escoamento de petróleo e gás natural do Polo Pré-sal da Bacia de Santos sobre os tetrápodes marinhos (aves, tartarugas e mamíferos marinhos).

Por questões operacionais, o PMP-BS foi dividido em “Fase 1”, com o monitoramento das praias entre os municípios de Ubatuba (SP) e Laguna (SC) e em “Fase 2”, com o monitoramento das praias entre os municípios de Paraty (RJ) e Saquarema (RJ).

Este monitoramento deve buscar o registro das ocorrências de encalhes ou arribadas de tetrápodes marinhos vivos ou mortos nas praias, de mortalidades anormais de peixes e invertebrados na área monitorada, além de resíduos das atividades da indústria de petróleo e gás. Os parâmetros biológicos básicos dos animais e os parâmetros sanitários devem ser caracterizados e, sempre que possível, identificada a *causa mortis* dos tetrápodes marinhos, através de análises laboratoriais e necroscópicas. No caso de tetrápodes marinhos encontrados vivos e debilitados deve ser garantido o atendimento veterinário na tentativa de reabilitá-los e reintroduzi-los quando possível.

Também está prevista a realização de análises de contaminantes em biota dos vertebrados marinhos encalhados e recolhidos nas praias monitoradas, avaliando-se a biodisponibilidade desses compostos ao longo de seus percursos migratórios e verificando-se indícios de contaminação por óleo, seus derivados, subprodutos da degradação e/ou componentes associados, bem como avaliando-se os potenciais efeitos destes contaminantes.

O PMP-BS vinha sendo desenvolvido através dos contratos firmados entre PETROBRAS e Universidade do Vale do Itajaí (UNIVALI) em 17.7.2015 e com vigência até 2.3.2018 (Fase 1) e entre PETROBRAS e CTA em 12.8.2016 e com vigência até 20.5.2018. Apesar da ciência de que o PMP-BS segue em execução, não foi encontrado registro processual que pudesse confirmar com precisão o período de vigência dos atuais contratos.

Ainda, existem contratos específicos para a realização das seguintes análises no âmbito do PMP-BS:

- Análise de HPA: executada pelo Instituto Oceanográfico da Universidade de São Paulo (IO-USP), através de contrato firmado entre a PETROBRAS e a Fundação para o Desenvolvimento Tecnológico da Engenharia da Universidade de São Paulo (FDTE-USP) em 29.5.2017 e com vigência expirada em 24.11.2017. Porém, de acordo com informações repassadas pela PETROBRAS, novo contrato foi assinado no mês de setembro, já sendo iniciadas as atividades em seu âmbito a partir de 4.10.2017, e com vigência até 30.2.2021.
- Análise de Elementos Traço: executada pelo Centro de Estudos Ambientais da Universidade Estadual Paulista (CEA-UNESP), através de contrato firmado entre a PETROBRAS e a Fundação de Apoio à Pesquisa, Ensino e Extensão da Universidade Estadual Paulista (FUNEP-UNESP) em 24.8.2016 e com vigência até 16.3.2020.
- Análise de Biomarcadores: executada pelo Laboratório de Biomarcadores de Contaminação Aquática e Imunoquímica da Universidade Federal de Santa Catarina (LABCAI-UFSC), através de contrato firmado entre a PETROBRAS e a Fundação de Ensino e Engenharia de Santa Catarina da Universidade Federal de Santa Catarina (FEESC-UFSC) em 10.11.2016 e com vigência até 11.5.2020.

Buscando atender demanda reiterada em diferentes audiências e reuniões públicas realizadas durante o licenciamento ambiental da Etapa 3 do Polo Pré-Sal, que reivindicam uma maior transparência dos custos relacionados ao empreendimento, incluindo aqueles com os projetos ambientais desenvolvidos, solicita-se que a PETROBRAS encaminhe, em resposta ao presente parecer técnico, algumas informações consolidadas sobre o cronograma físico-financeiro do PMP-BS, devendo ser listados os contratos/convênios firmados pela PETROBRAS para garantir o atendimento pleno de todas as ações/atividades que estão previstas no PMP-BS desde o início do projeto. Para cada contrato/convênio devem ser informados, minimamente, os objetos dos mesmos, as empresas/instituições responsáveis por sua execução, o período de vigência, os valores financeiros envolvidos e o número de profissionais contratados. Para os contratos que não estejam mais vigentes, deve ser informado se os mesmos foram

aditados em seu período de vigência e/ou no valor financeiro destinado para sua execução. Ao final, a PETROBRAS também deve informar o número de profissionais da empresa ou de suas prestadoras de serviço que estão dedicados exclusivamente ao PMP-BS ou compartilhados com outros projetos ambientais.

Por fim, considera-se importante ressaltar que os resultados obtidos através destes monitoramentos podem exigir da empresa a elaboração e execução de projetos complementares para ampliação deste escopo ou de projetos específicos para a mitigação efetiva dos impactos identificados. Para tal, caso estes projetos venham a ser necessários, suas elaborações e execuções poderão ser exigidas durante a análise futura de requerimentos de licenças de operação no âmbito do licenciamento ambiental da Etapa 3 do Polo Pré-Sal.

II.7.5 – Projeto de Monitoramento da Atividade Pesqueira (PMAP-BS)

O PMAP-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 02022.001735/2013-51, tendo como objetivos específicos: (i) Adquirir, de forma sistemática, informações sobre a atividade pesqueira às áreas de influência dos empreendimentos da UO-BS; (ii) Avaliar potenciais conflitos entre a atividade pesqueira e os empreendimentos de produção e transporte de gás e condensado dos campos de produção na Bacia de Santos; e (iii) Registrar, consolidar e analisar informações socioeconômicas da atividade pesqueira na Bacia de Santos com vistas a atualização da caracterização e diagnóstico realizados no âmbito do PCSPA-BS.

A implantação do projeto foi organizada por estados considerando a estratégia de execução em parceria com instituições de pesquisa que possuem a missão institucional ou a atuação consagrada em pesquisa, desenvolvimento e extensão junto ao setor pesqueiro. Assim, o PMAP-BS está organizado da seguinte forma:

- PMAP-SC: Executado pela Universidade do Vale do Itajaí – UNIVALI. Iniciado em agosto/2016;
- PMAP-PR: Executado pela Fundação de Desenvolvimento da Pesquisa do Agronegócio – FUNDEPAG. Iniciado em outubro/2016;
- PMAP-SP: Executado pelo Instituto de Pesca do Estado de São Paulo – IP-SP. Iniciado em 2008. Reorganizado e reiniciado em agosto/2016;
- PMAP-RJ: Executado pela Fundação Instituto de Pesca do Estado do Rio de Janeiro. Iniciado em julho/2017.

Buscando atender demanda reiterada em diferentes audiências e reuniões públicas realizadas durante o licenciamento ambiental da Etapa 3 do Polo Pré-Sal, que reivindicam uma maior transparência dos custos relacionados ao empreendimento, incluindo aqueles com os projetos ambientais desenvolvidos, solicita-se que a PETROBRAS encaminhe, em resposta ao presente parecer técnico, algumas informações consolidadas sobre o cronograma físico-financeiro do PMAP-BS, devendo ser listados os contratos/convênios firmados pela PETROBRAS para garantir o atendimento pleno de todas as ações/atividades que estão previstas no PMAP-BS desde o início do projeto. Para cada contrato/convênio devem ser informados, minimamente, os objetos dos mesmos, as empresas/instituições responsáveis por sua execução, o período de vigência, os valores financeiros envolvidos e o número de profissionais contratados. Para os contratos que não estejam mais vigentes, deve ser informado se os mesmos foram aditados em seu período de vigência e/ou no valor financeiro destinado para sua execução. Ao final, a PETROBRAS também deve informar o número de profissionais da empresa ou de suas prestadoras de serviço que estão dedicados exclusivamente ao PMAP-BS ou compartilhados com outros projetos ambientais.

Por fim, considera-se importante ressaltar que os resultados obtidos através destes monitoramentos podem exigir da empresa a elaboração e execução de projetos complementares para ampliação deste escopo ou de projetos específicos para a mitigação efetiva dos impactos identificados. Para tal, caso estes projetos venham a ser necessários, suas elaborações e execuções poderão ser exigidas durante a análise

futura de requerimentos de licenças de operação no âmbito do licenciamento ambiental da Etapa 3 do Polo Pré-Sal.

II.7.6 – Projeto de Controle da Poluição (PCP)

Com relação à implementação do Projeto de Controle da Poluição, as informações apresentadas no EIA Rev00 basicamente afirmam que a PETROBRAS seguirá as diretrizes da Nota Técnica CGPEG/DILIC/IBAMA nº 01/11. Neste contexto, os aspectos fundamentais a serem buscados pela empresa dizem respeito à internalização de fato das metas de diminuição de geração de resíduos e de disposição final dos mesmos. Deve haver comprometimento por parte da Unidade de Operações da Bacia de Santos, desde os níveis gerenciais até os trabalhadores e tripulantes envolvidos diretamente nas operações, para a definição de metas realísticas e da busca pelo seu atendimento.

As Metas devem, a um só tempo, sintetizar e balizar a gestão de resíduos, que por sua vez, deve ser atendida pelas prestadoras de serviços ao empreendedor. Ou seja, as Metas não consistem em simples intenções e menos ainda em meras formalidades, mas devem ter o caráter de parâmetros para um firme esforço de melhoria, alicerçado de forma realista, na prática diária que o empreendedor deve conhecer.

Outro aspecto diz respeito aos efluentes líquidos, nos quais a empresa afirma que seguirá as diretrizes constantes na Nota Técnica CGPEG/DILIC/IBAMA nº 01/11. Desta maneira, tendo em vista que a grande maioria dos FPSOs ainda se encontra em fase de projeto e/ou construção, devem ser incorporados aos mesmos os equipamentos e instalações necessárias para o monitoramento.

A implementação do Projeto de Controle da Poluição nas unidades da PETROBRAS na Bacia de Santos vem sendo acompanhado de forma regionalizada.

Buscando atender demanda reiterada em diferentes audiências e reuniões públicas realizadas durante o licenciamento ambiental da Etapa 3 do Polo Pré-Sal, que reivindicam uma maior transparência dos custos relacionados ao empreendimento, incluindo aqueles com os projetos ambientais desenvolvidos, solicita-se que a PETROBRAS encaminhe, em resposta ao presente parecer técnico, algumas informações consolidadas sobre o cronograma físico-financeiro do PCP, devendo ser listados os contratos/convênios firmados pela PETROBRAS para garantir o atendimento pleno de todas as ações/atividades que estão previstas no PCP. Para cada contrato/convênio devem ser informados, minimamente, os objetos dos mesmos, as empresas/instituições responsáveis por sua execução, o período de vigência, os valores financeiros envolvidos e o número de profissionais contratados. Ao final, a PETROBRAS também deve informar o número de profissionais da empresa ou de suas prestadoras de serviço que estão dedicados exclusivamente ao PMA ou compartilhados com outros projetos ambientais.

Por fim, considera-se importante ressaltar que os resultados obtidos através deste projeto podem exigir da empresa a elaboração e execução de projetos complementares para ampliação deste escopo ou de projetos específicos para a mitigação efetiva dos impactos identificados. Para tal, caso estes projetos venham a ser necessários, suas elaborações e execuções poderão ser exigidas durante a análise futura de requerimentos de licenças de operação no âmbito do licenciamento ambiental da Etapa 3 do Polo Pré-Sal.

II.7.7 – Projeto de Comunicação Social Regional da Bacia de Santos (PCSR-BS)

O Programa de Comunicação Social Regional da Bacia de Santos (PCSR-BS) já vem sendo executado pela PETROBRAS para atendimento de condicionantes específicas em licenças de instalação e 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 02022.001466/2010-80.

O PCSR-BS tem como objetivo geral implementar ações de comunicação junto aos públicos prioritários das áreas de influência dos empreendimentos da PETROBRAS na Bacia de Santos, difundindo informações qualificadas sobre as atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural, considerando a especificidade de cada público, empreendimento e região.

Em resposta ao Parecer Técnico nº 171/2018-COPROD/CGMAC/DILIC, foi informado que os ajustes solicitados no site do programa foram feitos, o que realmente pode ser verificado na página <www.comunicabaciadesantos.com.br>.

As demais melhorias no programa estão sendo tratadas no âmbito do Processo IBAMA nº 02022.001466/2010. Neste sentido, cabe salientar que novas ações de comunicação, assim como a ampliação daquelas que vem sendo desenvolvidas, podem ser exigidas durante a análise futura de requerimentos de licenças de instalação e operação no âmbito do licenciamento ambiental da Etapa 3 do Polo Pré-Sal, considerando a avaliação permanente da efetividade do PCSR-BS no decorrer da implantação dos projetos previstos para esta nova etapa.

Por fim, buscando atender demanda reiterada em diferentes audiências e reuniões públicas realizadas durante o licenciamento ambiental da Etapa 3 do Polo Pré-Sal, que reivindicam uma maior transparência dos custos relacionados ao empreendimento, incluindo aqueles com os projetos ambientais desenvolvidos, solicita-se que a PETROBRAS encaminhe, em resposta ao presente parecer técnico, algumas informações consolidadas sobre o cronograma físico-financeiro do PCSR-BS, devendo ser listados os contratos/convênios firmados pela PETROBRAS para garantir o atendimento pleno de todas as ações/atividades que estão previstas no PCSR-BS desde o início do projeto. Para cada contrato/convênio devem ser informados, minimamente, os objetos dos mesmos, as empresas/instituições responsáveis por sua execução, o período de vigência, os valores financeiros envolvidos e o número de profissionais contratados. Para os contratos que não estejam mais vigentes, deve ser informado se os mesmos foram aditados em seu período de vigência e/ou no valor financeiro destinado para sua execução. Ao final, a PETROBRAS também deve informar o número de profissionais da empresa ou de suas prestadoras de serviço que estão dedicados exclusivamente ao PCSR-BS ou compartilhados com outros projetos ambientais.

II.7.7 – Projeto de Educação Ambiental (PEA)

Atualmente estão em desenvolvimento dois Projetos de Educação Ambiental relacionados à exploração do Pré-sal pela PETROBRAS na Bacia de Santos, realizados no âmbito do Programa de Educação Ambiental de São Paulo - PEA-SP e Programa de Educação Ambiental do Rio de Janeiro - PEA-Rio, sendo acompanhados pela equipe técnica da Coordenação de Produção, respectivamente, no âmbito do Processo IBAMA nº 02022.002921/2009-21 e Processo IBAMA nº 02022.001467/2010-24.

O primeiro se trata do PEA Costa Verde, que abrange setenta comunidades pesqueiras artesanais dos municípios de São Sebastião, Ilhabela, Caraguatatuba, Ubatuba, Paraty, Angra dos Reis e Mangaratiba, cujo objetivo é contribuir com o fortalecimento organizativo das comunidades com vistas à permanência em seus territórios de origem.

Em resposta ao Parecer Técnico nº 171/2018-COPROD/CGMAC/DILIC, foi informado que *“a Mineral realizou o aporte de pessoas na equipe de campo do PEA Costa Verde. Com isso, a referida equipe passa a ter 16 membros, entre técnicos e supervisores, o dobro da equipe inicial. Os novos membros iniciaram suas atividades nos dias 09 e 10 de agosto por meio da reunião de apresentação e alinhamento conceitual na sede da empresa”*.

Nas respostas aos documentos protocolados durante as Audiências Públicas, foi informado que as comunidades que inicialmente ficaram de fora do PEA Costa Verde e que de fato desenvolvem a atividade pesqueira artesanal de Paraty a São Sebastião, já foram identificadas pela equipe de campo do projeto. Ao final da primeira etapa do PEA, os resultados obtidos auxiliarão a empresa a elaborar o Plano de Trabalho da segunda fase, que poderá incluir essas comunidades previamente identificadas.

O segundo projeto se trata do PEA Baía de Guanabara, que abrange dezenove comunidades pesqueiras artesanais dos municípios do Rio de Janeiro, Magé, Itaboraí e Niterói, cujo objetivo é contribuir com o fortalecimento de sua organização social, política e econômica, a fim de qualificar sua intervenção nos processos de gestão socioambiental. Ressalta-se que o Plano de Trabalho deste projeto foi aprovado pelo IBAMA em novembro de 2017, através do Ofício nº 316/2017/COPROD/CGMAC/DILIC-IBAMA, e o último prazo informado na correspondência UO-RIO 0491/2018, de 27.8.2018, para assinatura do contrato de execução era 28.12.2018, com previsão para o protocolo da revisão do Plano de Trabalho em 28.2.2019. Entretanto, até o momento a referida revisão do Plano de Trabalho não foi apresentada, o que pode impactar na emissão de novas licenças de operação no âmbito da Etapa 2 do Pré-sal.

Conforme tratado no item referente à análise dos impactos na Baía de Guanabara, considera-se importante ressaltar que a evolução do cenário de navegação de embarcações de apoio offshore na Baía

de Guanabara e os resultados obtidos em projetos de monitoramento podem exigir da empresa, no âmbito do próprio acompanhamento deste PEA, a elaboração e execução de ações complementares para ampliação de seu escopo ou de projetos específicos para a mitigação efetiva dos impactos identificados.

Considerando as discussões realizadas neste processo de licenciamento e o cenário exposto acima sobre os projetos de educação ambiental já exigidos pelo IBAMA, avalia-se ser necessária a proposição pela empresa de um novo projeto voltado para o monitoramento dos impactos das *rendas petrolíferas* sobre os orçamentos municipais e para o fortalecimento do controle social da aplicação de royalties e de participações especiais na Bacia de Santos. A formatação desse novo projeto já foi discutida em reunião realizada em 14.2.2019 e registrada na Ata de Reunião COPROD 4474563 (SEI nº 4474563 e 4474867), com uma proposta preliminar sendo encaminhada pela PETROBRAS através da correspondência UO-BS 0128/2019 de 15.3.2019, protocolada na SUPES/IBAMA/RJ em 18.3.2019 (SEI nº 4667777 e 4667807).

Considerando que o PEA Costa Verde e o PEA Baía de Guanabara já constituem condicionantes de licença da Etapa 1 e 2, apesar de também terem relação direta com os impactos do Projeto Etapa 3, para fins de melhor distribuição do acompanhamento dos respectivos processos de licenciamento ambiental, recomenda-se que somente esse novo projeto em etapa de formulação seja condicionante das licenças da Etapa 3.

Contudo, buscando atender demanda reiterada em diferentes audiências e reuniões públicas realizadas durante o licenciamento ambiental da Etapa 3 do Polo Pré-Sal, que reivindicam uma maior transparência dos custos relacionados ao empreendimento, incluindo aqueles com os projetos ambientais desenvolvidos, solicita-se que a PETROBRAS encaminhe, em resposta ao presente parecer técnico, algumas informações consolidadas sobre o cronograma físico-financeiro dos projetos de educação ambiental, devendo ser listados os contratos/convênios firmados pela PETROBRAS para garantir o atendimento pleno de todas as ações/atividades que estão previstas nos diferentes projetos desde que foram iniciados. Para cada contrato/convênio devem ser informados, minimamente, os objetos dos mesmos, as empresas/instituições responsáveis por sua execução, o período de vigência, os valores financeiros envolvidos e o número de profissionais contratados. Para os contratos que não estejam mais vigentes, deve ser informado se os mesmos foram aditados em seu período de vigência e/ou no valor financeiro destinado para sua execução. Ao final, a PETROBRAS também deve informar o número de profissionais da empresa ou de suas prestadoras de serviço que estão dedicados exclusivamente aos projetos de educação ambiental ou compartilhados com outros projetos ambientais.

II.7.9 – Projeto de Educação Ambiental dos Trabalhadores (PEAT)

O Projeto de Educação Ambiental dos Trabalhadores Regional da Bacia de Santos (PEAT-BS) já vem sendo executado pela PETROBRAS para atendimento de condicionantes específicas em licenças de instalação e 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 02001.119874/2017-10.

O objetivo do PEAT é promover a educação ambiental destinada à capacitação dos trabalhadores, estimulando o desenvolvimento de atitudes condizentes com as questões ambientais e atuando em prol da melhoria contínua do Sistema de Gestão Ambiental das atividades. Além disso, busca esclarecer os cuidados necessários à execução da atividade em questão, além de promover uma convivência positiva entre os trabalhadores envolvidos na Atividade de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos – ETAPA 3.

O PEAT-BS é aplicado em Unidades de produção que atuam exclusivamente em Testes de Longa Duração - TLD e Sistemas de Produção Antecipada – SPA, em Unidades que realizam Desenvolvimento da Produção (DP) e Sistemas Piloto de Produção e em Embarcações realizam operações submarinas e que não estejam formalmente inseridas no processo IBAMA nº 02022.001637/2011-51.

Além disso, conforme determinação do IBAMA nos processos de licenciamento ambiental do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos, a PETROBRAS apresentou ainda no âmbito do PEAT-BS os Relatórios de Caracterização dos Trabalhadores que atuam nas atividades de instalação e operação, referente aos anos de 2015, 2016 e 2017.

A PETROBRAS propôs que esses Relatórios de Caracterização dos Trabalhadores fossem elaborados somente para os três primeiros anos, contudo, considera-se importante que seja mantida a caracterização para o ano de 2018, em função das diversas plataformas que iniciaram suas operações no decorrer deste ano. Posteriormente, os resultados obtidos para estes 4 (quatro) anos serão analisados em conjunto e poderão incidir na necessidade de novas ações ou projetos complementares, cujas exigências serão feitas no próprio acompanhamento do PEAT-BS e durante a análise futura de requerimentos de licenças de operação no âmbito do licenciamento ambiental da Etapa 3 do Polo Pré-Sal.

Por fim, buscando atender demanda reiterada em diferentes audiências e reuniões públicas realizadas durante o licenciamento ambiental da Etapa 3 do Polo Pré-Sal, que reivindicam uma maior transparência dos custos relacionados ao empreendimento, incluindo aqueles com os projetos ambientais desenvolvidos, solicita-se que a PETROBRAS encaminhe, em resposta ao presente parecer técnico, algumas informações consolidadas sobre o cronograma físico-financeiro do PEAT-BS, devendo ser listados os contratos/convênios firmados pela PETROBRAS para garantir o atendimento pleno de todas as ações/atividades que estão previstas no PEAT-BS desde o início do projeto. Para cada contrato/convênio devem ser informados, minimamente, os objetos dos mesmos, as empresas/instituições responsáveis por sua execução, o período de vigência, os valores financeiros envolvidos e o número de profissionais contratados. Ao final, a PETROBRAS também deve informar o número de profissionais da empresa ou de suas prestadoras de serviço que estão dedicados exclusivamente ao PEAT-BS ou compartilhados com outros projetos ambientais.

II.7.10 – Projeto de Avaliação de Impactos Cumulativos (PAIC)

O Projeto de Avaliação de Impactos Cumulativos (PAIC) 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 02022.000467/2015-11.

Cabe destacar que, desde sua proposição inicial, o PAIC também vem sendo acompanhado sistematicamente pela equipe técnica da Unidade Técnica de 2º Nível em Caraguatatuba da Superintendência do IBAMA no Estado de São Paulo, que apresenta uma contribuição imprescindível na condução do processo na região, representando a Coordenação de Produção nas atividades desenvolvidas e que requerem a presença do IBAMA, mas, sobretudo na análise técnica e definição de encaminhamentos em conjunto com a equipe técnica da Coordenação de Produção.

O PAIC tem como objetivo geral realizar uma análise integrada dos impactos dos principais estressores (ações e atividades humanas, eventos naturais, ambientais e sociais, independente da origem/responsável/tipologia da atividade) sobre fatores ambientais e sociais selecionados, ao longo do tempo, para regiões delimitadas na área de influência da Etapa 1 e 2, identificando a acumulação e interação sinérgica entre eles. Assim, se espera possibilitar a avaliação da interferência dos estressores no ambiente e fornecer subsídios aos atores da região para enfrentar as possíveis transformações sociais, ambientais e econômicas e se desenvolver de forma sustentável.

A implementação do projeto foi planejada em etapas sequenciais, iniciando-se pela Região do Litoral Norte Paulista (encontra-se em fase final da avaliação), Litoral Sul Fluminense (encontra-se em fase intermediária da avaliação), Baixada Santista (encontra-se em fase inicial da avaliação) e Baía de Guanabara (encontra-se em fase de planejamento).

Considera-se importante ressaltar que a experiência e os resultados obtidos no primeiro ciclo desta avaliação, juntamente com o amadurecimento de outros projetos de monitoramento, em especial o Projeto de Monitoramento Socioeconômico, podem apontar para a necessidade de revisão do seu escopo e metodologia com vistas a alcançar um aprimoramento e melhor integração entre os projetos de monitoramento existentes. Para tal, os devidos encaminhamentos serão feitos no próprio acompanhamento do PAIC, através do Processo IBAMA nº 02022.000467/2015-11, e exigidos durante a análise futura de requerimentos de licenças de operação no âmbito do licenciamento ambiental da Etapa 3 do Polo Pré-Sal.

Por fim, buscando atender demanda reiterada em diferentes audiências e reuniões públicas realizadas durante o licenciamento ambiental da Etapa 3 do Polo Pré-Sal, que reivindicam uma maior transparência dos custos relacionados ao empreendimento, incluindo aqueles com os projetos ambientais desenvolvidos, solicita-se que a PETROBRAS encaminhe, em resposta ao presente parecer técnico, algumas informações consolidadas sobre o cronograma físico-financeiro do PAIC, devendo ser listados os contratos/convênios firmados pela PETROBRAS para garantir o atendimento pleno de todas as ações/atividades que estão previstas no PAIC desde o início do projeto. Para cada contrato/convênio devem ser informados, minimamente, os objetos dos mesmos, as empresas/instituições responsáveis por sua execução, o período de vigência, os valores financeiros envolvidos e o número de profissionais contratados. Ao final, a PETROBRAS também deve informar o número de profissionais da empresa ou de suas prestadoras de serviço que estão dedicados exclusivamente ao PAIC ou compartilhados com outros projetos ambientais.

II.7.11 – Projeto de Monitoramento Socioeconômico (PMS)

O Projeto de Monitoramento Socioeconômico da Bacia de Santos (PMS-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 02022.000467/2015-11.

O PMS-BS tem como objetivo geral desenvolver um sistema de indicadores para monitorar as mudanças sociais e econômicas promovidas pelo desenvolvimento das atividades relacionadas à exploração e produção de petróleo e gás na Bacia de Santos.

Através da correspondência UO-BS 0129/2019 de 15.3.2019, protocolada na SUPES/IBAMA/RJ em 20.3.2019 (SEI nº 4648473), a PETROBRAS apresentou o produto final do PMS-BS (SEI nº 4648670).

Considera-se importante ressaltar que a experiência e os resultados obtidos na construção deste Sistema de Indicadores, juntamente com o amadurecimento de outros projetos ambientais, em especial o Projeto de Avaliação de Impactos Cumulativos, podem apontar para a necessidade de revisão do seu escopo e metodologia com vistas a alcançar um aprimoramento e melhor integração entre os projetos de monitoramento existentes. Para tal, os devidos encaminhamentos serão feitos no próprio acompanhamento do PMS, através do Processo IBAMA nº 02022.000467/2015-11, e exigidos durante a análise futura de requerimentos de licenças de operação no âmbito do licenciamento ambiental da Etapa 3 do Polo Pré-Sal.

Por fim, buscando atender demanda reiterada em diferentes audiências e reuniões públicas realizadas durante o licenciamento ambiental da Etapa 3 do Polo Pré-Sal, que reivindicam uma maior transparência dos custos relacionados ao empreendimento, incluindo aqueles com os projetos ambientais desenvolvidos, solicita-se que a PETROBRAS encaminhe, em resposta ao presente parecer técnico, algumas informações consolidadas sobre o cronograma físico-financeiro do PMS-BS, devendo ser listados os contratos/convênios firmados pela PETROBRAS para garantir o atendimento pleno de todas as ações/atividades que estão previstas no PMS-BS desde o início do projeto. Para cada contrato/convênio devem ser informados, minimamente, os objetos dos mesmos, as empresas/instituições responsáveis por sua execução, o período de vigência, os valores financeiros envolvidos e o número de profissionais contratados. Ao final, a PETROBRAS também deve informar o número de profissionais da empresa ou de suas prestadoras de serviço que estão dedicados exclusivamente ao PMS-BS ou compartilhados com outros projetos ambientais.

II.7.12 – Projeto de Desativação

Considerando o caráter geral dos projetos apresentados, o que é coerente com esta etapa do licenciamento ambiental, os projetos de desativação referentes a cada projeto específico deverão ser apresentados por ocasião das solicitações das Licenças de Instalação (LIs) individuais.

II.7.13 – Projeto de Prevenção e Controle de Espécies Exóticas (PPCEX)

A PETROBRAS apresentou proposta de Projeto de Prevenção e Controle de Espécies Exóticas (PPCEX), encaminhada em 16.7.2018 através da correspondência UO-BS 0447/2018 (SEI nº 2854784), no âmbito

do Processo IBAMA nº 02022.002141/2011-03 em atendimento: (i) à Condicionante 2.29 da LO 1439/2018 (SEI nº 2171198); (ii) às demais licenças de operação previstas para Etapa 2 do Polo Pré-Sal; e (iii) ao Parecer Técnico nº 23/2018 COPROD/CGMAC/DILIC (SEI nº 1791171), vinculado ao processo de licenciamento do Etapa 3 do Polo Pré-Sal.

O Parecer Técnico nº 177/2018-COPROD/CGMAC/DILIC (SEI nº 2920138) analisou o Projeto de Prevenção e Controle de Espécies Exóticas (PPCEX), denominado de PROJETOS DE DESENVOLVIMENTO DA PRODUÇÃO (DP) - ETAPAS 2 E 3 - POLO PRÉ-SAL DA BACIA DE SANTOS PROJETO DE CONTROLE E PREVENÇÃO DE ESPÉCIES EXÓTICAS INVASORAS (CORAL-SOL) - PCPEX-BS, REV 00.

Em 10.8.2018 foi aberto o Processo nº 02001.023332/2018-15, denominado "Acompanhamento do Projeto de Prevenção e Controle de Espécies Exóticas da Bacia de Santos (PPCEX-BS)" para a centralização de todas as discussões, análise e aprovações de medidas sobre o tema espécies exóticas, incorporando os compromissos já formalizados no Etapa 2 e Etapa 3, e desencadeando a ampliação de sua abrangência para todas as demais atividades da PETROBRAS nesta Bacia, sendo eles de aquisição de dados sísmicos, perfuração e ou produção.

Foi ainda recomendado a incorporação deste PPCEX-BS como condicionante de todas as licenças a serem emitidas, retificadas ou renovadas, e que seja realizado vínculo com este Processo de Acompanhamento.

Com a abertura deste Processo de Acompanhamento, todas as discussões decorrentes sobre o PPCEX-BS foram devidamente registrados e acompanhados, destacando-se neste, a emissão do Parecer Técnico nº 11/2019-COPROD/CGMAC/DILIC, que analisou a Revisão 02 do Projeto de Prevenção e Controle de Espécies Exóticas (PPCEX), denominado de PROJETOS DE DESENVOLVIMENTO DA PRODUÇÃO POLO PRÉ-SAL DA BACIA DE SANTOS PROJETO DE CONTROLE E PREVENÇÃO DE ESPÉCIES EXÓTICAS INVASORAS (CORAL-SOL) - PPCEX-BS, REV 02, encaminhado pela correspondência UO-BS 0765/2018 (SEI nº 4125229), em 28.12.2018, em atendimento ao Parecer Técnico nº 230/2018-COPROD/CGMAC/DILIC (SEI nº 3411034), emitido no Processo IBAMA nº 02001.023332/2018-15, específico do PPCEX.

O Parecer Técnico nº 11/2019-COPROD/CGMAC/DILIC (SEI nº 4188000) concluiu que mesmo necessitando de pequenas adequações, conforme indicado, foi considerado aprovado para sua implementação, observado os seguintes pontos:- ficou estabelecido que a melhor definição destes projeto será "Projeto de Prevenção e Controle de Espécies Exóticas", por seu caráter mais amplo em sua aplicação, trazendo vantagens tanto para a conservação da biodiversidade brasileira quanto para segurança jurídica nos processos de licenciamento, por se tratar exclusivamente de medidas a serem efetuadas em possíveis vetores de introdução, e não em ambientes naturais.

- Ressaltou que perante o Processo de Licenciamento, as embarcações prestadoras de serviço também são de responsabilidade da empresa licenciada. Deste modo, a Petrobras deverá solicitar a autorização para realização das "medidas mitigadoras" que julgar necessárias para o gerenciamento de bioincrustação na frota prestadora de serviço, sejam elas estabelecidas, ou não, em conjunto com a empresa dona da embarcação.
- Indicou que o planejamento das rotinas de inspeção, deverá ser pensada também com o objetivo de avaliar as bioincrustações, prevendo a visualização de outras áreas de interesse ao diagnóstico das bioincrustações, mesmo que estas áreas não sejam alvo ou utilizáveis pelas entidades de classe.
- Que toda suspensão de contrato (*off-hire, downtime*) ou no término do contrato com sonda de perfuração que apresentar espécies exóticas em suas estruturas, deverá ser previamente comunicado ao IBAMA, indicando com 60 dias de antecedência, sua localização, os responsáveis pela sonda, e informações prévias sobre destino e atividades a serem realizadas.
- Para a avaliação da ocorrência/evolução da bioincrustação todas as inspeções de classe realizadas deverão ser analisadas e utilizadas, indiferente se foram identificadas ou não espécies exóticas na inspeção anterior.
- Atividades de inspeções com ROVs também rotineiras são realizadas para avaliação de *risers* e amarras, e estas inspeções também devem ser alvo de avaliação por especialistas para possível identificação de espécies exóticas.

A implementação deste plano conforme encaminhado por este parecer técnico apresenta grande potencial de aprimorar as medidas já adotadas pela Petrobras, além de aportar importantes informações 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.

Foram aceitas as considerações realizadas pela PETROBRAS que *“dado o caráter de abrangência geográfica das ações previstas neste Projeto, solicita o estabelecimento de processo administrativo único para acompanhamento do projeto de prevenção e controle de espécies exóticas invasoras em todas as bacias sedimentares marítimas onde a Petrobras atua”*. Deste modo, foi comunicada, através do Ofício nº 53/2019/COPROD/CGMAC/DILIC (SEI nº 4284271) a alteração da definição do Processo IBAMA nº 02001.023332/2018-15 que passou a ser processos de acompanhamento dos **Projeto de Prevenção e Controle de Espécies Exóticas da Petrobras (PCEX-Petrobras)**, deste modo a próxima versão do Projeto será denominado de **PCEX-Petrobras Rev03**, e será aplicável a todas as Bacias onde a empresa apresente operações.

Ressaltamos que, em decorrência das futuras discussões a serem realizadas não só na execução do Plano Coral-sol, mas também no escopo das definição e aprimoramento da [Estratégia Nacional para Espécies Exóticas Invasoras](#), este PCEX-Petrobras - Rev02 poderá sofrer modificações ou necessidade de adequação em seu conteúdo ou formato de apresentação.

II.7.14 – Projeto de Monitoramento do Tráfego de Embarcações da Bacia de Santos (PMTE)

O PMTE-BS já vem sendo executado pela PETROBRAS para atendimento de condicionantes específicas em licenças de instalação e operação emitidas para a empresa desenvolver atividades de produção e escoamento de petróleo e gás natural no Polo Pré-Sal da Bacia de Santos e acompanhado pela equipe técnica da Coordenação de Produção no âmbito do Processo IBAMA nº 02001.130838/2017-07.

O PMTE-BS tem como objetivo compreender a dinâmica das embarcações de apoio e navios aliviadores que atendem às necessidades logísticas envolvidas nas atividades de instalação e operação das unidades de perfuração e produção da PETROBRAS operando na Bacia de Santos. Até o presente momento já foram apresentados 4 (quatro) Relatórios Anuais do PMTE-BS referentes aos anos de 2014 (SEI nº 0483340 – pág. 4183 – DOC 80), 2015 (SEI nº 0484144 – pág. 6498 – DOC 161), 2016 (SEI nº 1159166 e 1160210) e 2017 (SEI nº 3990825 e 3990863).

A PETROBRAS, através da correspondência UO-BS 0808/2017, de 7.11.2017, protocolada na SUPES/IBAMA/RJ em 9.11.2017 e inserida no SEI em 10.11.2017, encaminhou, em atendimento às condicionantes específicas nº 2.19 das Licenças de Operação – LO nº 1274/2014 – Retificada, LO nº 1307/2015, LO nº 1327/2016, LO nº 1341/2016, LO nº 1387/2017 e LO nº 1397/2017; e da condicionante específica nº 2.18 da LO nº 1348/2016, o 3º Relatório Anual do Projeto de Monitoramento do Tráfego de Embarcações da Bacia de Santos – PMTE-BS (SEI nº 1159166 e 1160210).

Buscando atender demanda reiterada em diferentes audiências e reuniões públicas realizadas durante o licenciamento ambiental da Etapa 3 do Polo Pré-Sal, que reivindicam uma maior transparência dos custos relacionados ao empreendimento, incluindo aqueles com os projetos ambientais desenvolvidos, solicita-se que a PETROBRAS encaminhe, em resposta ao presente parecer técnico, algumas informações consolidadas sobre o cronograma físico-financeiro do PMTE-BS, devendo ser listados os contratos/convênios firmados pela PETROBRAS para garantir o atendimento pleno de todas as ações/atividades que estão previstas no PMTE-BS desde o início do projeto. Para cada contrato/convênio devem ser informados, minimamente, os objetos dos mesmos, as empresas/instituições responsáveis por sua execução, o período de vigência, os valores financeiros envolvidos e o número de profissionais contratados. Ao final, a PETROBRAS também deve informar o número de TE-BS ou compartilhados com outros projetos ambientais.

Por fim, considera-se importante ressaltar que os resultados obtidos através destes monitoramentos podem exigir da empresa a elaboração e execução de projetos complementares para ampliação deste escopo ou de projetos específicos para a mitigação efetiva dos impactos identificados. Para tal, caso estes projetos venham a ser necessários, suas elaborações e execuções poderão ser exigidas durante a análise futura de requerimentos de licenças de operação no âmbito do licenciamento ambiental da Etapa 3 do Polo Pré-Sal.

II.7.15 – Projeto de Monitoramento de Impactos de Plataformas e Embarcações sobre a Avifauna na Bacia de Santos (PMAVE)

O PMAVE-BS já vem sendo executado pela PETROBRAS para atendimento de condicionantes específicas em licenças de instalação e operação emitidas para a empresa desenvolver atividades de produção e escoamento de petróleo e gás natural no Polo Pré-Sal da Bacia de Santos e acompanhado pela equipe técnica da Coordenação de Produção no âmbito do Processo IBAMA nº 02001.120718/2017-93.

O PMAVE-BS tem como objetivo registrar todas as ocorrências envolvendo aves debilitadas, feridas ou mortas encontradas nas plataformas, bem como aglomerações de avifauna nas Unidades Marítimas de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural da Bacia de Santos. Além do registro, são adotados todos os procedimentos necessários, de acordo com protocolos previamente definidos, para atendimento e manejo emergencial das aves nas unidades marítimas.

O Projeto de Monitoramento de Impactos de Plataformas e Embarcações sobre a Avifauna da Bacia de Santos (PMAVE-BS) foi aprovado no Ofício OF 02022.002089/2015-19 CPROD/IBAMA, de 28.7, o qual encaminhou também a Autorização de Captura, Coleta e Transporte de Material Biológico nº 624/2015, referente às atividades previstas. Ressalta-se que, de acordo com a empresa, o Projeto é executado desde abril de 2015.

O PMAVE-BS vem sendo executado desde abril de 2015, a partir da emissão da Autorização de Captura, Coleta e Transporte de Material Biológico nº 624/2015, sendo coordenado pela empresa Aiuká – Consultoria em Soluções Ambientais Ltda., incorporando os empreendimentos licenciados pela PETROBRAS na Bacia de Santos na medida em que são autorizados a operar. A versão mais atual do Projeto é a Revisão 04 (SEI nº 1653659), aprovada no Parecer Técnico nº 168/2017-COPROD/CGMAC/DILIC (SEI nº 1360955), de 12.12.2017. Em 9.2.2018 foi emitida a 4ª retificação da Abio nº 624/2015 (SEI nº 1701997) e a respectiva Relação de Equipe Técnica (SEI nº 1702237), válidas até 1.3.2020.

Atualmente, 20 (vinte) plataformas são monitoradas no âmbito do Projeto: Mexilhão, Merluza, FPSO Cidade de Santos, FPSO Cidade de Mangaratiba, FPSO Cidade de Itaguaí, FPSO Cidade de Paraty, FPSO Cidade de Maricá, FPSO Cidade de Angra dos Reis, FPSO Cidade de São Paulo, FPSO Cidade de Ilhabela, FPSO Cidade de Itajaí, FPSO Cidade de Saquarema, FPSO Pioneiro de Libra, P-66, P-67, P-69, P-74, P-75, P-76 e P-77.

Buscando atender demanda reiterada em diferentes audiências e reuniões públicas realizadas durante o licenciamento ambiental da Etapa 3 do Polo Pré-Sal, que reivindicam uma maior transparência dos custos relacionados ao empreendimento, incluindo aqueles com os projetos ambientais desenvolvidos, solicita-se que a PETROBRAS encaminhe, em resposta ao presente parecer técnico, algumas informações consolidadas sobre o cronograma físico-financeiro do PMAVE-BS, devendo ser listados os contratos/convênios firmados pela PETROBRAS para garantir o atendimento pleno de todas as ações/atividades que estão previstas no PMAVE-BS desde o início do projeto. Para cada contrato/convênio devem ser informados, minimamente, os objetos dos mesmos, as empresas/instituições responsáveis por sua execução, o período de vigência, os valores financeiros envolvidos e o número de profissionais contratados. Para os contratos que não estejam mais vigentes, deve ser informado se os mesmos foram aditados em seu período de vigência e/ou no valor financeiro destinado para sua execução. Ao final, a PETROBRAS também deve informar o número de profissionais da empresa ou de suas prestadoras de serviço que estão dedicados exclusivamente ao PMAVE-BS ou compartilhados com outros projetos ambientais.

Por fim, considera-se importante ressaltar que os resultados obtidos através destes monitoramentos podem exigir da empresa a elaboração e execução de projetos complementares para ampliação deste escopo ou de projetos específicos para a mitigação efetiva dos impactos identificados. Para tal, caso estes projetos venham a ser necessários, suas elaborações e execuções poderão ser exigidas durante a análise futura de requerimentos de licenças de operação no âmbito do licenciamento ambiental da Etapa 3 do Polo Pré-Sal.

II.7.16 – Projeto de Caracterização de Territórios Tradicionais (PCTT)

O Projeto de Caracterização de Territórios Tradicionais (PCTT) 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 02001.126220/2017-34.

O contrato de execução do projeto foi assinado com a Fundação de Apoio à FIOCRUZ – FOTEC em 26.10.2018 e as primeiras atividades de planejamento já foram iniciadas, como a Oficina de Planejamento Estratégico-Situacional realizada em 20 e 21 de dezembro, a Oficina de Alinhamento Conceitual e Metodológico realizada em 15 e 16 de janeiro de 2019 e Oficina de Articulação e Mobilização das Representações Nacionais das Comunidades Tradicionais programada para 11, 12, 13 e 14 de março de 2019.

Considera-se importante ressaltar o caráter piloto deste projeto e que, portanto, somente a partir dos primeiros resultados será possível estabelecer diretrizes para sua continuidade. Para tal, novas orientações e exigências poderão ser expedidas pela COPROD/IBAMA, em momento oportuno, no âmbito do próprio processo de acompanhamento do projeto (Processo IBAMA nº 02001.126220/2017-34).

Por fim, buscando atender demanda reiterada em diferentes audiências e reuniões públicas realizadas durante o licenciamento ambiental da Etapa 3 do Polo Pré-Sal, que reivindicam uma maior transparência dos custos relacionados ao empreendimento, incluindo aqueles com os projetos ambientais desenvolvidos, solicita-se que a PETROBRAS encaminhe, em resposta ao presente parecer técnico, algumas informações consolidadas sobre o cronograma físico-financeiro do PCTT, devendo ser listados os contratos/convênios firmados pela PETROBRAS para garantir o atendimento pleno de todas as ações/atividades que estão previstas no PCTT. Para cada contrato/convênio devem ser informados, minimamente, os objetos dos mesmos, as empresas/instituições responsáveis por sua execução, o período de vigência, os valores financeiros envolvidos e o número de profissionais contratados. Ao final, a PETROBRAS também deve informar o número de profissionais da empresa ou de suas prestadoras de serviço que estão dedicados exclusivamente ao PCTT ou compartilhados com outros projetos ambientais.

II.8 – Área de Influência

Meios Físico e Biótico

O Quadro II.8-1 do EIA Rev00 resumiu os critérios utilizados na definição da Área de Influência dos Meios Físico e Biótico:

- Área dos equipamentos submarinos (raio de 5 km) e Área de segurança no entorno dos empreendimentos (500 m);
- Rotas das embarcações de apoio e aeronaves; e
- Áreas suscetíveis aos impactos decorrentes dos descartes de efluentes: raio de 500 m no entorno dos FPSO (DP).

Meio Socioeconômico

Foi solicitada, com indicação de critérios, a consideração dos municípios de Duque de Caxias/RJ, Mangaratiba/RJ, Rio das Ostras/RJ e Cananeia/SP na área de influência da Etapa 3. Destes, somente o município de Mangaratiba – considerado na Área de Estudo pelo critério de interferência na pesca artesanal – não foi incluído na AI com o argumento de baixa relevância das alterações que podem ser causadas na pesca artesanal pela interferência da rota das embarcações de apoio. Indicamos aceitação do argumento que exclui Mangaratiba da AI da Etapa 3.

Por outro lado, considerando a revisão das áreas de pesca com os dados mais recentes de 2016/2017 do Projeto de Monitoramento da Atividade Pesqueira da Bacia de Santos (PMAP-BS) para o estado do Rio de Janeiro, foram incluídos na Área de Influência os municípios de Arraial do Cabo e Cabo Frio também pelo critério de pesca. O município de Arraial do Cabo também foi considerado na AI pelo critério de infraestrutura de apoio, em função da interferência da rota das aeronaves quando utilizado o Aeroporto de Cabo Frio.

II.9 – Prognóstico Ambiental

O item foi atualizado e reapresentado.

II.10 – Análise e Gerenciamento de Risco

Considerando a revisão da modelagem, o capítulo foi revisto e reapresentado. Esta revisão incorpora, ainda, outras alterações em relação à versão anterior como: a inclusão de um cenário de *blow-out* na fase de operação dos FPSO e a revisão do tempo de recuperação de alguns Componentes de Valor Ambiental (CVAs).

II.10.2 – Análise Histórica de Acidentes Ambientais

A resposta ao Parecer Técnico nº 23/2018-COPROD/CGMAC/DILIC apresentou, no item II.2.4.4, informações a respeito dos riscos associados aos *risers* flexíveis.

II.10.3 – Identificação dos Cenários Acidentais

Para a fase de operação foi adicionado o cenário acidental de *blow-out*. Deste modo, passam a ser identificadas 28 (vinte e oito) hipóteses acidentais para a fase de operação do FPSO Teórico e 27 (vinte e sete) hipóteses acidentais para o FPSO Replicante. Assim, para o FPSO Teórico há 7 (sete) cenários de risco moderado e 21 (vinte e um) cenários de risco tolerável. Para o FPSO Replicante há 7 (sete) cenários de risco moderado e 20 (vinte) cenários de risco tolerável.

II.10.4 – Avaliação das Consequências

Assim como na versão anterior:

“Os cenários de instalação 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 empreendimentos do Etapa 3 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 estarão operando concomitantemente e, com isso, tanto os TLDs/SPAs quanto a fase de instalação já estarão finalizados.”

Desta forma, foram avaliadas as probabilidades de toque nos CVAs a partir das modelagens de cenários de vazamento de óleo nos pontos representativos dos DPs que correspondem aos pontos P2 ao P6. Não serão considerados os pontos P1 e P7. O ponto P1, associado apenas a vazamentos do TLD de Sagitário, já não havia sido considerado na versão anterior; e o ponto P7, que com a exclusão do DP de Lapa Sudoeste está associado apenas a vazamentos do SPA de Sul de Sapinhoá, foi excluído. Contudo, a título de informação, nas tabelas que mostram as probabilidades de toque nos CVAs também foram apresentadas as probabilidades de toque provenientes de vazamentos nos pontos P1 e P7.

A resposta ressalta que *“na revisão da análise de Vulnerabilidade e das probabilidades de toques, apresentadas no Anexo II.10.4.2.1-1 e Anexo II.10.4.2.1-1 do Capítulo da Análise de Riscos, respectivamente, foram incluídos os cálculos para o interior das baías/estuários e os resultados referentes à Unidade de Conservação Refúgio de Vida Silvestre de Alcatrazes”*.

Com relação aos questionamentos feitos pelo Parecer Técnico nº 23/2018-COPROD/CGMAC/DILIC a respeito dos riscos do TLD de Sagitário, a resposta esclareceu que: *“na Análise de Vulnerabilidade Ambiental a mancha integrada utilizada considera os 7 pontos de modelagem e, assim, as probabilidades e vulnerabilidades calculadas em tal Seção incluem as consequências provenientes de vazamentos de todos os pontos considerados na modelagem”*.

A resposta acrescenta que *“para cada um dos projetos de Desenvolvimento da Produção e Pilotos contemplados no âmbito do Etapa 3, serão realizados estudos de análise de risco ambiental específicos, seguindo o mesmo procedimento metodológico adotado na AGR apresentada no EIA. A análise de risco ambiental de cada um dos projetos de Desenvolvimento da Produção e Pilotos será apresentada juntamente com o requerimento da Licença de Operação, acompanhada pela modelagem de dispersão de óleo no mar específica para o projeto e de sua análise de vulnerabilidade”*.

Considera-se adequada a reavaliação dos riscos de modo a acompanhar o amadurecimento dos projetos, bem como eventuais alterações. Contudo, ao contrário do procedimento utilizado na Etapa 2, entende-se não ser, a princípio, necessária a apresentação desta reavaliação ou da modelagem específica junto ao requerimento da LO. Assim, a revisão da análise de riscos deverá ser apresentada por ocasião do requerimento de LO somente se a empresa verificar alterações significativas nas premissas e resultados da presente análise. Na ausência de tais alterações, considera-se suficiente que a empresa, ao apresentar o requerimento de LO, justifique a validade dos resultados ora apresentados.

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

10) Praias

Foi manifestada concordância com a revisão do tempo de recuperação de 3 para 10 anos (*“de forma conservativa”*), em similaridade ao utilizado no licenciamento ambiental da Etapa 2 do Polo Pré-Sal.

Foi apresentado o documento de avaliação elaborado pela PETROBRAS (PETROBRAS 2014) e foram complementadas as referências bibliográficas.

11) Planícies de maré, baixios lodosos e terraços de baixa-mar

Foi manifestada concordância com a revisão do tempo de recuperação de 10 para 12 anos (*“de forma conservadora”*).

Foram complementadas as referências bibliográficas.

12) Costões Rochosos

Foi manifestada concordância com a revisão do tempo de recuperação de 5 para 10 anos, de forma similar ao utilizado no licenciamento ambiental da Etapa 2 do Polo Pré-Sal.

Foi apresentado o documento de avaliação elaborado pela PETROBRAS (PETROBRAS 2014) e foram complementadas as referências bibliográficas.

13) Manguezais

Foi manifestada concordância com a revisão do tempo de recuperação de 25 para 35 anos (*“de forma conservadora”*), em similaridade ao utilizado no licenciamento ambiental da Etapa 2 do Polo Pré-Sal.

14) Marismas

Foi manifestada concordância com a revisão do tempo de recuperação de 12 para 25 anos (*“extremamente conservador”*), em similaridade ao utilizado no licenciamento ambiental da Etapa 2 do Polo Pré-Sal.

II.10.5 – Cálculo dos Riscos Ambientais

Devido à revisão da modelagem, à inclusão do cenário de *blow-out* na fase de produção e à alteração no tempo de recuperação de alguns CVAs, o cálculo dos riscos ambientais foi refeito e reapresentado.

Merece destaque o fato da revisão da modelagem de vazamentos de 200 m³ passar indicar toque, e, portanto, riscos, em diversos CVAs antes não atingidos: baleia franca, boto cinza, toninha, aves costeiras, praias arenosas, planícies de maré, costões rochosos e manguezais.

Observa-se que na versão digital da resposta ao Parecer Técnico nº 23/2018-COPROD/CGMAC/DILIC as Tabelas II.10.5.1-1 e II.10.5.1-2, nas quais deveriam ser sintetizados os valores de probabilidade de toque em cada CVA que foram utilizados nos cálculos de risco, encontram-se incompletas (apresentam dados referentes aos pontos P2, P3 e parte do P4. A partir das tabelas apresentadas no Anexo II.10.4.2.2-2 é possível inferir os demais valores utilizados. Contudo, solicita-se a apresentação das tabelas completas em resposta ao presente parecer técnico.

II.10.6 – Relação Tempo de Recuperação / Tempo de Ocorrência

Segundo o estudo:

“Para avaliar se um risco ambiental é tolerável ou não, leva-se em consideração o tempo de recorrência do dano, dado pelo cálculo do risco ambiental para CVA passível de toque de óleo com alta vulnerabilidade (...), e o tempo de recuperação do componente ambiental ameaçado”.

O Quadro II.10.6.2-1 apresenta a síntese dos Índices de Significância – IS (relação tempo de recuperação/tempo de recorrência) na operação do Etapa 3 para cada CVA e por faixa de volume. Para todos os CVAs analisados, em todas as faixas de volume e em primeiro e segundo semestres, os valores de IS foram inferiores ao “valor de insignificância”, definido no estudo como 10%. Os valores máximos obtidos para o IS (5,75%) ocorreram para vazamentos de 8 m³, no 2º semestre, para os CVAs difusos Quelônios e Grandes Cetáceos.

Entre as complementações relacionadas à modelagem apresentadas em resposta ao Parecer Técnico nº 320/2018-COPROD/CGMAC/DILIC, a PETROBRAS incluiu uma avaliação comparativa entre os resultados anteriormente apresentados, obtidos considerando as Probabilidades de toque em superfície/costa, e aqueles obtidos considerando o máximo valor de probabilidade de toque considerando a superfície e a coluna d’água até 31 m de profundidade (duas primeiras camadas do modelo para a coluna d’água), acrescido de um raio de 1,5 km. Embora os resultados apresentem diferenças, com os últimos apontando riscos superiores, estas não alteram a conclusão de tolerabilidade dos riscos (valor máximo obtido para o IS de 8,87% para vazamentos de 200 m³, no 2º semestre, para os CVA fixo Manguezais).

II.10.7 – Revisão do Estudo de Análise de Riscos

Considerando que *“Todos os valores de IS obtidos neste estudo estão abaixo de 10%, limite de insignificância, que indica que todos os eventos localizados nesta região possuem um IS considerado tolerável ...”*, o estudo não indica necessidade de revisão para redução dos riscos.

II.10.8 – Plano de Gerenciamento de Riscos

A revisão indica que:

“Não foi identificada necessidade de revisão do Plano de Gerenciamento de Riscos (PGR) apresentado anteriormente. Conforme mencionado no EIA, o Plano de Gerenciamento de Riscos (PGR) contempla um conjunto de ações que têm por objetivo prevenir, reduzir e controlar os riscos, bem como manter uma instalação operando dentro de padrões de segurança considerados toleráveis ao longo de sua vida útil. O PGR apresentado assegura que, na fase de operação do ETAPA 3, os riscos identificados na APR e demais estudos de risco serão gerenciados conforme estabelecido no padrão corporativo de processo Avaliação e Gestão de Riscos Operacionais Relacionados à SMS e no padrão Gestão de Riscos da Unidade de Operações de Exploração e Produção da Bacia de Santos – UO-BS.”

II.11 – Plano de Emergência Individual

O Plano de Emergência Individual (PEI) para as unidades de produção da Etapa 3 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 que autorizam o desenvolvimento de 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 Rev00, o PEVO-BS define, dentre outras informações, a Estrutura Organizacional de Resposta que deve ser acionada para atendimento à 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.

No EIA apresentado pela PETROBRAS constava a Revisão 11 do PEVO-BS, de agosto de 2016. Posteriormente, através da correspondência UO-BS 0485/2017 de 10.7.2017 (SEI nº 0455759), a empresa encaminhou a Revisão 12 do PEVO-BS, que foi considerada aprovada pelo Parecer Técnico nº 6/2018-COEXP/CGMAC/DILIC de 16.1.2018 (SEI nº 1533408). De acordo com esta revisão, atualmente, a Bacia de Santos conta com: 6 (seis) embarcações de recolhimento de óleo dedicadas, sendo 2 (duas) embarcações do tipo SV OSRV 66 e 4 (quatro) do tipo OSRV 750, além de 4 (quatro) embarcações não dedicadas do tipo OSRV 750.

Cabe destacar que, através da correspondência UO-BS 0465/2018 de 27.7.2018, protocolada na SUPES/IBAMA/RJ em 31.7.2018 (SEI nº 2977646 e 2978253), a PETROBRAS encaminhou uma Revisão 13 do PEVO-BS com algumas poucas mudanças que não alteram a estrutura mencionada acima. Este documento ainda está sendo analisado pela equipe de emergência da CGMAC. Em seguida, através da correspondência UO-BS 0007/2019 de 7.1.2019, protocolada na SUPES/IBAMA/RJ em 8.1.2019 (SEI nº 4135657), a empresa encaminhou a revisão do “Anexo 11.1.4-1 – Integrantes da Estrutura Organizacional de Resposta (EOR) do PEVO-BS”; e, através da correspondência UO-BS 0059/2019 de 5.2.2019, protocolada na SUPES/IBAMA/RJ em 12.2.2019 (SEI nº 4445606), encaminhou a revisão do “Anexo 11.2-1 - Informações Referenciais do PEVO-BS ” (SEI nº 4445640).

Paralelamente, através do Parecer Técnico nº 198/2018-COPROD/CGMAC/DILIC de 22.8.2018 (SEI nº 3135816), foi analisado o Projeto de Proteção à Fauna (PPAF) que constava da Revisão 12, sendo solicitada uma revisão e atualização do mesmo, considerando a análise apresentada no Parecer Técnico, as definições e determinações do Manual de Boas Práticas, os resultados preliminares e informações obtidas a partir dos Projetos de Monitoramento de Cetáceos (PMC-BS), de Praias (PMP-BS) e de Impactos de Plataformas e Embarcações sobre a Avifauna (PMAVE-BS) da Bacia de Santos, além de publicações científicas pertinentes disponibilizadas desde o protocolo da presente versão do PPAF-BS. Também deveriam ser consideradas as experiências e lições aprendidas com a realização de exercícios simulados de vazamento de óleo na Bacia de Santos nos quais empregou a estratégia prevista na versão aprovada do Plano, bem como os comentários e avaliações apresentados pelo IBAMA nos Pareceres Técnicos de análise de tais exercícios.

Através da Resposta o Parecer Técnico nº 339/2018-COPROD/CGMAC/DILIC, encaminhada através da correspondência UO-BS 0032/2019 de 17.1.2019 (SEI nº 4247310 e 4247341), a PETROBRAS se comprometeu a encaminhar uma revisão do PPAF-BS, contemplando as recomendações contidas no Parecer Técnico nº 198/2018-COPROD/CGMAC/DILIC, até o prazo máximo de 28.2.2019. Assim, através da correspondência UO-BS 0108/2019 de 28.2.2019, protocolada na SUPES/IBAMA/RJ na mesma data (SEI nº 4538801), a empresa cumpriu o compromisso assumido e encaminhou a Revisão 02 do PPAF-BS, bem como o documento de resposta ao Parecer Técnico nº 198/2018-COPROD/CGMAC/DILIC (SEI nº 4538908, 4538984 e 4539034). Esta documentação ainda está sendo analisada pela equipe técnica da CGMAC/IBAMA.

Os Planos de Emergência Individuais (PEIs) de cada unidade de produção devem ser encaminhados por ocasião dos requerimentos de suas respectivas licenças de operação.

Por fim, buscando atender demanda reiterada em diferentes audiências e reuniões públicas realizadas durante o licenciamento ambiental da Etapa 3 do Polo Pré-Sal, que reivindicam uma maior transparência dos custos relacionados ao empreendimento, incluindo aqueles com os projetos ambientais desenvolvidos, solicita-se que a PETROBRAS encaminhe, em resposta ao presente parecer técnico, algumas informações consolidadas sobre o cronograma de simulados previsto para a Bacia de Santos, devendo ser listados contratos/convênios firmados pela PETROBRAS para garantir o atendimento pleno de todas as ações/atividades que estão previstas nos PEIs e no PEVO-BS. Para cada contrato/convênio devem ser informados, minimamente, os objetos dos mesmos, as empresas/instituições responsáveis por sua execução, o período de vigência, os valores financeiros envolvidos e o número de profissionais contratados. Considera-se importante que a sociedade possa mensurar a estrutura disponível para o PEVO-BS e o custo total de sua manutenção. Ao final, a PETROBRAS também deve informar o número de

profissionais da empresa ou de suas prestadoras de serviço que estão dedicados exclusivamente aos PEIs e ao PEVO-BS.

II.12 – Conclusão

Em consonância com as solicitações apresentadas neste parecer técnico, este item foi revisto e reapresentado.

II.13 – Bibliografia

Em consonância com as solicitações apresentadas neste parecer técnico, este item foi complementado.

II.14 – Glossário

A resposta indicou não haver necessidade de inserção de novos termos.

II.16 – Equipe Técnicas

Foram 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 – NOVAS REUNIÕES PÚBLICAS

Em consonância com a legislação ambiental, foram realizadas, em um primeiro momento, Audiências Públicas nos municípios de Niterói/RJ (em 27.2.2018), Santos/SP (em 6.3.2018), Angra dos Reis/RJ (em 13.3.2018) e Caraguatatuba/SP (em 20.3.2018), bem como uma Reunião Pública em Cananeia/SP (em 3.5.2018).

O Parecer Técnico nº 171/2018-COPROD/CGMAC/DILIC apresentou considerações baseadas nas manifestações realizadas e documentos recebidos durante estas Audiências e Reunião Públicas, bem como em documentos protocolados no IBAMA durante esta etapa de consulta pública sobre o processo em questão. Entre os pontos tratados, foram avaliadas as solicitações de novas audiências/reuniões públicas, sendo indicado que *“apesar da ampla participação de representantes e munícipes de todos os municípios do Litoral Norte do Estado de São Paulo na Audiência Pública realizada no município de Caraguatatuba/SP em 20.3.2018, seria importante a realização de novas Reuniões Públicas na região (...) num caráter devolutivo, após a PETROBRAS se manifestar sobre todas as questões apresentadas pelo IBAMA no Parecer Técnico nº 23/2018-COPROD/CGMAC/DILIC e pela sociedade durante a etapa de consulta pública”*. Assim, foi solicitado à PETROBRAS que agendasse novas Reuniões Públicas para o dia 8.11.2018, em Ubatuba/SP, e para o dia 10.11.2018, em Ilhabela/SP.

Através dos Ofícios nº 400 e nº 401/2018/COPROD/CGMAC/DILIC-IBAMA de 15.10.2018 (SEI nº 3541391 e nº 3541393), a Coordenação de Produção encaminhou para a PETROBRAS os Ofícios Circulares nº 0014 e nº 0015/2018/CGMAC/DILIC/IBAMA, de 11.10.2018 (SEI nº 3541390 e nº 3541392) a serem encaminhados aos destinatários com informações sobre a realização das novas Reuniões Públicas e as respostas da PETROBRAS para os pareceres técnicos emitidos pelo IBAMA e para as manifestações recebidas durante etapa inicial de consulta pública. Os Ofícios foram encaminhados para a empresa por meio de correio eletrônico em 15.10.2018 (SEI nº 3543245 e nº 3543379).

A PETROBRAS, através da correspondência UO-BS 0629/2018, datada de 9.10.2018, protocolada na SUPES/IBAMA/RJ em 15.10.2018 e inserida no SEI em 16.10.2018 (SEI nº 3558105), informou alteração no local de realização da Reunião Pública de Ubatuba/SP.

Considerando a alteração no local de realização da Reunião Pública de Ubatuba/SP, a Coordenação de Produção, através dos Ofícios nº 427 e nº 428/2018/COPROD/CGMAC/DILIC-IBAMA de 15.10.2018 (SEI nº 3558165 e nº 3558228), encaminhou para a PETROBRAS os Ofícios Circulares revisados nº 0016 e nº 0017/2018/CGMAC/DILIC/IBAMA, de 15.10.2018 (SEI nº 3558160 e nº 3558213) a serem encaminhados aos destinatários com informações sobre a realização das novas Reuniões Públicas e as respostas da PETROBRAS para os pareceres técnicos emitidos pelo IBAMA e para as manifestações recebidas durante etapa inicial de consulta pública. Os Ofícios foram encaminhados para a empresa por meio de correio eletrônico em 16.10.2018 (SEI nº 3558567 e nº 3558620).

Os Ofícios Circulares foram encaminhadas às seguintes instituições: Superintendência de Desenvolvimento de Produção da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis–SDP/ANP; Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – SSM/ANP; Grupo de Atuação Especial de Defesa do Meio Ambiente – Núcleo Litoral Norte (GAEMA-LN) do Ministério Público do Estado de São Paulo; Procuradoria da República no Município de Caraguatatuba/SP; Diretoria de Controle e Licenciamento Ambiental da Companhia Ambiental do Estado de São Paulo (CETESB); Diretoria de Avaliação de Impacto Ambiental da Companhia Ambiental do Estado de São Paulo (CETESB); Fundação Florestal do Estado de São Paulo; Instituto de Pesca, Santos/SP; Secretaria do Meio Ambiente do Estado de São Paulo; Secretaria Municipal de Habitação e Meio Ambiente de São Sebastião/SP; Secretaria Municipal de Meio Ambiente de Ilhabela/SP; Secretaria Municipal de Meio Ambiente, Agricultura e Pesca de Caraguatatuba/SP; Secretaria Municipal de Meio Ambiente de Ubatuba/SP; Secretaria Municipal de Agricultura, Pesca e Abastecimento de Ubatuba/SP; Comitê de Bacias Hidrográficas do Litoral Norte, Ubatuba/SP (CBH-LN); Fórum de Comunidades Tradicionais Indígenas, Quilombolas e Caiçaras de Angra-Paraty-Ubatuba (FCT); Associação dos Municípios Produtores de Gás Natural – AMPROGÁS (Ilhabela/SP); Associação Brasileira de Municípios com Terminais Marítimos, Fluviais, Terrestres de Embarque e Desembarque de Petróleo e Gás Natural – ABRAMT (São Sebastião/SP); Federação dos Pescadores do Estado de São Paulo – FEPEPSP; Sindicato dos Armadores de Pesca do Estado de São Paulo – SAPEPSP; Sindicato da Indústria da Pesca no Estado de São Paulo – SIPEPSP; Sindicato de Pescadores e Trabalhadores Assemelhados do Estado de São Paulo; Colônia de Pescadores de Ubatuba (Z-10); Associação dos Pescadores Profissionais do Saco da Ribeira (Ubatuba/SP); Associação dos Pescadores de Maranduba (Ubatuba/SP); Colônia de Pescadores de Caraguatatuba (Z-08); Associação de Pescadores Artesanais e Turismo da Zona Sul de Caraguatatuba; Associação dos Pescadores e Maricultores da Praia da Cocanha (Caraguatatuba/SP); Associação de Pescadores do Camaroeiro (Caraguatatuba/SP); Associação de Pescadores do Porto Novo (Caraguatatuba/SP); Associação de Pescadores de Tabatinga (Caraguatatuba/SP); Associação de Pescadores de Massaguaçu (Caraguatatuba/SP); Cooperativa de Pesca de São Sebastião (São Sebastião/SP); Associação dos Moradores e Pescadores de Enseada, (São Sebastião/SP); Associação Amigos Pescadores de Pontal da Cruz – AAPPC (São Sebastião/SP); Colônia de Pescadores de Ilhabela (Z-06); Associação dos Pescadores Artesanais de Ilhabela – APARI; Associação dos Moradores e Pescadores de São Pedro – AMPESP (Ilhabela/SP); Instituto Terra e Mar (São Sebastião/SP); Instituto Ambiental Ponto Azul – IAPA (Caraguatatuba/SP); Movimento de Preservação de São Sebastião – MOPRESS; Federação Pró Costa Atlântica (São Sebastião/SP); Associação Socioambientalista ‘Somos Ubatuba’ - ASSU-Ubatuba; Ilhabela.org, (Ilhabela/SP); Ambiental Litoral Norte – ALNORTE (São Sebastião/SP); Instituto de Energia e Meio Ambiente – IEMA (São Paulo/SP); Associação de Amigos do Grande Parque Ecológico e Turístico de Caraguatatuba – ONG Caraguatá; Projeto TAMAR – Núcleo de Ubatuba; Associação Parcel – Centro De Educação Ambiental e Museu Marinho Didático Itinerante (Santos/SP); Associação Cunhambebe da Ilha Anchieta – ACIA (Ubatuba/SP); Instituto Costa Brasilis – Desenvolvimento Sócio-Ambiental (Ubatuba/SP); Instituto Argonauta para a Conservação Costeira e Marinha – IAPACCM (Ubatuba/SP); Espaço Cultural Pés no Chão (Ilhabela/SP); Instituto Educa Brasil – IEB (São Paulo/SP); Associação Elementos da Natureza Projeto Azimuth Ponto de Cultura e Sustentabilidade (Ilhabela/SP); Instituto Ilhabela Sustentável; Associação de Moradores e Amigos da Vila – AMAVI (Ilhabela/SP); e Associação de Moradores e Amigos de Bairros do Sul de Ilhabela (Amab Sul).

Através do Ofício nº 430/2018/COPROD/CGMAC/DILIC-IBAMA de 23.10.2018 (SEI nº 3572703), a Diretoria de Licenciamento Ambiental encaminhou à Diretoria de Pesquisa, Avaliação e Monitoramento da Biodiversidade do Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade (DIBIO/ICMBio) cópias dos Pareceres Técnicos nº 23/2018 e 171/2018-COPROD/CGMAC/DILIC-IBAMA e do Ofício nº 170/2018/COPROD/CGMAC/DILIC-IBAMA, juntamente às complementações apresentadas pela PETROBRAS em atenção a estes documentos. Este mesmo ofício apresentou informações sobre o andamento do processo e convidou o ICMBio a enviar representantes para as novas Reuniões Públicas. O Ofício foi encaminhado para a DIBIO/ICMBio por meio de correio eletrônico em 23.10.2018 (SEI nº 3612909) e o comprovante de recebimento, na mesma data, foi inserido no SEI em 22.11.2018 (SEI nº 3829090).

A PETROBRAS, através da correspondência UO-BS 0644/2018, datada de 22.10.2018, protocolada na SUPES/IBAMA/RJ em 24.10.2018 e inserida no SEI em 26.10.2018 (SEI nº 3645611), encaminhou os

comprovantes de entrega dos Ofícios Circulares nº 0016/2018 e 0017/2018 - CGMAC/DILIC/IBAMA, referente às reuniões públicas nos municípios de Ubatuba/SP e Ilhabela/SP da "Atividade de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos - Etapa 3" (SEI nº 3645657 e 3660621).

A PETROBRAS, através da correspondência UO-BS 0673/2018, datada de 5.11.2018, protocolada na SUPES/IBAMA/RJ na mesma data e inserida no SEI em 7.11.2018 (SEI nº 3726432), encaminhou os relatórios prévios de divulgação e mobilização das reuniões públicas de Ubatuba/SP e Ilhabela/SP (SEI nº 3726449).

A PETROBRAS, através da correspondência UO-BS 0723/2018, inserida no SEI em 6.12.2018 (SEI nº 3938697), encaminhou os relatórios finais das reuniões públicas de Ubatuba/SP (SEI nº 3938801) e Ilhabela/SP (SEI nº 3938829).

Seguem informações sobre as Reuniões Públicas realizadas:

i) Reunião Pública em Ubatuba/SP

A Reunião foi conduzida pelo IBAMA em 8.11.2018, tendo sido lavrada a ATA SUMÁRIA DE REUNIÃO PÚBLICA CGMAC/DILIC/IBAMA nº 08/2018 (SEI nº 3817438). Além da ata sumária, foram incluídos no processo: formulários com perguntas (SEI nº 3817447), lista de presença (SEI nº 3817470), inscrição de manifestações orais (SEI nº 3817462) e documentos recebidos (SEI nº 3817551, 3817578 e 3817588). A PETROBRAS providenciou a gravação e a transcrição completa da Reunião Pública.

A Reunião Pública contou com a presença de 135 (cento e trinta e cinco) pessoas e foram protocolados 3 (três) documentos:

- Manifesto GT Ubatuba - Comunidades Tradicionais sobre a aplicabilidade da Convenção 169 da OIT neste processo; a abrangência do Projeto de Educação Ambiental medida mitigadora em execução no âmbito do licenciamento do Pré-sal, que desconsidera um conjunto de comunidades tradicionais e pesqueiras; e o aumento dos impactos relacionados ao tráfego de embarcações;
- Representação de representante dos caiçaras e pescadores artesanais das praias de Lagoinha, Peres e Oeste, sobre a execução do Projeto de Educação Ambiental e em apoio ao manifesto das populações tradicionais sobre a Convenção 169 da OIT; e
- Ofício da Colônia de Pescadores Z-10 - Ubatuba, que solicitou o adiamento e reagendamento da Audiência, em função das dificuldades logísticas ocasionadas pela chuva e queda de barreiras nas estradas.

ii) Reunião Pública em Ilhabela/SP

A Reunião foi conduzida pelo IBAMA em 10.11.2018, tendo sido lavrada a ATA SUMÁRIA DE REUNIÃO PÚBLICA CGMAC/DILIC/IBAMA nº 09/2018 (SEI nº 3817601). Além da ata sumária, foram incluídos no processo: formulários com perguntas (SEI nº 3817623), lista de presença (SEI nº 3817746), inscrição de manifestações orais (SEI nº 3817718) e documento recebido (SEI nº 3817746). A PETROBRAS providenciou a gravação e a transcrição completa da Audiência Pública.

A Reunião Pública contou com a presença de 142 (cento e quarenta e duas) pessoas e foram protocolados 2 (dois) documentos, a saber:

- Ofício Manifesto do GT Ubatuba OU Ofício 002/2018 - GT São Sebastião - Etapa 3 sobre a aplicabilidade da Convenção 169 da OIT no processo; e
- Solicitação do Sr. Oswaldo Pescador, da necessidade de um estaleiro para a manutenção das embarcações, além de píer com bomba de óleo com preço mais acessível para os pescadores.

Cabe destacar que na Audiência Pública realizada em Caraguatatuba e nas Reuniões Públicas realizadas em Ubatuba e Ilhabela, o Programa de Ação Participativa para a Pesca (PAPP), condicionante específica nº 2.6 da LO nº 999/2011 do Sistema de Produção de Gás e Condensado no Campo de Mexilhão (Processo IBAMA nº 02022.003014/2005-75) foi recorrentemente mencionado, com diversos questionamentos sobre o cumprimento desta condicionante. Na medida do possível, tentou-se responder a todos durante

as atividades e assumiu-se o compromisso de elaborar um parecer técnico específico sobre o PAPP. Assim, atendendo a este compromisso, a análise da condicionante foi realizada pela equipe da socioeconomia da COPROD/IBAMA, constando do Parecer Técnico nº 106/2019-COPROD/CGMAC/DILIC emitido em 1.4.2019 (SEI nº 4710527). De acordo com o mesmo, a PETROBRAS terá 30 (trinta) dias para apresentar os esclarecimentos e as complementações solicitadas, considerados imprescindíveis para que o IBAMA se posicione e apresente os encaminhamentos necessários para a conclusão do processo.

V – CONSIDERAÇÕES GERAIS

Autorização ICMBio

Através do Ofício nº 326/2017/COPROD/CGMAC/DILIC-IBAMA de 8.11.2017 (SEI nº 1138963), a Diretoria de Licenciamento Ambiental do IBAMA encaminhou à Diretoria de Pesquisa, Avaliação e Monitoramento da Biodiversidade do Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade (DIBIO/ICMBio) uma cópia do EIA do empreendimento em questão para apreciação e manifestação.

O Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade, através do Ofício SEI nº 113/2018-DIBIO/ICMBio de 15.5.2018 (SEI nº 2421401), encaminhou manifestação ao processo na qual informa a necessidade de autorização para o licenciamento em questão, solicitando complementações para continuidade da análise. O conteúdo deste documento e os encaminhamentos necessários foram debatidos em reunião realizada entre representantes do IBAMA e do ICMBio conforme Memória de Reunião (SEI nº 2475228) e respectiva Lista de Presença (SEI nº 2475254).

Através do Ofício nº 258/2018/COPROD/CGMAC/DILIC-IBAMA de 10.7.2018 (SEI nº 2774732), a Diretoria de Licenciamento Ambiental (DILIC/IBAMA) apresentou para o Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade (ICMBio) esclarecimentos acerca de seu entendimento para os encaminhamentos demandados pelo Ofício SEI nº 113/2018-DIBIO/ICMBio, dentre os quais se destaca a afirmação de que *“o transporte do petróleo realizado através de navios aliviadores (petroleiros) não é uma atividade que faz parte do empreendimento avaliado neste processo de licenciamento ambiental, o que implica a impossibilidade de atendimento aos itens i a vi da manifestação. Os demais itens da manifestação – itens vii a x – serão encaminhados ao proponente do empreendimento para as complementações solicitadas”*. O documento foi recebido pela DIBIO/ICMBio na mesma data, conforme Controle de Expedição de Documento – CGMAC/IBAMA (SEI nº 2807752).

Posteriormente, através do Ofício nº 430/2018/COPROD/CGMAC/DILIC-IBAMA de 23.10.2018 (SEI nº 3572703), a Diretoria de Licenciamento Ambiental (DILIC/IBAMA) encaminhou à Diretoria de Pesquisa, Avaliação e Monitoramento da Biodiversidade do Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade (DIBIO/ICMBio): cópias dos Pareceres Técnicos nº 23/2018 e 171/2018-COPROD/CGMAC/DILIC-IBAMA e do Ofício nº 170/2018/COPROD/CGMAC/DILIC-IBAMA, juntamente às complementações apresentadas pela PETROBRAS em atenção a estes documentos. O Ofício foi encaminhado para a DIBIO/ICMBio por meio de correio eletrônico em 23.10.2018 (SEI nº 3612909) e o comprovante de recebimento, na mesma data, foi inserido no SEI em 22.11.2018 (SEI nº 3829090).

A Diretoria de Pesquisa, Avaliação e Monitoramento da Biodiversidade do Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade (DIBIO/ICMBio), através do Ofício SEI nº 260/2018-DIBIO/ICMBio de 22.11.2018 (SEI nº 3861692), solicitou o envio de arquivo em formato *Shapefile* da área de influência, para o meio físico e biótico, que fora definida para o empreendimento.

Através do Ofício nº 487/2018/COPROD/CGMAC/DILIC-IBAMA de 29.11.2018 (SEI nº 3870529), a Diretoria de Licenciamento Ambiental (DILIC/IBAMA) informou à Diretoria de Pesquisa, Avaliação e Monitoramento da Biodiversidade do Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade (DIBIO/ICMBio) que as informações solicitadas se encontravam disponíveis para consulta no sítio do Ibama na internet. Em 3.12.2018, foi inserido no SEI o comprovante do recebimento do Ofício em 30.11.2018 (SEI nº 3900678) e em 5.12.2018 o Ofício foi encaminhado para a DIBIO/ICMBio por meio de correio eletrônico (SEI nº 3927317).

A Diretoria de Pesquisa, Avaliação e Monitoramento da Biodiversidade do Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade (DIBIO/ICMBio), através do Ofício SEI nº 6/2019-DIBIO/ICMBio de

30.1.2019 (SEI nº 4287599), encaminhou a **Autorização nº 02/2019-GABIN**, referente ao licenciamento ambiental da "Atividade de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos – Etapa 3".

De acordo com a Autorização são consideradas Unidades de Conservação afetadas: APA da Bacia do Rio São João - Mico-Leão-Dourado; APA de Cairuçu; APA de Cananéia-Iguape-Peruíbe; APA de Guapi-mirim; APA da Região Serrana de Petrópolis; ARIE Ilhas Queimada Grande e Queimada Pequena; ESEC Guanabara; ESEC Tamoios; RVS do Arquipélago de Alcatrazes; ESEC Tupinambás; ESEC Tupiniquins; MONA Arquipélago das Ilhas Cagarras; PARNA da Serra da Bocaina; PARNA Serra dos Órgãos; PARNA da Tijuca; PARNA Restinga de Jurubatiba; REBIO Tinguá; REBIO Poço das Antas; RESEX Mandira; RESEX Arraial do Cabo; RPPN Sítio Sumidouro e Sítio Peito de Pomba; RPPN Fazenda Barra do Sana; RPPN Mato Grosso; RPPN Querência; RPPN El Nagual; RPPN Reserva Ecológica Metodista Ana Gonzaga; RPPN Sítio Granja São Jorge; RPPN Céu do Mar; RPPN Gleba O Saquinho de Itapirapuá; RPPN Fazenda do Tanguá; RPPN Morro do Curussu Mirim; RPPN Sítio do Jacú; RPPN Rizzieri; e RPPN Toque Toque Pequeno.

Na Autorização foram estabelecidas as seguintes condicionantes:

"1. Condições Gerais:

1.1. Esta Autorização não dispensa outras Autorizações e Licenças Federais, Estaduais, Distritais e Municipais, porventura exigíveis no processo de licenciamento.

1.2. Mediante decisão motivada, o Instituto Chico Mendes poderá alterar as condições, as medidas de controle e adequação, bem como suspender ou cancelar esta Autorização, caso ocorra:

a) Violação ou inadequação de quaisquer condicionantes ou normas legais;

b) Omissão ou falsa descrição de informações relevantes, que subsidiaram a expedição da presente Autorização;

c) Superveniência de fato excepcional ou imprevisível ao pedido de Autorização; e

d) O superveniente conhecimento, por parte do ICMBio, de decisão judicial válida impeditiva da presente Autorização.

1.3. O Instituto Chico Mendes deverá ser imediatamente comunicado em caso de ocorrência de acidentes que possam afetar as unidades de conservação afetadas.

1.4. Encaminhar ao Instituto Chico Mendes todas as licenças ambientais para o empreendimento assim que forem emitidas, em até 30 dias após a sua emissão, devendo o empreendedor informar este Instituto o início da atividade com antecedência de até cinco dias úteis.

1.5. Qualquer alteração no projeto deverá ser alvo de nova análise e autorização.

1.6. O não cumprimento das disposições deste documento poderá acarretar seu cancelamento, estando ainda o solicitante sujeito às penalidades previstas na Legislação Ambiental vigente.

2. Condições Específicas:

2.1. Apresentar, em até 90 dias após a emissão da Licença Prévia, o "Programa de Conservação de Espécies Ameaçadas da Biota da APA de Guapimirim e da ESEC da Guanabara na Baía de Guanabara", devendo ser implementado no prazo máximo de 180 dias após sua aprovação.

2.2. Apresentar "Relatório Anual de destino de Efluentes e Resíduos perigosos oriundos do PPBS que sejam transportados através da malha viária no entorno da Baía de Guanabara", no âmbito do "Projeto de Controle da Poluição", com data estabelecida a partir do início da implementação do Projeto.

2.3. As rotas de navegação das embarcações de apoio relacionadas ao empreendimento deverão respeitar um limite mínimo de 1,5 quilômetro das ilhas que compõem o Monumento Natural (MONA) do Arquipélago das Ilhas Cagarras.

2.4. Apresentar, em até 45 dias após a emissão da Licença Prévia, o Programa de Monitoramento das Aves Marinhas do MONA Cagarras, devendo ser implementado em um prazo máximo de 180 dias, após sua aprovação.

2.4.1. O programa deverá relacionar os parâmetros ecológicos e comportamentais deste grupo com variáveis de intensidade do tráfego de embarcações e aeronaves cujas rotas estejam situadas a um raio de dois quilômetros da unidade de conservação, bem como a intensidade de ruídos submarinos, com dados obtidos do Projeto de Monitoramento da Paisagem Acústica da Bacia de Santos (PMPAS).

2.5. Incluir no Projeto de Controle e Prevenção de Espécies Exóticas Invasoras – PCPEX, medidas de mitigação e controle do coral-sol no MONA Cagarras, em consonância com a Portaria nº 3.642, de 10/12/2018, bem como de detecção precoce de outras espécies marinhas invasoras nesta unidade de conservação.

2.5.1. Apresentar o projeto detalhado em até 60 dias após a emissão da Licença Prévia, devendo ser implementado em um prazo máximo de 180 dias, após aprovado.

2.5.2. Encaminhar relatórios semestrais de acompanhamento do projeto para ciência e monitoramento.

2.6. Disponibilizar ao ICMBio, em até 30 dias após a emissão da Licença Prévia, os relatórios já existentes do Programa de Monitoramento de Cetáceos - PMC-BS, bem como os que venham a ser elaborados.

2.6.1. Os relatórios deverão conter as coordenadas geográficas (em graus decimais) das avistagens de espécies de cetáceos no polígono compreendido entre o Pontão do Leblon - Laje Banco do Brasil - Ilhas Redonda e Rasa – Ponta de Itaipu – Ilhas do Pai, Mãe e Menina – Ponta de Jurujuba e Flamengo (entrada da Baía de Guanabara), conforme coordenadas abaixo:

Pontão do Leblon 22° 59' 44.23" S 43° 13' 50.21" W

Laje Banco do Brasil 23° 4' 59.63" S 43° 12' 32.58" W

23° 4' 47.76" S 43° 2' 51.00" W

Ponta do Itaipu 22° 58' 56.65" S 43° 3' 6.65" W

Ponta de Jurujuba 22° 55' 26.01" S 43° 7' 26.21" W

Praia do Flamengo 22° 55' 22.73" S 43° 10' 10.71" W

2.7. Apresentar semestralmente os relatórios do Projeto de Monitoramento do Tráfego de Embarcações contendo mapas em escala de 1:10.000 e apontando claramente o quantitativo de embarcações do empreendimento como um todo (Pré-Sal Bacia de Santos) adentrando a Baía da Guanabara.

2.8. Acrescentar no Projeto de Monitoramento da Paisagem Acústica da Bacia de Santos (PMPAS), em até 90 dias após a emissão da Licença Prévia, um ponto de monitoramento no local mais próximo dos limites do MONA Cagarras, da rota de navegação dos barcos de apoio do empreendimento.

2.9. Apresentar relatórios anuais dos Programas e Projetos de Monitoramento:

2.9.1. Programa de Monitoramento das Aves Marinhas do MONA Cagarras;

2.9.2. Programa de Monitoramento de Cetáceos - PMC-B;

2.9.3. Projeto de Monitoramento e Controle de Espécies Exóticas Invasoras;

2.9.4. Projeto de Monitoramento da Paisagem Acústica da Bacia de Santos (PMPAS).

2.10. Apresentar semestralmente os relatórios do Projeto de Monitoramento do Tráfego de Embarcações de apoio contendo mapas em escala de 1:10.000 demonstrando o quantitativo de embarcações de apoio relacionadas as ações do Pré-Sal que passam na Estação Ecológica (ESEC) Tamoios (canal de navegação) em direção ao TEBIG - Transpetro Angra dos Reis.

2.11. Apresentar em até seis meses após a emissão da Licença Prévia, proposta para o "Diagnóstico fundiário e cartorial de ocupantes nos territórios tradicionais abrangidos por Zona Populacional Caiçara e Zona Populacional Caiçara e Residencial da APA de Cairuçu", devendo ser iniciado o estudo em até seis meses após a emissão da Licença de Instalação.

2.12. Apresentar em até seis meses após a emissão da Licença Prévia, proposta para o "Diagnóstico fundiário e cartorial de ocupantes nos territórios tradicionais abrangidos pelo Parque Nacional (PARNA) Superagui" devendo ser iniciado o estudo em até seis meses após a emissão da Licença de Instalação.

2.12.1. Apresentar semestralmente os relatórios dos estudos do Diagnóstico solicitado, até a sua conclusão.

2.13. Apresentar, em até 60 dias após a emissão da Licença Prévia, projeto específico para as aves marinhas no Refúgio de Vida Silvestre (RVS) Alcatrazes e na Estação Ecológica Tupinambás, no âmbito do PCR-BS contemplando pelo menos dois censos anuais, por cinco anos, no mínimo, bem como a avaliação de mudanças quantitativas e espaciais na avifauna marinha, utilizando a fragata (*Fregata magnificens*) como indicador conforme metodologia prevista no Processo SEI nº 02126.0019512018-42.

2.14. Apresentar antes da emissão da primeira Licença de Instalação, ações de atendimento a emergência de vazamento de óleo que assegurem especificamente a proteção e prevenção de impactos sobre todas as unidades de conservação federais identificadas na área de influência do empreendimento, devendo ser incorporadas ao PEVO-BS.

2.15. Apresentar relatório anual georreferenciado das rotas dos navios aliviadores na área de influência do empreendimento."

A PETROBRAS deverá encaminhar ao IBAMA, em resposta ao presente parecer técnico, documentação que comprove o início das tratativas junto ao ICMBio para o atendimento a estas condicionantes.

Neste sentido chama-se atenção para alguns pontos:

– Diante dos impactos decorrentes da intensificação da movimentação de embarcações de apoio, ressalta-se a importância de um Programa de Conservação de espécies ameaçadas da biota da Baía de Guanabara (condicionante 2.1).

Esta condicionante vai ao encontro da preocupação da COPROD/IBAMA com a necessidade de proteção do boto-cinza (*Sotalia guianensis*), espécie com população reduzida a poucos indivíduos e em declínio, cuja condição de sobrevivência é afetada, entre outros fatores, pela perda de *habitat* para portos e estaleiros e pela elevação da poluição sonora associada ao aumento do trânsito de embarcações. Espera-se, assim, que o Programa inclua ações direcionadas à redução desses impactos e restauração da qualidade ambiental das áreas prioritárias de ocorrência da espécie e seus corredores de deslocamento.

Ressalta-se que esta observação não significa que o Programa deva se restringir ao boto cinza. Ao contrário, reconhece-se a presença de outras espécies na Baía de Guanabara (ex.: peixes, aves, quelônios) que são afetadas pelos mesmos problemas (fundo, tráfego de embarcações e ruídos) e, portanto, também deverão ser alvo das ações, a critério do ICMBio.

Observa-se que, a depender da abrangência do Programa a ser aprovado pelo ICMBio, poderão ser exigidas pelo IBAMA medidas adicionais em momento oportuno.

– Também pertinente pelos mesmos motivos é a solicitação de um projeto de monitoramento e controle de espécies exóticas invasoras no MONA Cagarras (condicionante 2.5). Contudo considerando que o foco do Projeto de Prevenção e Controle de Espécies Exóticas da Petrobras (PPCEX) solicitado pela COPROD/IBAMA é o controle de espécies exóticas nos vetores sob responsabilidade da Petrobras (ex.: embarcações), entende-se que tal projeto não deveria ser incluído no PPCEX, mas sim implementado de forma independente, ainda que articulada, a este.

– Considerando o cronograma apresentado para instalação do empreendimento, chama-se atenção para a indicação de que a condicionante 2.14 deve ser atendida "antes da emissão da primeira Licença de Instalação", cabendo à PETROBRAS envidar os esforços necessários e comprovar seu cumprimento.

Manifestação do ICMBio – impactos sobre Tartarugas Marinhas

A Diretoria de Pesquisa, Avaliação e Monitoramento da Biodiversidade do Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade, por meio do Ofício SEI nº 75/2018-DIBIO/ICMBio, apresentou recomendações relativas ao impacto da atividade sobre tartarugas marinhas, transcritas a seguir:

- “a. Abordar no Projeto de Educação Ambiental dos Trabalhadores informações sobre as populações de tartarugas marinhas como elementos da biodiversidade a serem protegidos e conservados, com ênfase nas espécies ameaçadas, potencialmente atraídas pela Unidade Estacionária de Produção (UEP), bem como a importância de se evitar o comprometimento da qualidade da água no entorno da UEP e das embarcações de apoio, além das consequências do alijamento de efluentes, resíduos sólidos e oleosos no meio marinho;*
- b. Adequar luminárias e demais fontes luminosas das Unidades Estacionárias de Produção, com a finalidade de focar a iluminação para dentro das unidades e reduzir a intensidade e dispersão de luz sobre o ambiente marinho, evitando, desta forma, a consequente atração da fauna associada, porém, considerando as normas de segurança e navegação;*
- c. Adotar medidas para redução do descarte acidental de resíduos sólidos não biodegradáveis no mar, utilizando estratégias e fornecendo maios para que resíduos sólidos (lixo) tenham unicamente o destino apropriado;*
- d. Para o caso de ocorrência de quaisquer incidentes envolvendo tartarugas marinhas, relacionados às atividades nas fases de implantação, operação ou desativação do empreendimento, o empreendedor deverá proporcionar a contenção das substâncias (evitando o toque costeiro), o atendimento, resgate e reabilitação dos animais, utilizando as técnicas adequadas e profissionais qualificadas para estes fins, informando ao Ibama e ao Centro Tamar/ICMBio imediatamente a ocorrência.”*

Em relação a estas recomendações, a PETROBRAS, na resposta ao Parecer Técnico nº 171/2018-COPROD/CGMAC/DILIC, informou:

- “a) Em atendimento à recomendação referente ao Projeto de Educação Ambiental dos Trabalhadores– PEAT, a temática em questão passará a ser abordada nas ações educativas do projeto, durante o Ciclo Básico - Operação, sendo os presentes assuntos a serem inclusos e/ou relacionados com os tópicos de "Caracterização dos Ecossistemas Locais" e " Aspectos e Impactos Socioeconômicos”.*
- b) (...) as luminárias e demais fontes luminosas das UEPs serão posicionadas focando a iluminação para dentro das unidades de forma a reduzir a intensidade e dispersão de luz sobre o ambiente marinho e, por conseguinte, mitigar esse efeito e seu respectivo impacto, porém, respeitando as normas de segurança e navegação.*
- c) Quanto às medidas para redução do descarte acidental de resíduos no mar, a PETROBRAS em suas atividades atuais offshore atende a legislação vigente relacionada a gestão de resíduos sólidos, tendo implementado o Plano de Gerenciamento de Resíduos Sólidos (PGRS) em suas unidades. Ressalta-se que este plano também contemplará as unidades previstas no licenciamento do ETAPA 3. Os resíduos sólidos, em todas as unidades abrangidas pelo Etapa 3, serão acondicionados em coletores adequados para cada tipologia de resíduo e, posteriormente, armazenados temporariamente até o seu desembarque para destinação em terra por empresas de tratamento ou disposição final de resíduos devidamente licenciadas. Esses procedimentos, descritos no PGRS, visam assegurar que os resíduos tenham destino apropriado, evitando seu descarte incorreto. Cabe destacar que todas as plataformas possuem coletores em quantidade suficiente distribuídos pela área operacional, facilitando o descarte apropriado dos resíduos. Além disso, os resíduos são acondicionados em coletores fechados, dificultando que o vento ou balanço da embarcação leve algo a cair no mar. Essas medidas evitam o descarte acidental de resíduos no mar.*
- d) No item II.3.2.2 "Comunicação Externa" da Seção II.3 "Informações e Procedimentos de Resposta" do Plano de Emergência para Vazamento de Óleo na Área Geográfica da Bacia de Santos (PEVO-BS), além do IBAMA, o Projeto Tamar - ICMBio Base de Ubatuba está entre as instituições oficiais a serem comunicadas imediatamente, a depender da região, de qualquer incidente por poluição de óleo no mar. Em caso de acidente com vazamento de óleo no mar, no Plano de Proteção à Fauna da Bacia de*

Santos (PPAF-BS), as tartarugas marinhas estão entre os grupos taxinômicos prioritários de proteção, e a utilização das técnicas de resposta secundárias e terciárias deverão ser previamente autorizadas pelos centros especializados do ICMBio, entre eles o Centro TAMAR/ICMBio. ”

Manifestação da Fundação Florestal/SP

No Parecer Técnico nº 23/2018-COPROD/CGMAC/DILIC, foi solicitado que a PETROBRAS elaborasse resposta aos pontos levantados pela Fundação Florestal do Estado de São Paulo na INFORMAÇÃO TÉCNICA AT/DE-LIC Nº 001/2018 (SEI nº 1654991).

Posteriormente, o Ofício nº 170/2018/COPROD/CGMAC/DILIC-IBAMA de 18.5.2018 (SEI nº 2407440) encaminhou, também para resposta da empresa, a INFORMAÇÃO TÉCNICA GT Pré-Sal Etapa 3 nº 001/2018 (SEI nº 2149967), complementar à manifestação anteriormente encaminhada.

As respostas foram encaminhadas pela PETROBRAS diretamente à Fundação Florestal, através da correspondência UO-BS/SMS/MA 0070/2018 de 5.7.2018.

A Fundação Florestal, através do Ofício DE Nº 1639/2018 protocolado na SUPES/IBAMA/RJ em 10.9.2018 (SEI nº 3303578), encaminhou a INFORMAÇÃO TÉCNICA GT Pré-Sal Etapa 3 nº 002/2018, *“a qual, após análise da Respostas ao OF DE nº 162/2018 e Resposta a Informação Técnica GT Pré-Sal Etapa 3 nº 001/2018 protocoladas nesta Fundação Florestal em 17/07/2018, manifesta a existência de incertezas quanto ao licenciamento ambiental que necessitam ser dirimidas para a continuidade da análise”*.

Através do Ofício nº 408/2018/COPROD/CGMAC/DILIC-IBAMA de 4.10.2018 (SEI nº 3480828), a Coordenação de Produção encaminhou para a PETROBRAS a INFORMAÇÃO TÉCNICA GT Pré-Sal Etapa 3 nº 002/2018, solicitando resposta aos pontos levantados pela Fundação Florestal.

A PETROBRAS, através da correspondência UO-BS 0693/2018 de 8.11.2018, protocolada na SUPES/IBAMA/RJ em 13.11.2018, apresentou cópia da resposta ao Ofício DE Nº 1639/2018 - Informação Técnica GT Pré-sal Etapa 3 nº 002/2018 encaminhado à Fundação Florestal (SEI nº 3786559).

A Fundação Florestal, através do Ofício DE Nº 2284/2018 de 5.12.2018, protocolado na SUPES/IBAMA/RJ em 11.12.2018 (SEI nº 3988362), encaminhou a INFORMAÇÃO TÉCNICA GT Pré-Sal Etapa 3 nº 003/2018 e a **Autorização para Licenciamento de empreendimento dentro da área de Unidade de Conservação ou em sua Zona de Amortecimento nº 11/2018**. O Ofício encaminhou, ainda, as manifestações dos Conselhos Gestores das APAs Marinhas Litoral Centro e Sul e a lista com os nomes dos funcionários da Fundação Florestal para acesso ao Sistema Eletrônico de Informações - SEI do IBAMA.

De acordo com a Autorização são consideradas Unidades de Conservação afetadas: APA Ilha Comprida; APA Marinha do Litoral Centro; APA Marinha do Litoral Sul; APA Marinha do Litoral Norte; ARIE do Guará; ARIE de São Sebastião; ARIE Zona de Vida Silvestre da Ilha Comprida; EE Juréia-Itatins; PE Ilha Anchieta; PE Ilha do Cardoso; PE Ilhabela; PE Itinguçu; PE Lagamar de Cananéia; PE Marinho da Laje de Santos; PE Prelado; PE Restinga de Bertiooga; PE Serrado Mar / Núcleos Bertiooga; Caraguatatuba; Curucutu; Itariru; Itutinga Pilões; Picinguaba e São Sebastião; PE Xixová-Japuí; RDS Barra do Uma; RDS de Itapanhapima; RESEX da Ilha do Tumba; RESEX Taquari; e RVS das Ilhas do Abrigo e Guararitama.

Na Autorização foram estabelecidas as seguintes condicionantes:

“Condicionantes Gerais:

- 1. Esta Autorização não dispensa outras Autorizações e Licenças Federais, Estaduais e Municipais, porventura exigíveis no processo de licenciamento;*
- 2. Mediante decisão motivada, a Fundação Florestal poderá alterar as recomendações, as medidas de controle e adequação, bem como suspender ou cancelar esta autorização, caso ocorra:*
 - a) Violação ou inadequação de quaisquer condicionantes ou normas legais;*
 - b) Omissão ou falsa descrição de informações relevantes, que subsidiaram a expedição da presente autorização.*
- 3. A Fundação Florestal deverá ser comunicada em caso de ocorrência de acidentes que possam afetar a Unidade de Conservação;*

4. O órgão licenciador deverá encaminhar à Fundação Florestal para conhecimento, registro e acompanhamento, todas as licenças ambientais para o empreendimento assim que forem emitidas.

Condicionantes Específicas:

1. Realizar Programa de Capacitação de pescadores artesanais e familiares dos municípios do Estado de São Paulo, visando fortalecimento do setor e geração de renda.
2. Realizar estudos sobre biologia, ecologia espacial e dinâmica populacional do bagre-branco (*Genidens barbus*), espécie alvo de pescarias artesanais no Estado de São Paulo.
3. Avaliar e monitorar as concentrações de Hidrocarbonetos Policíclicos Aromáticos (HPAs) na comunidade planctônica, bentônica, nectônica e aves marinhas.
4. Realizar Avaliações Ecológicas Rápidas (AERs) em áreas de Unidades de Conservação de Proteção Integral e Uso Sustentável.
5. Implantar Programa de Monitoramento de Espécies Exóticas Invasoras que garanta a verificação constante da presença destas espécies, ações de manejo, limpeza, pintura e manutenção dos cascos das embarcações e demais estruturas que possam funcionar como substrato para a incrustação e transporte, bem como a produção e divulgação de relatórios sobre a situação destas espécies na Bacia de Santos.
6. Dar continuidade e aprimoramento do Projeto de Monitoramento do Tráfego de Embarcações em todo período de operação do empreendimento.
7. Manter e aprimorar o envio de resultados dos Programas Ambientais associados ao empreendimento.
8. Elaborar material de caráter informativo com temáticas diversas de conservação ambiental buscando expandir o Programa de Comunicação Social Regional da Bacia de Santos.
9. Incluir o litoral sul, centro e outros municípios do litoral norte de SP no Projeto de Caracterização de Territórios Tradicionais (PCTT).
10. Implantar Programa de Monitoramento de Espécies Exóticas Invasoras em áreas marinhas prioritárias para conservação, realizando ações para o controle destas espécies.
11. Realizar avaliação, controle e prevenção de espécies exóticas invasoras (Coral-sol) nas embarcações e estruturas utilizadas na Bacia de Santos.
12. Realizar a avaliação, monitoramento, remoção e caracterização de petrechos de pesca perdidos, abandonados ou descartados.
13. Realizar Seminários, Simpósios e Encontros acadêmicos regionais relativos ao aumento do conhecimento técnico-científico.
14. Realizar estudos oceanográficos das correntes marinhas locais e regionais.
15. Realizar estudos sobre características biológicas e ecológicas sobre espécies de interesse para pesca.
16. Realizar Estudo de viabilidade econômica e incentivo ao Turismo de Base Comunitária com foco nas comunidades caiçaras.
17. Realizar a capacitação e treinamento periódico dos moradores, pescadores locais e outros atores, baseado em estratégias de comunicação direcionadas aos riscos inerentes ao empreendimento da Etapa3.
18. Avaliar as alterações na distribuição e densidade dos cetáceos em função dos empreendimentos do polo Pré-Sal e consequente aumento do fluxo de embarcações. "

A PETROBRAS deverá encaminhar ao IBAMA, em resposta ao presente parecer técnico, documentação que comprove o início das tratativas junto à Fundação Florestal para o atendimento a estas condicionantes.

Resposta a outras manifestações

Através do Ofício nº 170/2018/COPROD/CGMAC/DILIC-IBAMA de 18.5.2018 (SEI nº 2407440), foram encaminhados à PETROBRAS documentos recebidos para que fossem respondidos direta mente aos proponentes:

- O OF. CBH-LN 06/2018 do Comitê de Bacias Hidrográficas do Litoral Norte, protocolado na Audiência Pública de Caraguatatuba (SEI nº 1991069), foi respondido pela PETROBRAS através da correspondência UO-BS/SMS/MA 0039/2018 de 12.4.2018, recebida em 18.4.2018 (Aviso de Recebimento).
- O Parecer SEI 1/2018-RVS Arquipélago de Alcatrazes/ICMBio, encaminhado pelo Conselho Consultivo da Estação Ecológica Tupinambás e pelo Conselho Consultivo do Refúgio de Vida Silvestre do Arquipélago de Alcatrazes, através da Moção nº 02/2018 protocolada em 2.5.2018 (SEI nº 2272287), foi respondido pela PETROBRAS através da Correspondência UO-BS/SMS/MA 071/2018 de 5.7.2018, protocolada no NGI ICMBio Alcatrazes em 13.7.2018.
- A Manifestação de comunitários do município de São Sebastião de 9.3.2018, protocolada na Audiência Pública de Caraguatatuba em 20.3.2018 (SEI nº 1991069), foi respondida pela PETROBRAS através da correspondência UO-BS/SMS/MA 0066/2018 de 14.6.2018, protocolada na Colônia de Pescadores Z-14 em 15.6.2018.
- O Ofício nº058/2018/SDUS.SEMAM, de 22.3.2018, da Secretaria Executiva do Meio Ambiente da Prefeitura Municipal de Angra dos Reis/RJ (SEI nº 2059691), foi respondido pela PETROBRAS através da correspondência UO-BS/SMS/MA 0060/2018 de 12.6.2018, protocolada em 14.6.2018.

Além desses documentos explicitamente mencionados pelo Ofício nº 170/2018/COPROD/CGMAC/DILIC-IBAMA, a PETROBRAS optou por responder diretamente a outras manifestações recebidas, a saber:

- O Ofício nº 005/2018 da Associação dos Pescadores da Praia do Camaroeiro (APPC), com demanda referente ao processo de licenciamento do Sistema de produção de gás no campo de Mexilhão, protocolado na Audiência Pública de Caraguatatuba em 20.3.2018 (SEI nº 1991069), foi respondido pela PETROBRAS por meio da Carta UO-BS/SMS/MA 0062/2018 de 14.7.2018, protocolada em 14.6.2018.
- O Of GT Ubatuba - Etapa 3, Manifestação das Comunidades Pesqueiras de Ubatuba sobre o licenciamento ambiental da Etapa 3 do Polo Pré-sal, protocolado na Audiência Pública de Caraguatatuba em 20.3.2018 (SEI nº 1991069), foi respondido pela PETROBRAS por meio da Carta UO-BS/SMS/MA 0063/2018 de 14.6.2018, protocolada na Colônia de Pescadores Z-10 em 15.6.2018.
- O Of GT Caraguatatuba - Etapa 3, Manifestação das Comunidades Pesqueiras de Caraguatatuba sobre o licenciamento ambiental da Etapa 3 do Polo Pré-sal, protocolado na Audiência Pública de Caraguatatuba em 20.3.2018 (SEI nº 1991069), foi respondido pela PETROBRAS por meio da Carta UO-BS/SMS/MA 0064/2018 de 14.6.2018, protocolada na Colônia de Pescadores Z8 - Benjamim Constant em 15.6.2018.
- A Manifestação dos Pescadores e Pescadoras Artesanais de Ilhabela/SP, protocolada na Audiência Pública de Caraguatatuba em 20.3.2018 (SEI nº 1991069), foi respondida pela PETROBRAS por meio da Carta UO-BS/SMS/MA 0065/2018 de 14.6.2018.

Compensação Ambiental

As informações apresentadas ao longo deste processo de licenciamento permitem que esta Coordenação Geral considere este empreendimento como de significativo impacto ambiental e, portanto, sujeito à Compensação Ambiental estabelecida no Artigo 36 da Lei nº 9.985, de 18 de julho de 2000 e regulamentada pelo Decreto nº 4.340, de 22.8.2002, alterado pelo Decreto nº 6.848, de 14.4.2009.

Para justificar tal posição, é apresentada a seguir uma síntese da Avaliação de Impactos realizada no EIA e suas complementações, que tem como base as informações reunidas na revisão das Matrizes de Identificação e Avaliação de Impactos Ambientais apresentadas pela PETROBRAS, em resposta aos Pareceres Técnicos nº 23/2018 e 171/2018-COPROD/CGMAC/DILIC-IBAMA, através da correspondência UO-BS 0548/2018 de 4.9.2018.

Com relação aos impactos negativos sobre os meios físico e biótico decorrentes foram identificados 51 (cinquenta e um) impactos efetivos, além de 32 (trinta e dois) impactos potenciais, que ocorrem nas fases de instalação (I), operação (O) e desativação (D) dos diversos projetos que compõem o empreendimento.

Dentre os impactos efetivos, os impactos de maior magnitude (“alta”) e importância (“grande”) são: “Contribuição para o efeito estufa”, decorrente das emissões atmosféricas (impactos I7, O6, D4); “Introdução e/ou disseminação de espécies exóticas invasoras na comunidade bentônica costeira via transporte dos FPSO” (I17); e “Introdução e/ou disseminação de espécies exóticas invasoras via trânsito das embarcações de apoio” (I18, O22, D10).

Deve-se, destacar, ainda, outros impactos de “média” magnitude, mas considerados de “grande” importância: “Perturbação do nécton pela geração de ruído” (I12, O12, D6); “Perturbação do nécton pela instalação dos FPSO e sistemas de coleta e escoamento” (I14); “Perturbação do nécton pela colisão com embarcações de apoio” (I16, O21, D9); “Perturbação do nécton pelo lançamento de efluente de descarte de água produzida” (O14); “Perturbação do nécton pela geração de luminosidade” (O16); “Perturbação do nécton pela presença dos FPSOs e sistemas de coleta e escoamento” (O17); “Perturbação das aves marinhas pela geração de luminosidade” (O19, D8); e “Perturbação das aves marinhas pela presença dos FPSO” (O20).

Cálculo do Grau de Impacto

O Decreto 6.848 de 14 de maio de 2009 altera e acrescenta dispositivos ao Decreto 4.340 de 22 de agosto de 2002 para regulamentar a compensação ambiental. Em seu artigo 1, o Decreto 6.848 altera a redação do artigo 31 do Decreto nº 4.340, de 22 de agosto de 2002 que passa a vigorar com a seguinte redação:

“Para os fins de fixação da compensação ambiental de que trata o art. 36 da Lei no 9.985, de 2000, o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis -IBAMA estabelecerá o grau de impacto a partir de estudo prévio de impacto ambiental e respectivo relatório- EIA/RIMA, ocasião em que considerará, exclusivamente, os impactos ambientais negativos sobre o meio ambiente.” (Grifo nosso)

O Grau de Impacto (GI) aos ecossistemas poderá atingir valores de 0 a 0,5% e é dado pelo somatório dos fatores Impacto sobre a Biodiversidade (ISB), Comprometimento de Áreas Prioritárias (CAP) e Influência em Unidades de Conservação (IUC).

O ISB tem como objetivo contabilizar os impactos do empreendimento diretamente sobre a biodiversidade na sua área de influência direta e indireta e depende dos índices de magnitude (IM), biodiversidade (IB), abrangência (IA) e temporalidade (IT).

O CAP tem por objetivo contabilizar efeitos do empreendimento sobre a área prioritária em que se insere e é dado pelo produto dos índices de magnitude (IM), comprometimento de áreas prioritárias (ICAP) e de temporalidade (IT).

O IUC varia de 0 a 0,15% e avalia a influência do empreendimento sobre as unidades de conservação ou suas zonas de amortecimento.

Apresentamos a seguir uma proposta de cálculo baseada na metodologia estabelecida no Decreto 6.848/2009:

O Índice de Magnitude (IM) avalia a existência e a relevância dos impactos ambientais concomitantemente significativos e negativos sobre os diversos aspectos ambientais associados ao empreendimento, analisados de forma integrada. Para este índice foi atribuído o valor 3 (três) já que foram identificados impactos de alta magnitude no Estudo de Impacto Ambiental.

O Índice de Biodiversidade (IB) avalia o estado da biodiversidade previamente à implantação do empreendimento e recebeu valor máximo 3 (três) porque o empreendimento será instalado em área de trânsito de espécies consideradas ameaçadas de extinção como mamíferos e quelônios marinhos.

O Índice de Abrangência (IA) avalia a extensão espacial de impactos negativos sobre os recursos ambientais e recebeu valor 1 (um) porque o empreendimento será instalado em profundidade maior que 200 metros.

O Índice de Temporalidade (IT) avalia a persistência dos impactos negativos do empreendimento. Considerando a duração prevista para o empreendimento como um todo, superior a 30 (trinta) anos, e que enquanto a atividade estiver em operação haverá impactos de alta magnitude e importância, foi atribuído o valor 4 (quatro) ao IT.

O Índice de Comprometimento de Áreas Prioritárias (ICAP) avalia o comprometimento sobre a integridade de fração significativa da área prioritária impactada pela implantação do empreendimento, conforme mapeamento oficial de áreas prioritárias aprovado mediante ato do Ministro de Estado do Meio Ambiente. De acordo com o documento “Áreas Prioritárias para a Conservação, Uso Sustentável e Repartição de Benefícios da Biodiversidade Brasileira” (MMA, 2007), o empreendimento será instalado em áreas de importância biológica “insuficientemente conhecida”, sendo assim atribuído o valor 3 (três) para o ICAP.

A Influência em Unidades de Conservação (IUC) avalia a influência do empreendimento sobre as unidades de conservação ou suas zonas de amortecimento. Conforme indicado anteriormente, as autorizações do ICMBio e da Fundação Florestal apontam diversas unidades de conservação afetadas, das quais, segundo o EIA e suas complementações, *“as unidades de conservação localizadas na Baía de Guanabara e na entrada da baía são as mais afetadas”*. Assim, foi atribuído o IUC máximo de 0,15%.

Com base nos valores acima estabelecidos e o atual procedimento estabelecido pela DILIC/IBAMA, segue o cálculo do grau de impacto:

$$ISB = IM \times IB \times (IA + IT) / 140 = 3 \times 3 \times (1 + 4) / 140 = 45/140 = 0,32$$

Como o ISB varia de 0 a 0,25%, será considerado o valor de 0,25%.

$$CAP = IM \times ICAP \times IT/70 = 3 \times 3 \times 4/70 = 36/70 = 0,51$$

Como o CAP varia de 0 a 0,25%, será considerado o valor de 0,25%.

$$\text{O somatório } ISB + CAP + IUC = 0,25\% + 0,25\% + 0,15\% = 0,65\%$$

Como o GI varia de 0 a 0,5%, será considerado o valor de 0,5%

Assim, o GI = 0,5%.

De acordo com o artigo 2 do Decreto 6.848/2009, o valor da compensação ambiental – CA será calculado pelo produto do grau de impacto – GI com o valor de referência – VR.

O valor de referência (VR) é *“o somatório dos investimentos necessários para implantação do empreendimento, não incluídos os investimentos referentes aos planos, projetos e programas exigidos no procedimento de licenciamento ambiental para mitigação de impactos causados pelo empreendimento, bem como os encargos e custos incidentes sobre o financiamento do empreendimento, inclusive os relativos às garantias, e os custos com apólices e prêmios de seguros pessoais e reais”*.

A princípio este VR corresponde ao valor informado no Requerimento de Licença Prévia: R\$ 126.564.000.000,00 (cento e vinte seis bilhões, quinhentos e sessenta e quatro milhões de reais). No entanto, conforme estabelecido no §3º, este valor deverá ser confirmado e detalhado pelo empreendedor, conforme Instrução Normativa IBAMA nº 8, de 14 de julho de 2011, por ocasião do requerimento da próxima licença para o empreendimento.

Neste sentido, considerando que durante Reunião Pública realizada em Ubatuba/SP no dia 8.11.2018, o representante da PETROBRAS mencionou que o Valor de Referência constante no requerimento já tinha sido revisto em função do tempo decorrido e de vários ajustes no projeto durante o processo de licenciamento, solicita-se que, em resposta ao presente parecer técnico, seja informado o Valor de Referência a ser adotado para a “Atividade de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural do Polo Pré-sal da Bacia de Santos – Etapa 3”.

No que diz respeito às Unidades de Conservação a serem beneficiadas, registram-se as seguintes manifestações recebidas durante o processo de licenciamento, com indicações, sugestões e/ou solicitações para a destinação dos recursos da Compensação Ambiental:

– No documento “Questionamento e sugestões iniciais sobre o EIA do Pré-sal Etapa 3” protocolado na Audiência Pública de Niterói, o **Monumento Natural do Arquipélago das Ilhas Cagarras** aponta que “o *MONA Cagarras* será uma das UCs federais mais afetadas pelo empreendimento, havendo previsão de impactos efetivos e potenciais no EIA” e solicita que a UC seja indicada como beneficiária da Compensação Ambiental.

– Os Conselhos Consultivos da **Estação Ecológica da Guanabara** e da **Área de Proteção Ambiental de Guapi-mirim**, através do Ofício nº 35/2018/APA (SEI nº 2272287), requereram a consideração do Parecer 04/2018 APA Guapi-mirim & ESEC Guanabara/ICMBio que recomenda que estas UC sejam contempladas pelos recursos de compensação ambiental.

– O Ofício Of. CBH-LN 06/2018 do Comitê de Bacias Hidrográficas do Litoral Norte, protocolado na Audiência Pública de Caraguatatuba, sugere que: “*Considerando que o empreendimento afetará mais significativamente o Município de São Sebastião, recomenda-se que o empreendedor realize ações de compensação ambiental (dos impactos oriundos do aumento da poluição atmosférica, gases e material particulado, ruídos e vibrações em função da grande movimentação de cargas de navios e caminhões nas rodovias), direcionadas à Área de Preservação Ambiental - APA Municipal Baleia-Sahi, recém criada pela Prefeitura de São Sebastião*”. (Grifo nosso)

– A Fundação Florestal, na Autorização nº 11/2018, emitida para o empreendimento com base na INFORMAÇÃO TÉCNICA GT Pré-Sal Etapa 3 nº 003/2018, indicou uma série de Unidades de Conservação que poderiam ser afetadas pelo empreendimento e, portanto, deveriam ser beneficiadas pela Compensação Ambiental; são elas: **APA Ilha Comprida; APA Marinha do Litoral Centro; APA Marinha do Litoral Sul; APA Marinha do Litoral Norte; ARIE do Guará; ARIE de São Sebastião; ARIE Zona de Vida Silvestre da Ilha Comprida; EE Juréia-Itatins; PE Ilha Anchieta; PE Ilha do Cardoso; PE Ilhabela; PE Itinguçu; PE Lagamar de Cananéia; PE Marinho da Laje de Santos; PE Prelado; PE Restinga de Bertiooga; PE Serrado Mar (Núcleos Bertiooga; Caraguatatuba; Curucutu; Itariru; Itutinga Pilões; Picinguaba e São Sebastião); PE Xixová-Japuí; RDS Barra do Una; RDS de Itapanhapima; RESEX da Ilha do Tumba; RESEX Taquari; e RVS das Ilhas do Abrigo e Guararitama.**

– A Diretoria de Pesquisa, Avaliação e Monitoramento da Biodiversidade do Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade (DIBIO/ICMBio), através do Ofício SEI nº 6/2019-DIBIO/ICMBio de 30.1.2019 (SEI nº 4287599), encaminhou a Autorização nº 02/2019-GABIN, na qual indicou uma série de Unidades de Conservação afetadas pelo empreendimento e que, portanto, deveriam ser beneficiadas pela Compensação Ambiental; são elas: **APA da Bacia do Rio São João - Mico-Leão-Dourado; APA de Caiuruçu; APA de Cananéia-Iguape-Peruíbe; APA de Guapi-mirim; APA da Região Serrana de Petrópolis; ARIE Ilhas Queimada Grande e Queimada Pequena; ESEC Guanabara; ESEC Tamoios; RVS do Arquipélago de Alcatrazes; ESEC Tupinambás; ESEC Tupiniquins; MONA Arquipélago das Ilhas Cagarras; PARNA da Serra da Bocaina; PARNA Serra dos Órgãos; PARNA da Tijuca; PARNA Restinga de Jurubatiba; REBIO Tinguá; REBIO Poço das Antas; RESEX Mandira; RESEX Arraial do Cabo; RPPN Sítio Sumidouro e Sítio Peito de Pomba; RPPN Fazenda Barra do Sana; RPPN Mato Grosso; RPPN Querência; RPPN El Nagual; RPPN Reserva Ecológica Metodista Ana Gonzaga; RPPN Sítio Granja São Jorge; RPPN Céu do Mar; RPPN Gleba O Saquinho de Itapirapuá; RPPN Fazenda do Tanguá; RPPN Morro do Curussu Mirim; RPPN Sítio do Jacú; RPPN Rizzieri; e RPPN Toque Toque Pequeno.**

Registra-se, ainda, que conforme indicado anteriormente segundo o EIA e suas complementações, “*as unidades de conservação localizadas na Baía de Guanabara e na entrada da baía são as mais afetadas pelo Projeto Etapa 3*” (Grifo nosso).

V – CONCLUSÃO

O presente parecer técnico apresenta a análise das respostas apresentadas pela Petrobras aos Pareceres Técnicos nº 23/2018 e 171/2018-COPROD/CGMAC/DILIC-IBAMA.

Da análise do EIA e suas complementações, conclui-se que as informações até agora prestadas são suficientes para atestar-se a viabilidade ambiental deste empreendimento.

Contudo, é relevante que se faça um destaque sobre a parte do projeto referente ao Campo de Libra. Não havia, desde a concepção original deste estudo, informações consistentes quanto ao aproveitamento do gás produzido (até 30 MM m³/dia). Questionado, o empreendedor respondeu que, de fato, não possui ainda uma diretriz, pois, se por um lado, o escoamento do gás parece não trazer ganho econômico, por outro manteve-se aberta a possibilidade de, no futuro, ocorrer o escoamento. Conforme indicado pela própria PETROBRAS, neste último caso, um eventual gasoduto para exportação do gás seria objeto de um novo processo de licenciamento ambiental. Diante de tal cenário, salienta-se a importância do compromisso com a reinjeção de todo gás produzido para a viabilidade ambiental do empreendimento.

Ressalta-se, ainda, que, conforme indicado no presente parecer ainda existem complementações e esclarecimentos a serem apresentados pela empresa para subsidiar a emissão das licenças subsequentes para as atividades de instalação e operação. Para a emissão dessas licenças, será necessário o atendimento das solicitações pertinentes, constantes deste Parecer Técnico. A empresa deverá, ainda, encaminhar ao IBAMA, à medida que se façam necessários, os requerimentos de licença específicos para as Licenças de Instalação e Operação; apresentando, em conformidade com a Resolução CONAMA nº 006/86, as respectivas cópias das publicações destes requerimentos.

Assim, em atenção ao requerimento protocolado pela Petrobras em 10.7.2017, sugere-se a concessão da Licença Prévia para a “Atividade de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural do Polo Pré-sal da Bacia de Santos – Etapa 3”, com validade até a data de 2 de abril de 2024 com as seguintes condicionantes específicas:

- 2.1. Esta Licença Prévia atesta a viabilidade ambiental da Atividade de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos - Etapa 3, aprovando sua localização e concepção, conforme descrito no Estudo de Impacto Ambiental e suas complementações.
- 2.2. A emissão das licenças subsequentes para as atividades de instalação e produção ficam condicionadas ao pleno atendimento das solicitações e determinações que forem pertinentes e que constam do Parecer Técnico nº 107/2019-COPROD/CGMAC/DILIC.
- 2.3. A queima de gás natural no *flare* nos TLD/SPAs não deverá ultrapassar 500 mil m³/dia.
- 2.4. Para os FPSOs que contarão com 5 (cinco) turbo-geradores de 25 MW (capacidade total de 125 MW) deverá ser prevista a instalação dos equipamentos necessários ao controle e monitoramento das emissões conforme determinado pela Resolução CONAMA nº 382/2006, o que deverá ser devidamente comprovado por ocasião do requerimento de Licença de Instalação.
- 2.5. Desenvolver o Projeto de Monitoramento da Paisagem Acústica Submarina da Bacia de Santos (PMPAS-BS), garantindo plena conformidade com as orientações determinadas em pareceres técnicos emitidos no âmbito do Processo IBAMA nº 02001.114291/2017-94.
- 2.6. Desenvolver o Projeto de Monitoramento de Cetáceos da Bacia de Santos (PMC-BS), garantindo plena conformidade com as orientações determinadas em pareceres técnicos emitidos no âmbito do Processo IBAMA nº 02001.114279/2017-80.
- 2.7. Desenvolver o Projeto de Monitoramento de Praias da Bacia de Santos (PMP-BS), garantindo plena conformidade com as orientações determinadas em pareceres técnicos emitidos no âmbito do Processo IBAMA nº 02001.114275/2017-00.
- 2.8. Desenvolver o Projeto de Monitoramento de Impactos de Plataformas e Embarcações sobre a Avifauna da Bacia de Santos (PMAVE-BS), garantindo plena conformidade com as orientações determinadas em pareceres técnicos emitidos no âmbito do Processo IBAMA nº 02001.120718/2017-93.
- 2.9. Desenvolver o Projeto de Prevenção e Controle de Espécies Exóticas da Petrobras (PPCEX-Petrobras), garantindo plena conformidade com as orientações determinadas em pareceres técnicos emitidos no âmbito do Processo IBAMA nº 02001.023332/2018-15.
- 2.10. Desenvolver o Projeto de Monitoramento da Atividade Pesqueira da Bacia de Santos (PMAP-BS), garantindo plena conformidade com as orientações determinadas em pareceres técnicos emitidos no âmbito do Processo IBAMA nº 02022.001735/2013-51.

- 2.11. Desenvolver o Programa de Comunicação Social Regional da Bacia de Santos (PCSR-BS), garantindo plena conformidade com as orientações determinadas em pareceres técnicos emitidos no âmbito do Processo IBAMA nº 02022.001466/2010-80.
- 2.12. Desenvolver o Projeto de Avaliação de Impactos Cumulativos (PAIC), garantindo plena conformidade com as orientações determinadas em pareceres técnicos emitidos no âmbito do Processo IBAMA nº 02022.000467/2015-11.
- 2.13. Desenvolver o Projeto de Monitoramento Socioeconômico da Bacia de Santos (PMS-BS), garantindo plena conformidade com as orientações determinadas em pareceres técnicos emitidos no âmbito do Processo IBAMA nº 02022.000467/2015-11.
- 2.14. Desenvolver o Projeto de Caracterização de Territórios Tradicionais (PCTT), garantindo plena conformidade com as orientações determinadas em pareceres técnicos emitidos no âmbito do Processo IBAMA nº 02001.126220/2017-34.
- 2.15. Desenvolver o Projeto de Educação Ambiental dos Trabalhadores Regional da Bacia de Santos (PEAT-BS), garantindo plena conformidade com as orientações determinadas em pareceres técnicos emitidos no âmbito do Processo IBAMA nº 02001.119874/2017-10.
- 2.16. Desenvolver o Projeto de Monitoramento do Tráfego de Embarcações (PMTE-BS), garantindo plena conformidade com as orientações determinadas em pareceres técnicos emitidos no âmbito do Processo IBAMA nº 02001.130838/2017-07.
- 2.17. Desenvolver projeto de monitoramento de rendas petrolíferas, em conformidade com pareceres técnicos específicos emitidos pela COPROD/IBAMA, de acordo com a Ata de Reunião COPROD 4474563.
- 2.18. Desenvolver projeto associado à Linha de Ação B da Nota Técnica CGPEG/DILIC/IBAMA nº 01/10, referente ao controle social dos impactos das rendas petrolíferas sobre os orçamentos municipais, no âmbito do Processo IBAMA nº 02022.002921/2009-21 e Processo IBAMA nº 02022.001467/2010-24, de acordo com a Ata de Reunião COPROD 4474563.
- 2.19. Atender às condições estabelecidas pela Fundação Florestal do Estado de São Paulo na Autorização nº 11/2018, referentes à interferência do empreendimento com as Unidades de Conservação estaduais. Documentos comprobatórios das tratativas junto à Fundação Florestal e de seu atendimento deverão ser encaminhados anualmente ao IBAMA.
- 2.20. Atender às condições estabelecidas pelo Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade (ICMBio) estabelecidas na Autorização nº 02/2019-GABIN, referentes à interferência do empreendimento com as Unidades de Conservação federais. Documentos comprobatórios das tratativas junto ao ICMBio e de seu atendimento deverão ser encaminhados anualmente ao IBAMA.
- 2.21. Efetivar o pagamento da Compensação Ambiental de que trata o Art. 36 da Lei Nº 9.985/00, após fixado em caráter final pelo IBAMA o valor da Compensação Ambiental e a respectiva destinação de seus recursos. O Grau de Impacto fica estabelecido em 0,5%.
- 2.22. Apresentar resposta ao Parecer Técnico nº 107/2019-COPROD/CGMAC/DILIC, no prazo máximo de 30 (trinta) dias a partir de seu recebimento, contendo as informações e/ou complementações solicitadas, bem como o compromisso em adotar todas as providências necessárias para o pleno atendimento de cada uma das demandas/pendências exigidas pelo mesmo.

Atenciosamente,

Documento assinado eletronicamente por **CARLOS EDUARDO MARTINS SILVA, Analista Ambiental**, em 01/04/2019, às 12:07, 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 01/04/2019, às 12:14, 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 **FERNANDO AUGUSTO GALHEIGO, Analista Ambiental**, em 01/04/2019, às 21:37, 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 **4710617** e o código CRC **B4CEA390**.