

II.10.1 – Descrição das Instalações

Neste item são apresentadas as principais características das embarcações, das estruturas submarinas e dos gasodutos que irão compor o Projeto Etapa 3, as quais foram utilizadas durante a Análise de Riscos. A caracterização completa das instalações envolvidas no Projeto Etapa 3 está apresentada no **subitem II.2.4.2** do EIA.

Os FPSOs envolvidos no Projeto Etapa 3 foram tratados neste capítulo em duas classes de FPSO, sendo estas: FPSO Teórico e FPSO Replicante. Estas classes de FPSOs abordadas neste capítulo são representativas para todas as embarcações que atuarão nos DPs do Projeto Etapa 3.

As principais diferenças entre o FPSO Teórico e o FPSO Replicante são as capacidades de processamento de óleo e de líquido, a capacidade de injeção de água, a capacidade de armazenamento de óleo processado e a instalação de uma Unidade de Remoção de H₂S no FPSO Teórico.

II.10.1.1 – FPSO Teórico

A classe FPSO Teórico abrange as seguintes embarcações previstas no Projeto Etapa 3: o FPSO de Lula Sul 3, o FPSO de Sururu, o FPSO de Búzios 5, o FPSO de Búzios 6, o FPSO de Itapu, o FPSO de Sépia, o FPSO do Piloto de Libra, o FPSO de Libra 2 e FPSO de Libra 3.

O FPSO Teórico conjugará atividades de processamento primário de produção, de estocagem e transferência de óleo para navios aliviadores. O gás natural produzido será tratado e consumido internamente pela unidade na geração de energia e o excedente será escoado via gasoduto e/ou utilizado como método artificial de elevação via *gas lift*. O gás produzido também poderá ser reinjetado em reservatório para fins de *Enhancement Oil Recovery* (EOR). A corrente rica em CO₂ proveniente do sistema de remoção de CO₂ será injetada em reservatório.

A estocagem de óleo no FPSO Teórico pode ser realizada em até 18 tanques que juntos perfazem uma capacidade total de 397.375 m³ (2.499.489 bbl). Não foram incluídos neste cálculo dois tanques de *slop* com capacidade de 9.402 m³

(59.137 bbl) cada. Além destes, os tanques de óleo diesel possuem capacidade de 11.777 m³. Somando-se estes valores, o volume total calculado para os tanques específicos para o armazenamento ou que podem receber óleo foi de 427.956 m³ (2.691.843 bbl), sendo que de forma conservativa para esta Análise de Risco foi adotado o volume de 450.000 m³.

O **Quadro II.10.1.1-1** apresenta as principais características do FPSO Teórico e a **Tabela II.10.1.1-1** a relação dos tanques do FPSO Teórico.

Quadro II.10.1.1-1 – Características Gerais do FPSO Teórico.

Características	Descrição
Nome	FPSO Teórico
FPSOs abrangidos para esta Análise de Risco	FPSO de Lula Sul 3, FPSO de Sururu, FPSO de Búzios 5, FPSO de Búzios 6, FPSO de Itapu, FPSO de Sépia, FPSO do Piloto de Libra , FPSO de Libra 2 e FPSO de Libra 3
Origem/Bandeira	Não definido
Sociedade Classificadora	Não definido
Ancoragem	<i>Spread Mooring System</i>
Comprimento Total	340,50 m
Boca moldada	65,00 m
Pontal (Altura até convés principal)	31,50 m
Borda livre	8,32 m
Peso leve	52.220 t
Calado médio	23,232 m
Altura do Flare (a partir do deck)	110m acima do deck principal
Capacidade total dos tanques de óleo	397.375 m ³ (2.499.489 bbl)
Guindastes	01 guindaste de proa com capacidades de 25 t 01 guindaste a meia nau com capacidade de 25 t.
Sistema de geração de energia	04 turbo-geradores de 25 MW a gás e/ou diesel cada; 01 moto-gerador a diesel auxiliar de 1,80 MW; 01 moto gerador a diesel de emergência de 1,80 MW.
Unidade de Tratamento de Esgotos	Princípio de Tratamento: Lodo Ativado com sistema de aeração suspensa.
Capacidade de produção	Capacidade de processamento de 28.600 m ³ /d (180.000 bpd) de óleo e 31.800 m ³ /d (200.000 bpd) de líquido, 38.200 m ³ /d (240.000 bpd) de injeção de água, compressão até 12.000.000 m ³ /dia de gás
Capacidade de alojamento	160 pessoas
Heliponto	Formato: Octogonal Dispõe de equipamentos para reabastecimento
Salvtagem	04 Baleeiras com capacidade para 80 pessoas cada. 18 Balsas salva-vidas com capacidade para 20 pessoas cada. 01 Barco resgate com capacidade para 06 pessoas.

Fonte: Elaborada pelo autor.

Tabela II.10.1.1-1 – Relação dos tanques do FPSO Teórico.

Identificação do tanque	Produto que armazena	Capacidade (100%)	
		m³	Barris
Tanques de Carga			
Tanque de Óleo nº 1 Central	Óleo	21882,1	137638,4
Tanque de Óleo nº 2 Central	Óleo	24041,4	151220,4
Tanque de Óleo nº 3 Central	Óleo	32391,1	203740,0
Tanque de Óleo nº 4 Central	Óleo	32391,1	203740,0
Tanque de Óleo nº 5 Central	Óleo	32391,1	203740,0
Tanque de Óleo nº 6 Central	Óleo	32716,5	205786,8
Tanque de Óleo nº 1 Bombordo	Óleo	17467,1	109868,1
Tanque de Óleo nº 1 Boreste	Óleo	17467,1	109868,1
Tanque de Óleo nº 2 Bombordo	Óleo	12268,9	77171,4
Tanque de Óleo nº 2 Boreste	Óleo	12268,9	77171,4
Tanque de Óleo nº 3 Bombordo	Óleo	20591,3	129519,3
Tanque de Óleo nº 3 Boreste	Óleo	20591,3	129519,3
Tanque de Óleo nº 4 Bombordo	Óleo	20591,3	129519,3
Tanque de Óleo nº 4 Boreste	Óleo	20591,3	129519,3
Tanque de Óleo nº 5 Bombordo	Óleo	20570,5	129388,4
Tanque de Óleo nº 5 Boreste	Óleo	20570,5	129388,4
Tanque de Óleo nº 6 Bombordo	Óleo	19041,4	119770,4
Tanque de Óleo nº 6 Boreste	Óleo	19041,4	119770,4
Tanque de Slop Bombordo	Água Oleosa	9401,7	59136,7
Tanque de Slop Boreste	Água Oleosa	9401,7	59136,7
Tanques de Água de Lastro			
Tanque de Lastro Vante	Água de Lastro	14247,1	89614,3
Tanque de Lastro nº 2 Bombordo	Água de Lastro	10291,1	64731,0
Tanque de Lastro nº 2 Boreste	Água de Lastro	10291,1	64731,0
Tanque de Lastro nº 3 Bombordo	Água de Lastro	10295,6	64759,3
Tanque de Lastro nº 3 Boreste	Água de Lastro	10295,6	64759,3
Tanque de Lastro nº 4 Bombordo	Água de Lastro	10295,6	64759,3
Tanque de Lastro nº 4 Boreste	Água de Lastro	10295,6	64759,3
Tanque de Lastro nº 5 Bombordo	Água de Lastro	10158,3	63895,7
Tanque de Lastro nº 5 Boreste	Água de Lastro	10158,3	63895,7
Tanque de Lastro Ré Central	Água de Lastro	4746,1	29853,0
Tanques de HFO/Diesel			
Tanque de Estocagem nº 1 Bombordo	Óleo Diesel	1442,1	9070,8
Tanque de Estocagem nº 1 Boreste	Óleo Diesel	1442,1	9070,8
Tanque de Estocagem nº 2 Bombordo	Óleo Diesel	3779,9	23775,6
Tanque de Estocagem nº 2 Boreste	Óleo Diesel	3779,9	23775,6
Tanque de Decantação	Óleo Diesel	89,5	563,0
Tanque de Decantação Tk do Boiler	Óleo Diesel	178,3	1121,5
Tanque de Serviço	Óleo Diesel	162,5	1022,1
Tanque de Dreno	Óleo Diesel	109,8	690,6

(Continua)

Tabela II.10.1.1-1 (Conclusão)

Identificação do tanque	Produto que armazena	Capacidade (100%)	
		m ³	Barris
Tanques de Diesel			
Tanque de Estocagem Bombordo	Óleo Diesel	289,1	1818,4
Tanque de Estocagem Boreste	Óleo Diesel	381,5	2399,6
Tanque de Serviço	Óleo Diesel	68,6	431,5
Tanque de Decantação	Óleo Diesel	62,9	395,6
Tanques de Água			
Tanque Água Doce Bombordo	Água	388,1	2441,1
Tanque Água Doce Boreste	Água	388,1	2441,1
Tanque de Alimentação	Água	82,6	519,6
Tanque de Alimentação pulmão	Água	92,2	579,9
Tanque de Distribuição	Água	92,2	579,9
Tanque de Água fresca	Água	47,9	301,3

Fonte: Elaborada pelo autor.

Todos os tanques de armazenamento de óleo possuem sistemas medidores de nível. Estes tanques são mantidos pressurizados com gás inerte e o teor de oxigênio deste gás inerte é monitorado. Este sistema funcionará de forma a prevenir a formação de vácuo e de atmosferas inflamáveis e explosivas.

As tubulações dos tanques de carga, lastro e outros são individualizadas, a fim de evitar o contato entre os diferentes fluidos.

Durante a transferência de óleo do FPSO Teórico para o navio aliviador, o volume de óleo nos tanques de armazenagem será reduzido, diminuindo-se assim o calado da embarcação. Para manter a estabilidade e o controle de esforços no FPSO, eventualmente, a bomba de lastro é colocada em operação, captando água do mar e bombeando para os tanques de lastro, dependendo da necessidade operacional.

O sistema de lastro é totalmente isolado do sistema de armazenagem do petróleo e seus tanques e bombas são totalmente independentes. Como não há nenhuma possibilidade de contaminação da água de lastro com óleo, o sistema não é considerado uma fonte de efluentes.

Com relação ao processamento de óleo e gás, a planta de processo do FPSO Teórico tem capacidade para processar 180.000 bpd de óleo e entre 6,0 e 12,0 MM m³/d de gás, e de tratar 24.000 m³/d de água produzida.

O projeto da planta de processamento permitirá a separação do óleo, gás e água, tratamento e estabilização do óleo, tratamento de gás e tratamento da água

produzida, que será descartada ao mar dentro dos padrões estabelecidos pela Resolução CONAMA nº 393/2007.

Para auxiliar as etapas de tratamento dos fluidos, bem como manter a integridade das instalações, a unidade é dotada de um sistema de injeção de produtos químicos (desemulsificantes, antiespumante, inibidor de incrustação, inibidores de corrosão e polieletrólitos).

Os sistemas primários associados com as facilidades de processo de produção de óleo, gás e água no FPSO Teórico são:

- Sistema de Separação e Tratamento de Óleo, Gás e Água Produzida;
- Sistema de Tratamento da Água de Injeção;
- Sistema de Tocha e *Vent*;
- Sistema de Geração de Energia;
- Sistema de Transferência de Óleo (*Offloading*);
- Utilidades (guindaste, acomodações, água potável, ar de serviço e ar de instrumento).

A transferência do óleo dos FPSOs para os navios aliviadores (*offloading*) será feita por mangotes flutuantes a uma vazão média de 6.665 m³/h.

O escoamento do óleo produzido será através de navios aliviadores em alinhamento do tipo tandem com o FPSO isto é, alinhando popa ou proa do FPSO com a proa do navio aliviador. A amarração entre ambas as embarcações será feita com um cabo de polipropileno de 21” de diâmetro e 150 metros de comprimento, denominado de “*hawser*”. Ambas as embarcações contam com sistema de detecção de vazamento.

O mangote de *offloading* é equipado em uma extremidade com válvula automática que só pode ser aberta para permitir o fluxo depois de estar corretamente conectada ao flange fixo, localizado na extremidade do navio aliviador. Um acoplamento de desengate rápido de alta confiabilidade é instalado nesta extremidade da mangueira para permitir a sua rápida liberação em caso de emergência.

A transferência é realizada com o sistema de gás inerte ligado mantendo a pressão de trabalho e teor de O₂ nos tanques em níveis normais de operação e segurança.

O detalhamento das etapas e instalações envolvidas no processo de produção de óleo, gás e água no FPSO Teórico encontra-se apresentado no **subitem II.2.4.2** do EIA.

Todos os sistemas de segurança e de proteção ambiental das unidades de produção, tais como: sistema de posicionamento dinâmico, ancoragem, sistemas de detecção, contenção e bloqueio de vazamentos, sistema de combate a incêndio, sistemas de manutenção, segurança, monitoramento, dentre outros, estão descritos no **subitem II.2.4.2** do EIA.

II.10.1.2 – FPSO Replicante

A classe FPSO Replicante abrange as seguintes embarcações previstas no Projeto Etapa 3: FPSO do Piloto de Júpiter, FPSO de Atapu 1, FPSO de Atapu 2 e FPSO de Lula Oeste.

Conforme já descrito anteriormente, as principais diferenças em comparação ao FPSO Teórico são as capacidades de processamento de óleo e de líquido, a capacidade de injeção de água, a capacidade de armazenamento de óleo processado e a inexistência da Unidade de Remoção de H₂S. Desta forma, neste subitem estão apresentadas apenas as principais características do FPSO Replicante e a relação dos tanques do FPSO Replicante, sendo a descrição dos demais sistemas apresentada para o FPSO Teórico válido também para o FPSO Replicante.

A estocagem de óleo no FPSO Replicante pode ser realizada em até 12 tanques que juntos perfazem uma capacidade total de 312.538 m³ (1.965.805 bbl). Não foram incluídos neste cálculo os volumes de dois tanques de *slop*, com capacidade de 3.454 m³ (20.706 bbl) cada. Além destes, os tanques de óleo diesel possuem capacidade de 6.258 m³, os de óleo lubrificante de 2,2 m³ e demais tanques que recebem óleo (efluente oleoso e borra oleosa) de 374 m³. Somando-se estes valores, o volume total calculado para os tanques de óleo ou que podem receber óleo é de 326.080 m³.

O **Quadro II.10.1.2-1** apresenta as principais características do FPSO Replicante e a **Tabela II.10.1.2-1** a relação dos tanques do FPSO Replicante.

Quadro II.10.1.2-1 – Características Gerais do FPSO Replicante.

Características	Descrição
Nome	FPSO Replicante
FPSOs abrangidos para esta Análise de Risco	FPSO do Piloto de Júpiter, FPSO de Atapu 1, FPSO de Atapu 2, FPSO de Lula Oeste
Origem/Bandeira	Ilhas Marshall
Sociedade Classificadora	ABS American Bureau Of Shipping
Ancoragem	Spread Mooring System
Comprimento Total	316,00 m
Boca moldada	54,00 m
Pontal (Altura até convés principal)	31,00 m
Borda livre	7,85 m
Peso leve	77.367 t
Calado médio	17,07 m
Altura do Flare (a partir do deck)	83,30 m acima do deck principal
Capacidade total dos tanques de óleo	312.538 m ³ (1.965.805 bbl)
Guindastes	02 guindastes com capacidades de 25 t.
Sistema de geração de energia	04 turbo-geradores de 25 MW a gás e/ou diesel cada; 01 moto-gerador a diesel auxiliar de 1,80 MW; 01 moto gerador a diesel de emergência de 1,80 MW.
Unidade de Tratamento de Esgotos	Modelo: Ompipure 5528 (1x100%) – <i>Severn Trent De Nora</i> Princípio de tratamento: Eletrocatalítico Capacidade total: 25,5 m ³ /d
Capacidade de produção	Capacidade de processamento de 24.000 m ³ /d de óleo e 24.000 m ³ /d de líquido, 28.600 m ³ /d de injeção de água, compressão de 6.000.000 m ³ /d de gás (@ 20°C e 101.3 kPa abs)
Capacidade de alojamento	158 pessoas
Heliponto	Formato: Octogonal Dispõe de equipamentos para reabastecimento
Salvatagem	04 Baleeiras com capacidade para 80 pessoas cada. 18 Balsas salva-vidas com capacidade para 20 pessoas cada. 01 Barco resgate com capacidade para 06 pessoas.
Tipo de casco / fundo	Costado duplo e fundo singelo

Fonte: Elaborada pelo autor.

Tabela II.10.1.2-1 – Relação dos tanques do FPSO Replicante.

Identificação do tanque	Produto que armazena	Capacidade (100%)	
		m³	Barris
Tanques de Carga			
Tanque de Óleo nº 1 Bombordo	Óleo	26.044	163.812
Tanque de Óleo nº 1 Boreste	Óleo	26.044	163.812
Tanque de Óleo nº 2 Bombordo	Óleo	26.045	163.818
Tanque de Óleo nº 2 Boreste	Óleo	26.045	163.818
Tanque de Óleo nº 3 Bombordo	Óleo	26.045	163.818
Tanque de Óleo nº 3 Boreste	Óleo	26.045	163.818
Tanque de Óleo nº 4 Bombordo	Óleo	26.045	163.818
Tanque de Óleo nº 4 Boreste	Óleo	26.045	163.818
Tanque de Óleo nº 5 Bombordo	Óleo	26.045	163.818
Tanque de Óleo nº 5 Boreste	Óleo	26.045	163.818
Tanque de Óleo nº 6 Bombordo	Óleo	26.045	163.818
Tanque de Óleo nº 6 Boreste	Óleo	26.045	163.818
Tanque de <i>Slop</i> Bombordo	Água Oleosa	3.454	21.725
Tanque de <i>Slop</i> Boreste	Água Oleosa	3.454	21.725
Tanques de Água de Lastro			
Tanque de Lastro nº 1A Bombordo	Água de Lastro	4.324	27.197
Tanque de Lastro nº 1A Boreste	Água de Lastro	4.324	27.197
Tanque de Lastro nº 1B Bombordo	Água de Lastro	3.459	21.756
Tanque de Lastro nº 1B Boreste	Água de Lastro	3.459	21.756
Tanque de Lastro nº 2 Bombordo	Água de Lastro	7.783	48.954
Tanque de Lastro nº 2 Boreste	Água de Lastro	7.783	48.954
Tanque de Lastro nº 3 Bombordo	Água de Lastro	7.783	48.954
Tanque de Lastro nº 3 Boreste	Água de Lastro	7.783	48.954
Tanque de Lastro nº 4 Bombordo	Água de Lastro	7.783	48.954
Tanque de Lastro nº 4 Boreste	Água de Lastro	7.783	48.954
Tanque de Lastro nº 5 Bombordo	Água de Lastro	7.783	48.954
Tanque de Lastro nº 5 Boreste	Água de Lastro	7.783	48.954
Tanque de Lastro nº 6A Bombordo	Água de Lastro	4.174	26.254
Tanque de Lastro nº 6A Boreste	Água de Lastro	4.324	27.197
Tanque de Lastro nº 6B Bombordo	Água de Lastro	3.425	21.543
Tanque de Lastro nº 6B Boreste	Água de Lastro	3.447	21.681
Tanque de Lastro nº 7 Bombordo	Água de Lastro	1.556	9.787
Tanque de Lastro nº 7 Boreste	Água de Lastro	1.557	9.793
Tanque de Lastro nº 8 Bombordo	Água de Lastro	3.052	19.196
Tanque de Lastro nº 8 Boreste	Água de Lastro	3.052	19.196
Tanque de Lastro Vante Bombordo	Água de Lastro	8.485	53.369
Tanque de Lastro Vante Boreste	Água de Lastro	8.463	53.231
Tanque de Lastro Ré Central	Água de Lastro	2.856	17.964

(Continua)

Tabela II.10.1.2-1 (Conclusão)

Identificação do tanque	Produto que armazena	Capacidade (100%)	
		m ³	Barris
Tanques de Diesel			
Tanque de Estocagem Bombordo	Óleo Diesel	2.148	13.510
Tanque de Estocagem Boreste	Óleo Diesel	2.148	13.510
Tanque de Decantação Boreste	Óleo Diesel	940	5.912
Tanque de Serviço Bombordo	Óleo Diesel	940	5.912
Tanque Auxiliar Bombordo	Óleo Diesel	12,41	78,06
Tanque Auxiliar Boreste	Óleo Diesel	12,41	78,06
Tanque Auxiliar M-Hull	Óleo Diesel	25,41	159,8
Tanques de Óleo Lubrificante			
Tanque Auxiliar Bombordo	Óleo Lubrificante	1,08	6,79
Tanque Auxiliar Boreste	Óleo Lubrificante	1,08	6,79
Tanques de Água			
Tanque Água Doce Bombordo	Água	618	3.887
Tanque Água Doce Boreste	Água	620	3.900
Tanque Água de Resfriamento Bombordo	Água	4,47	28,1
Tanque Água de Resfriamento Boreste	Água	4,47	28,1
Variados			
Tanque de Bilge Bombordo	Efluente Oleoso	108	679
Tanque de Dreno Bombordo	Efluente Oleoso	57	358
Tanque de Overflow Boreste	Óleo Diesel	108	679
Tanque de Borra Bombordo	Borra Oleosa	101	635
Tanque de Águas Cinzas Bombordo	Águas Cinzas	10,64	66,92
Compartimentos Vazios			
Cofferdam	-	3.412	21.461

Fonte: Elaborada pelo autor.

II.10.1.3 – Estruturas Submarinas

As estruturas submarinas necessárias para a produção de óleo e gás englobam as linhas de produção, as linhas de injeção de água e gás, as linhas de serviço, umbilicais de controle, *manifolds*, árvores de natal molhada (ANM), gasodutos de exportação e seus acessórios (válvulas, PLEMs e PLETs).

As linhas de produção são responsáveis pelo escoamento da produção de óleo e gás do reservatório, interligando os poços produtores ao FPSO. Ao término da fase de instalação do sistema submarino, cada poço produtor possuirá três linhas que se conectarão ao FPSO: uma linha de produção, uma linha de serviço (acesso ao espaço anular do poço) e um umbilical eletro-hidráulico (responsável pela comunicação e controle entre o poço e o FPSO).

Algumas áreas preveem também a utilização de *manifolds*. Neste caso, dois ou mais poços são interligados ao *manifold* e este último é interligado ao FPSO. A utilização de *manifolds* reduz a quantidade de linhas que se conectam ao FPSO.

Os poços serão munidos com equipamentos denominados Árvore de Natal Molhada (ANM), que são constituídos por um conjunto de válvulas, tubulações, sensores, painéis para atuação robótica, acessórios e um sistema de controle interligado a um painel localizado na plataforma. São equipamentos de segurança e de controle de fluxo que permitem o fechamento do poço quando necessário.

As figuras com a ilustração da distribuição espacial das linhas no leito marinho e o esquemático do *manifold* distribuindo as linhas para as ANM dos poços podem ser visualizados no **subitem II.2.4.2** do EIA.

A descrição das estruturas submarinas encontra-se a seguir.

II.10.1.3.1 – Configuração das Linhas

As linhas de interligação dos poços aos FPSOs serão compostas pelos seguintes trechos:

- *Flowlines* ou Estáticos (trecho assentado no fundo do mar) - flexíveis
- *Risers* ou Dinâmicos (trecho suspenso que faz a conexão das *flowlines* com a plataforma) - podem ser rígidos ou flexíveis

A diferença entre linha rígida e flexível está relacionada ao material e à estrutura de que são constituídas. Linhas rígidas são compostas estruturalmente por uma única camada em liga de aço, responsável por desempenhar diversas funções (resistência à tração, resistência à pressão interna e externa, estanqueidade, etc.), enquanto as linhas flexíveis são constituídas por várias camadas de diferentes materiais (poliméricos e metálicos), cada uma delas com uma função distinta.

O *riser* permite a interligação do trecho assentado no fundo do mar (*flowline*) com o FPSO, possuindo, então, um trecho não apoiado no leito marinho (trecho suspenso). É considerado dinâmico, pois está sujeito aos movimentos do FPSO e de correntes marítimas.

II.10.1.3.2 – Umbilicais de Controle

O umbilical de controle (UEH - Umbilical eletro-hidráulico) que será utilizado nos sistemas de produção definitivos do Projeto Etapa 3 consistirá de um conjunto de mangueiras termoplásticas, mangueiras HCR (*High Collapse Resistance*) e pares de cabos elétricos, em quantidade variável em função do tipo de estrutura em operação, todos integrados em um único encapsulamento.

Os sistemas presentes no umbilical tem por função a operação das válvulas da ANM, podendo ser utilizados também para despressurização das tubulações na ANM, se necessário.

Além das funções hidráulicas de acionamento das válvulas, o umbilical possuirá linhas hidráulicas para injeção de produtos químicos (inibidor de incrustação, desemulsificante e inibidor de hidrato) e pares elétricos para alimentação, controle e aquisição de sinais necessários para monitorar as pressões e temperaturas nos poços de produção e de injeção e em suas respectivas ANM.

II.10.1.3.3 – Manifolds

Nos DPs do Projeto Etapa 3 serão utilizados *manifolds* submarinos, assentados em solo marinho, para interligar as linhas de diversos poços em uma única linha principal, o que reduz a quantidade de linhas interligadas ao FPSO.

II.10.1.3.4 – Árvore de Natal Molhada (ANM)

O equipamento denominado Árvore de Natal Molhada (ANM) é uma estrutura submarina instalada sobre os poços produtores e injetores, constituída por um conjunto de válvulas, linhas de fluxo e um sistema de controle acionado remotamente pelo FPSO.

As ANM são equipamentos responsáveis pelo controle da produção de petróleo e pela injeção de água e gás. Trata-se do principal equipamento de segurança do poço. Na ANM se encontram os instrumentos que possibilitam o monitoramento de alguns parâmetros de produção, como pressão e temperatura.

As ANMs a serem utilizadas possuem seis válvulas acionáveis pela unidade de produção e outras três acionáveis apenas a partir da sonda que estiver intervindo no poço, quando houver essa necessidade. Nas ANMs padronizadas para o PPSBS, há ainda válvulas de injeção química, também acionadas através do FPSO.

As válvulas da ANM são do tipo falha segura fechada, ou seja, só permanecem abertas enquanto houver pressão nos seus atuadores, a qual é transmitida (direta ou indiretamente) via umbilical de controle a partir da unidade de produção. Uma vez que a pressão da linha de controle esteja drenada, a válvula fecha devido à ação da mola do atuador, priorizando a segurança em caso de falha.

O resumo das linhas e quantidade de estruturas submarinas previstas nos TLDs, SPAs, Pilotos e DPs que irão compor cada empreendimento do Projeto Etapa 3 encontram-se listados no **subitem II.2.4.2** do EIA.

II.10.1.4 – Gasodutos

Os gasodutos irão escoar o gás natural produzido nos sistemas de produção do Projeto Etapa 3 para a malha de dutos ou SIE (Sistema Integrado de Exportação) do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos.

Para o Piloto de Júpiter e Piloto de Libra está prevista a reinjeção de todo o gás produzido em reservatório e, portanto, não está prevista a exportação de gás destas áreas. Entre os DPs, as exceções são o DP de Libra 2 NW e o DP de Libra 3 NW, em que se considera como cenário base o aproveitamento de gás por reinjeção no reservatório para manutenção da pressão e recuperação avançada. Estão em andamento estudos para analisar a alternativa de exportação parcial de gás e, por esse motivo, não há no **subitem II.2.4.4 – Descrição dos Sistemas Submarinos** a descrição de um sistema de escoamento de gás para estes DPs.

No **subitem II.2.4.2** deste EIA estão apresentadas as principais características dos gasodutos a serem operados no Projeto Etapa 3, sendo na **Tabela II.10.1.4-1** a seguir apresentado o resumo com as principais características dos gasodutos.

Tabela II.10.1.4-1 – Gasodutos Etapa 3.

Gasoduto	Categoria	Extensão (km)	Diâmetro ⁽¹⁾ (polegada)	Extremidade Inicial	Extremidade Final
DP de Lula Sul 3	Flexível	20,4	DI: 9,13	DP de Lula Sul 3	PLEM-LUL-006
DP de Lula Oeste	Flexível	12,0	DI: 9,13	DP Lula Oeste	Gasoduto Lula NE-Lula (conexão com Rota 1)
DP de Sururu	Flexível	9,5	DI: 9,13	DP de Sururu	ILT-IAR-002 (PLEM)
DP de Atapu 1	Flexível	7,9	DI: 9,13	DP de Atapu 1	ILT-IAR-002
DP de Atapu 2	Flexível	13,6	DI: 9,13	DP de Atapu 2	ILT-IAR-002 (PLEM)
DP de Búzios 5	Flexível	17,1	DI: 9,13	DP de Búzios 5	PLEM-FRA-002
DP de Búzios 6	Flexível	7,3	DI: 9,13	DP de Búzios 6	ILT-FRA-003 (PLEM)
DP de Itapu	Flexível	9,9	DI: 9,13	DP de Itapu	ILT-FLO-001 (PLEM)
DP de Sépia	Flexível	13,2	DI: 9,13	DP de Sépia	PLEM-NET-001

(1) DN: Diâmetro nominal; DI: diâmetro interno (observação: para dutos flexíveis aplica-se apenas o DI)

Fonte: Elaborada pelo autor.




Coordenador da Equipe




Técnico Responsável

EIA
PEP01R02

Revisão 00
09/2017

II.10.1.4.1 – Configuração dos Risers dos Gasodutos

Assim como já abordado anteriormente para as linhas de produção, injeção, umbilicais, os gasodutos também possuirão um trecho suspenso até atingirem o leito marinho.

Os trechos suspensos dos gasodutos do Projeto Etapa 3 possuirão uma das seguintes configurações:

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

O *riser* vertical de aço é responsável tanto pelo transporte de fluido quanto pela transferência do empuxo do tanque de flutuação à estrutura.

No **subitem II.2.4.2** deste EIA é possível visualizar figuras com os exemplos da configuração *lazy wave* (tanto para *riser* flexível como rígido acoplado), além da indicação da configuração dos *risers* dos gasodutos e as características construtivas e operacionais de cada gasoduto previsto no Projeto da Etapa 3.

II.10.2 – Análise histórica de acidentes ambientais

A análise histórica de acidentes é realizada por meio de consulta a bancos de acidentes, internacionais e nacionais, e por meio de literatura especializada, as quais fornecem informações a respeito de acidentes, tais como: causas, tipologias acidentais e vazamentos.

A análise de acidentes passados, suas causas, efeitos e circunstâncias em que ocorreram são de fundamental importância para a identificação de processos e situações propícias a acidentes, facilitando, assim, a implantação de medidas tanto preventivas como corretivas, e facilitando a intervenção em situações emergenciais.

De forma a possibilitar uma avaliação mais eficaz das referências estudadas, foram consultados bancos de acidentes relacionados à atividade *offshore*, tanto para produção quanto para escoamento por meio de dutos e gasodutos.

É importante esclarecer que as informações apresentadas neste capítulo são somente voltadas ao conhecimento dos eventos acidentais possíveis de ocorrência, suas causas e respectivas consequências, dando base para a análise preliminar dos riscos (APR) realizada, em complementação ao conhecimento da equipe envolvida em sua realização.

Já as frequências de ocorrência empregadas durante a realização da etapa de Avaliação das Frequências de Ocorrência dos Cenários Acidentais (**subitem II.10.3.3**) foram retiradas de referências bibliográficas e bancos de dados específicos para esta finalidade, sendo as mesmas indicadas diretamente neste subitem do capítulo.

Para realização da análise histórica de acidentes ambientais foram adotadas informações de dez referências reconhecidas internacionalmente na área *offshore*, sendo estas constituídas de relatórios com a compilação de dados de acidentes e bancos de acidentes com o histórico de eventos, possibilitando desta forma maior grau de confiabilidade das informações coletadas. São estas:

- Bancos de Acidentes:
 - *WOAD (DNV Technica) – Worldwide Offshore Accident Databank;*
 - *HSE Hydrocarbons Releases System.*
- Relatórios com Compilação de Dados de Acidentes:
 - *PARLOC (Energy Institute de Londres em associação com o Oil & Gas UK) – Pipeline and Riser Loss of Containment;*
 - *OGP (International Association of Oil & Gas Producers) – Riser & Pipeline Release Frequencies – Report Nº434-4, 2010.*

Em adição às bases de dados de acidentes listadas acima, foi realizado um levantamento de eventos acidentais envolvendo instalações *offshore* da PETROBRAS, sendo este atualizado até setembro de 2015.

Com o objetivo de já na análise histórica normalizar o grau dos danos gerados nos acidentes analisados, de forma a facilitar o uso da informação durante a análise preliminar dos riscos (APR) realizada, para as referências que apresentaram registros de acidentes com informação sobre o volume vazado foi utilizada a classificação do grau de dano (ou grau de severidade) utilizando como base a Norma PETROBRAS N-2782 (Técnicas Aplicáveis a Análise de Riscos Industriais)

De acordo com esta referência, na “Tabela B.1 – Categorias de Severidade para Meio Ambiente - Água (Vazamento de Petróleo ou Derivados)” (**Tabela II.10.2-1**), existe uma classificação para severidade por tipo de ambiente (neste caso foi utilizado Regiões Oceânicas), volume vazado (V) em m³ e grau API do óleo. Para classificação da severidade, foi adotada a faixa do grau API de $17,5 < \text{°API} < 35$, que atende de forma conservativa ao óleo do Polo do Pré-Sal da Bacia de Santos.

Tabela II.10.2-1 – Classificação da Severidade.

Severidade para Ambientes Marinhos	Volume em m ³ para Grau API $17,5 < \text{API} \leq 35$
Catastrófico	≥ 400
Crítico	$40 \leq V < 400$
Média	$2 \leq V < 40$
Marginal	$0,2 \leq V < 2$
Desprezível	$< 0,2$

Fonte: PETROBRAS, N-2782 .

Os tópicos a seguir apresentam o resumo das informações de cada referência indicada acima, sendo estas utilizadas como base para a análise preliminar dos riscos (APR) realizada.

II.10.2.1 – WOAD – Worldwide Offshore Accident Databank, Período de 1970 a 2013

Na análise histórica de acidentes ambientais foram consideradas as definições apresentadas no Relatório Estatístico do *Worldwide Offshore Accident Databank* (WOAD), publicado em 1998, base de dados elaborada e administrada pela Det Norske Veritas (DNV), que reúne informações sobre acidentes relacionados à indústria *offshore* do petróleo, ocorridos a partir de 1970.

Atualmente a base de dados do WOAD é mantida na internet em versão digital fechada, que vem sendo atualizada constantemente e que consolida os registros de acidentes ocorridos. A consulta a esta base de dados online do WOAD resultou em 109 acidentes e incidentes com unidades do tipo FPSO e FSO, desde a década de 1970 até o ano 2013, incluindo todos os acidentes

causadores de danos significativos à unidade ou seus equipamentos, liberações significativas de hidrocarbonetos e acidentes fatais.

De acordo com o WOAD, os tipos de acidentes têm as seguintes definições:

- **Acidente (*Accident*)** é definido como uma situação perigosa que se desenvolve em uma situação acidental. Adicionalmente aos eventos onde ocorrem fatalidades ou danos severos.
- **Incidente (*Incident/Hazardous Situations*)** é considerado qualquer situação perigosa que não se desenvolve em uma situação acidental.
- **Quase Acidente (*Near miss*)** são eventos que poderiam se desenvolver em uma hipótese acidental. Nenhum dano ou reparo é necessário.
- **Não significativo (*Unsignificant*)** são situações perigosas, mas com pequenas consequências. Nenhum dano é observado ou reparo é necessário. Pequenos vazamentos de óleo cru e químicos e pequenos acidentes são incluídos aqui.

A seguir são apresentadas as **Tabela II.10.2.1-1** e **Tabela II.10.2.1-2** que contêm os levantamentos de ocorrências acidentais em unidades móveis *offshore* de perfuração e em FPSO/FSO de produção, no período entre 1970 e 2013.

A **Tabela II.10.2.1-1** apresenta o número de acidentes em unidades móveis *offshore*. O tipo de acidente mais comum corresponde à queda de carga, seguido por incêndio, fadiga e derramamento. Para FPSO/FSO, a queda de carga também representa o tipo mais frequente de acidente, seguido por derramamento e incêndio. Contudo, houve apenas um evento relacionado à fadiga.

Tabela II.10.2.1-1 – Principais eventos envolvendo unidades móveis *offshore* (1970 – 2013).

Eventos Acidentais	Unidades Móveis						Total
	Autoelevável	Semissubmersível	Submersível	Navio Sonda	Barcaça de Perfuração	FPSO/FSO	
Falha de ancoragem	0	94	1	8	5	1	109
<i>Blowout</i>	58	44	3	9	8	0	122
Fadiga	168	39	1	13	6	1	228
Emborcamento	79	4	1	5	9	0	98
Colisão (qualquer embarcação)	21	32	2	9	4	2	70

(Continua)

Tabela II.10.2.1-1 (Conclusão)

Eventos Acidentais	Unidades Móveis						Total
	Autoelevável	Semissub- mersível	Submersível	Navio Sonda	Barcaça de Perfuração	FPSO/ FSO	
Colisão (unidades <i>offshore</i>)	83	75	2	27	8	1	196
Acidente com guindaste	9	23	0	2	2	7	43
Explosão	11	8	2	8	2	2	33
Queda de carga	92	357	0	24	3	36	512
Incêndio	72	101	4	17	24	14	232
Encalhe	24	25	2	3	4	0	58
Acidente com helicóptero	7	8	1	2	0	0	18
Inundação	12	17	0	6	2	1	38
Adernamento	35	14	2	1	0	1	53
Afundamento	20	4	1	0	6	0	31
Falha de máquinas	1	6	0	13	1	0	21
Outros	21	45	2	5	1	6	80
Perda de posição	12	32	1	3	1	2	51
Derramamento	25	142	0	2	2	34	205
Acidente de reboque	15	34	0	1	1	0	51
Problema de poço (sem <i>blowout</i>)	43	65	0	5	0	1	144
Total	808	1169	25	163	89	109	2363

Fonte: WOAD, 2013.

A **Tabela II.10.2.1-2** classifica os acidentes de acordo com a operação executada nas unidades móveis durante a ocorrência do evento acidental. Os dados apresentados apontam maior número de ocorrências em atividades de perfuração (todas as fases), seguido de operações de transferência.

Tabela II.10.2.1-2 – Classificação dos principais eventos acidentais de acordo com a operação executada nas unidades móveis offshore (1970 – 2013).

Eventos Acidentais	Modo de Operação																	
	Abandono do Poço	Acomodação	Completação	Construção da Unidade	Desmobilização	Perfuração	Perfuração (Fase desconhecida)	Perfuração Exploratória	Operação Inativa	Injeção	Mobilização	Outros	Produção	Reparo	Teste	Transferência	Instalação do Poço	Total
Falha de ancoragem	-	8	-	3	2	12	36	17	1	-	19	2	4	1	-	2	2	109
<i>Blowout</i>	-	-	2	-	-	20	5	85	-	-	-	-	-	-	3	-	7	122
Fadiga	-	5	-	-	12	13	60	21	3	-	41	1	11	1	-	48	5	228
Emborcamento	-	1	-	-	-	2	22	12	1	-	12	9	-	-	-	33	2	98
Colisão (qualquer embarcação)	-	-	-	-	-	5	8	13	8	-	1	6	2	4	-	15	1	70
Colisão (unidades offshore)	-	4	-	-	3	17	70	32	7	-	7	9	6	4	-	29	3	196
Acidente com guindaste	-	-	2	-	-	14	5	12	-	-	-	1	6	-	-	-	1	43
Explosão	-	1	1	-	-	1	9	6	-	-	-	-	1	6	-	2	1	33
Queda de carga	1	2	12	-	3	161	107	121	3	1	7	3	44	2	6	7	20	512
Incêndio	-	2	6	-	-	47	37	53	3	-	2	5	35	10	4	6	9	232
Encalhe	-	-	-	-	-	2	15	-	1	-	3	4	1	1	-	26	-	58
Acidente com helicóptero	-	2	-	-	-	2	9	3	-	-	-	1	1	-	-	-	-	18

(Continua)

Tabela II.10.2.1-2 (Conclusão)

Eventos Acidentais	Modo de Operação																	
	Abandono do Poço	Acomodação	Completação	Construção da Unidade	Desmobilização	Perfuração	Perfuração (Fase desconhecida)	Perfuração Exploratória	Operação Inativa	Injeção	Mobilização	Outros	Produção	Reparo	Teste	Transferência	Instalação do Poço	Total
Inundação	-	3	-	-	-	1	6	3	3	-	-	-	2	2	-	16	-	38
Adernamento	-	-	-	-	4	3	13	6	-	-	14	1	1	1	-	6	2	53
Afundamento	-	-	-	-	-	3	9	2	-	-	2	2	1	1	-	8	1	31
Falha de máquinas	-	2	-	-	-	-	6	2	1	-	-	1	-	-	-	9	-	21
Outros	-	2	-	-	1	11	16	19	-	-	3	4	13	1	1	6	1	80
Perda de posição	-	-	-	-	-	12	12	5	1	-	-	-	1	1	-	17	1	51
Derramamento	-	-	7	-	-	61	7	62	-	1	-	-	61	1	1	-	3	205
Acidente de reboque	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2	-	-	-	-	49	-	51
Problema de poço (sem <i>blowout</i>)	-	-	4	-	-	32	4	58	-	-	-	1	-	-	6	-	9	114
Total	1	32	34	3	25	419	456	532	32	2	113	50	190	36	21	279	68	2363

Fonte: WOAD, 2013.

Esclarece-se que o objetivo desta etapa de licenciamento das atividades da Etapa 3 é apenas de operação/produção com unidades móveis *offshore* do tipo FPSO/FSO, não havendo atividades relacionadas a perfuração. Observa-se que a atividade de produção é responsável por somente 8,04% das ocorrências totais identificadas.

A **Figura II.10.2.1-1** apresenta a distribuição de eventos acidentais que envolveram vazamentos de óleo e produtos perigosos para o mar, os eventos sem vazamentos e os que não possuem informação sobre produtos vazados, ocorridos nas unidades móveis *offshore* de perfuração e em FPSO/FSO de produção. Vazamentos de óleo para o mar representam, aproximadamente, 8,5% das ocorrências, enquanto que liberação de produtos perigosos representam 9,2%. Eventos acidentais que não apresentaram vazamento de óleo ou produtos perigosos correspondem a 59,4% do total de 2.363 acidentes e os demais 22,9% do valor total caracterizam eventos sem informações sobre o tipo de produto vazado das unidades móveis em estudo.

Eventos Acidentais Envolvendo Vazamento

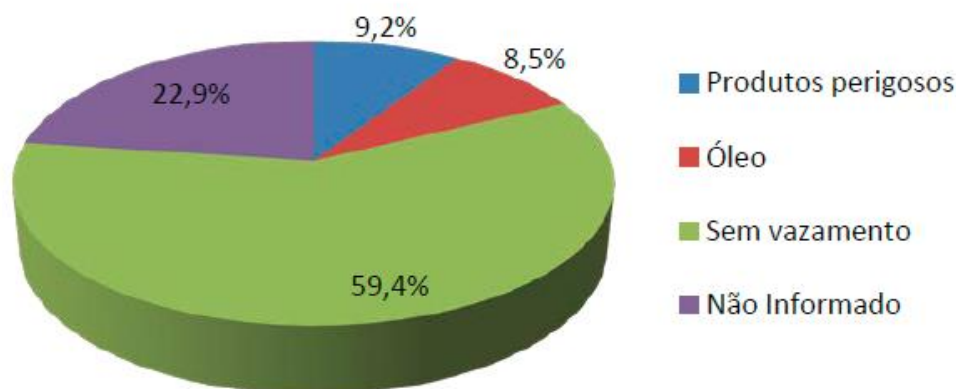


Figura II.10.2.1-1 – Eventos acidentais envolvendo vazamento de óleo e produtos perigosos para o mar.

Fonte: WOAD, 2013.

A distribuição de eventos acidentais ocorridos nas unidades móveis *offshore* de perfuração e em FPSO/FSO de produção com liberação de óleos, gases e produtos químicos para o ambiente, nos quais estes produtos liberados foram informados, é apresentada no **Figura II.10.2.1-2**.

Eventos Acidentais Com Vazamento

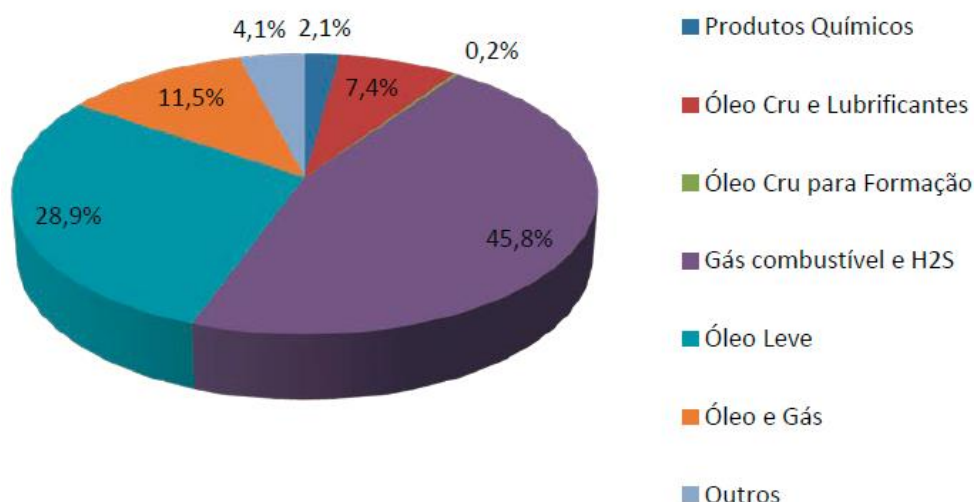


Figura II.10.2.1-2 – Eventos acidentais com vazamento de óleos, gases e produtos químicos para o ambiente.

Fonte: WOAD, 2013.

Vazamentos de óleo cru e lubrificantes para o mar representam, 7,4% das ocorrências, vazamentos de óleo leve totalizam 28,9% e a mistura óleo-gás, 11,5% do valor total. Vazamento de óleo cru para a formação representou apenas 0,2%, com um evento acidental registrado. Vazamentos de produtos químicos correspondem a 2,1%, enquanto que gás combustível e H₂S representaram os produtos mais frequentemente vazados, com 45,8% do total.

Dos 109 eventos acidentais em FPSOs e FSOs, 41 eventos não ocasionaram vazamentos (**Figura II.10.2.1-3**). Liberações de óleo cru e lubrificante, assim como de óleo leve e de gás combustível e H₂S, corresponderam a 4,6% dos eventos (cinco eventos registros para cada classe de produtos). Em três eventos

acidentais houve vazamento de outros produtos e em 50 não há informação sobre os produtos vazados.

Eventos Acidentais em FPSO/FSO

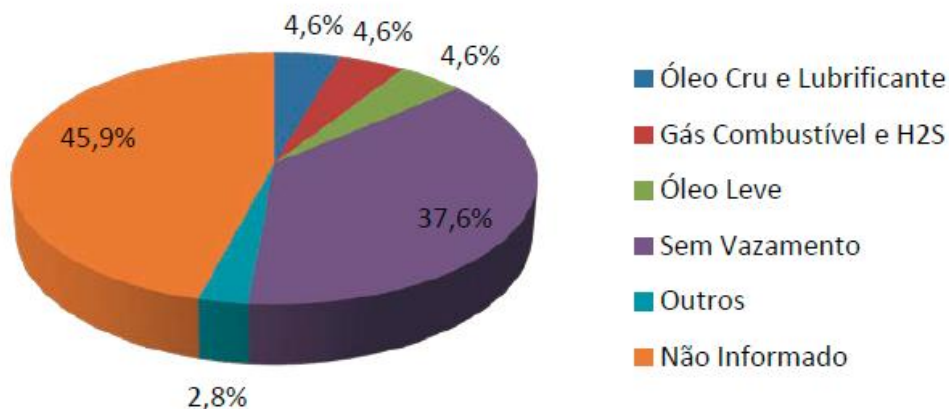


Figura II.10.2.1-3 – Distribuição de eventos acidentais com vazamento de óleos, gases e produtos químicos para o ambiente.

Fonte: WOAD, 2013.

No universo de 201 eventos acidentais nas unidades móveis *offshore* de perfuração e em FPSO/FSO de produção com ocorrências de vazamento de óleo para o mar (óleo cru e lubrificantes, óleo cru para formação, óleo e gás e óleo leve), define-se a magnitude dos acidentes, apresentada na **Tabela II.10.2.1-3** e na **Tabela II.10.2.1-4**. A severidade das ocorrências está apresentada, respectivamente, segundo os volumes definidos na Norma PETROBRAS N-2782 (Técnicas Aplicáveis à Análise de Riscos Industriais), de agosto de 2015 e de acordo com definições da Resolução CONAMA 398, de 11/06/2008, para os vazamentos de todos os tipos de óleo no mar.

Tabela II.10.2.1-3 – Classificação de eventos acidentais com vazamento de óleo para o mar (Mundo, 1970-2013) de acordo com a severidade, conforme Norma PETROBRAS N-2782.

Eventos Acidentais	Categoria de Severidade					Total Informado
	Catastrófico ($V \geq 400 \text{ m}^3$)	Crítico ($40 \leq V < 400 \text{ m}^3$)	Médio ($2 \leq V < 40 \text{ m}^3$)	Marginal ($0,2 \leq V < 2 \text{ m}^3$)	Desprezível ($V < 0,2 \text{ m}^3$)	
Falha de ancoragem	-	-	-	-	-	-
<i>Blowout</i>	4	1	1	1	17	24
Fadiga	-	-	-	-	-	-
Emborcamento	1	1			4	6
Colisão (qualquer embarcação)	-	-	1	-	1	2
Colisão (unidades <i>offshore</i>)	-	3	1	2	-	6
Acidente com guindaste	-	-	-	-	-	-
Explosão	-	-	-	-	-	-
Queda de carga	-	-	-	-	2	2
Incêndio	5	1	-	-	37	43
Encalhe	-	-	-	-	1	1
Acidente com helicóptero	-	-	-	-	-	-
Inundação	-	-	-	-	-	-
Adernamento	-	-	-	-	1	1
Afundamento	-	-	-	-	2	2
Falha de máquinas	-	-	-	-	-	-
Outros	-	-	-	-	-	-
Perda de posição	-	-	-	-	-	-
Derramamento	1	2	36	16	51	106
Acidente de reboque	-	-	-	-	-	-
Problema de poço (sem <i>blowout</i>)	-	-	2	-	6	6
Total	11	8	41	19	122	201

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela II.10.2.1-4 – Classificação de eventos acidentais com vazamento de óleo para o mar (Mundo, 1970-2013) de acordo com seu grau de dano, conforme CONAMA 398/08.

Eventos Acidentais	Grau do Dano			
	Grande Vazamento ($V \geq 200 \text{ m}^3$)	Médio Vazamento ($8 < V \leq 200 \text{ m}^3$)	Pequeno Vazamento ($V \leq 8 \text{ m}^3$)	Total Informado
Falha de ancoragem	-	-	-	-
<i>Blowout</i>	4	2	18	24
Fadiga	-	-	-	-
Emborcamento	1	1	4	6
Colisão (qualquer embarcação)	-	1	1	2
Colisão (unidades <i>offshore</i>)	-	4	2	6
Acidente com guindaste	-	-	-	-
Explosão	-	-	2	2
Queda de carga	5	1	37	43
Incêndio	-	-	1	1
Encalhe	-	-	-	-
Acidente com helicóptero	-	-	-	-
Inundação	-	-	1	1
Adernamento	-	-	2	2
Afundamento	-	-	-	-
Falha de máquinas	-	-	-	-
Outros	-	-	-	-
Perda de posição	-	-	-	-
Derramamento	1	24	81	106
Acidente de reboque	-	-	-	-
Problema de poço (sem <i>blowout</i>)	-	1	7	8
Total	11	34	156	201

Fonte: Elaborado pelo autor.

Devido a maior incidência de derramamentos de volumes inferiores a $0,2 \text{ m}^3$, a maioria dos registros (60,7%) é classificada como desprezível, conforme a Norma PETROBRAS N-2782, **Tabela II.10.2.1-4**. Eventos acidentais médios representam 20,4%, enquanto que eventos catastróficos e críticos representam apenas 5,5% e 4,0%, respectivamente. Em eventos com estes graus de dano,

assim como de forma geral, os tipos de acidentes mais frequentes foram *blowout*, derramamento e incêndio.

Seguindo a classificação estabelecida na Resolução CONAMA 398/08, a **Tabela II.10.2.1-4** também apresenta 5% das ocorrências classificadas como dano com grande vazamento de óleo em função da liberação de volumes superiores a 200 m³.

A distribuição dos eventos de acordo com a Norma PETROBRAS N-2782 e com a Resolução CONAMA 398/08 está apresentada nos **Figura II.10.2.1-4** e **Figura II.10.2.1-5**, respectivamente.

Distribuição dos Eventos Acidentais (Petrobras N-2782)

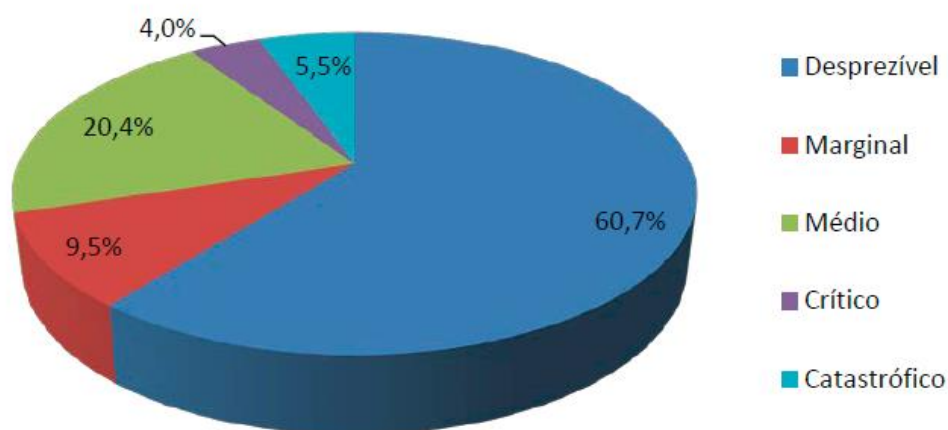


Figura II.10.2.1-4 – Distribuição por grau de dano dos eventos acidentais envolvendo vazamento de óleo para o mar, segundo Norma PETROBRAS N-2782.

Fonte: Elaborado pelo autor.

Distribuição dos Eventos Acidentais CONAMA 398/08

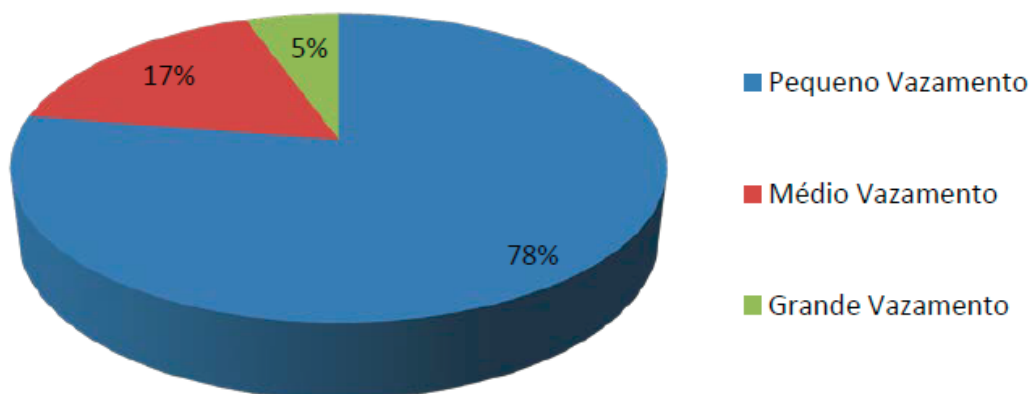


Figura II.10.2.1-5 – Distribuição por grau de dano dos eventos acidentais envolvendo vazamento de óleo para o mar, segundo Resolução CONAMA 398/08.

Fonte: Elaborado pelo autor.

II.10.2.2 – HSE Hydrocarbon Releases System, Período de 1992 a 2016

Neste subitem está apresentada a compilação dos dados estatísticos referentes aos acidentes em instalações *offshore* registrados no banco de dados do HSE (*Hydrocarbon Releases System*), para o período de 1992 a 2015, consultado em 04 de janeiro de 2016

O banco de dados HSE (2016) possui uma definição própria de severidade dos danos, sendo os registros divididos entre estas classes:

- Maior: Potencial de que o impacto rapidamente se situe fora da área local, podendo, por exemplo, afetar o refúgio temporário ou as rotas de fuga, progredindo para outras áreas da instalação e causar ferimentos graves ou mortes.
- Significante: Potencial para causar ferimentos graves ou fatais para o pessoal dentro da área local afetando a mesma. Pode, por exemplo, causar danos estruturais, vazamentos secundários ou danos aos sistemas de segurança.

- Menor: Potencial para causar ferimentos graves para o pessoal nas imediações, mas sem potencial para escalonar para outras áreas ou causar múltiplas fatalidades.

Desta forma, os acidentes cadastrados por HSE (2016) são apresentados distribuídos nestas classes de severidade, sendo sua evolução entre os anos de 1992 e 2015 apresentada no **Figura II.10.2.2-1** a seguir.

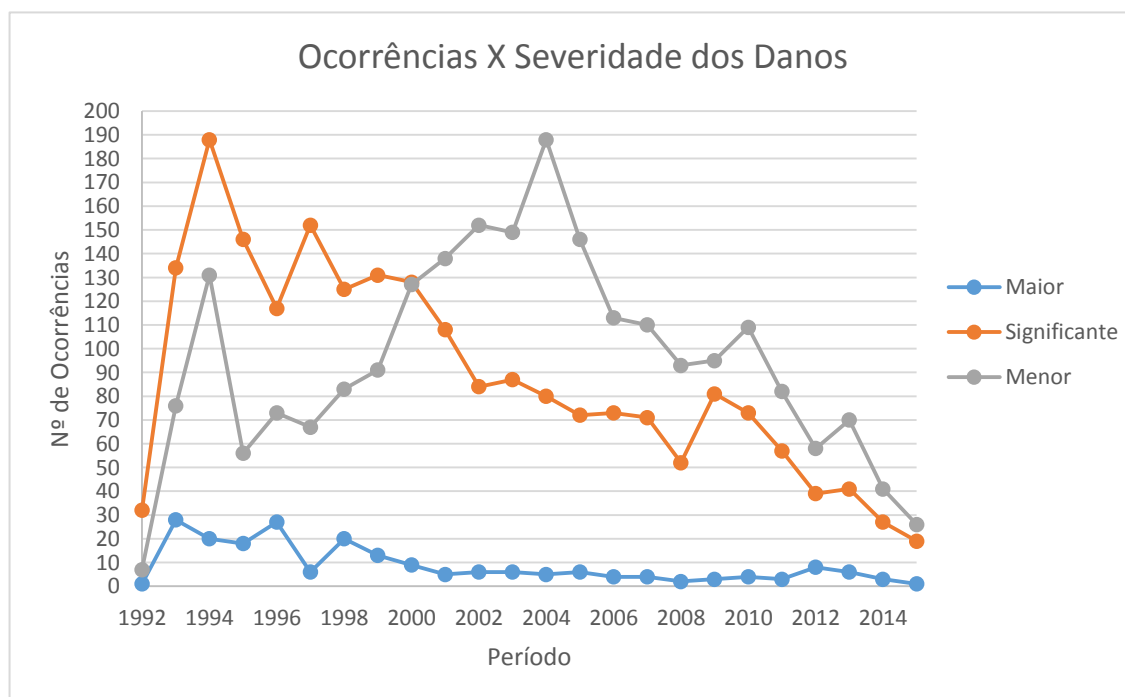


Figura II.10.2.2-1 – Distribuição do total de eventos acidentais por grau de severidade.

Fonte: HSE, 2016.

No total foram computados 4.606 eventos acidentais entre os anos de 1992 e 2015. Conforme pode ser observado nos dados apresentados acima, até o ano 2000 os acidentes com severidade significativa eram dominantes na distribuição dos eventos. A partir do ano 2000 os acidentes com severidade menor passaram a ser dominantes. Além disso, pode ser observada uma clara redução no número de eventos ao longo dos anos, passando de 339 acidentes registrados em 1994 para 46 acidentes registrados em 2015, conforme apresentado no **Figura II.10.2.2-2** a seguir.

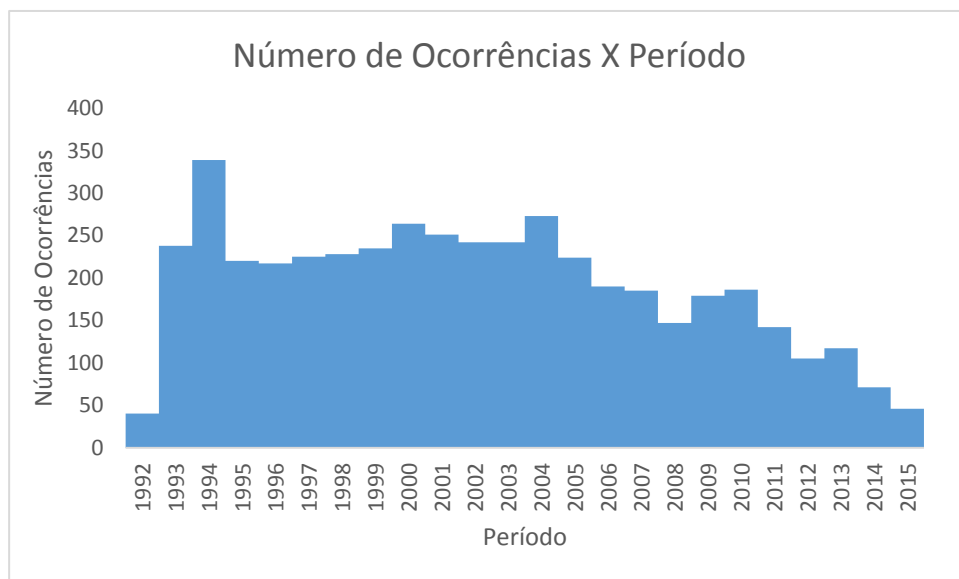


Figura II.10.2.2-2 – Distribuição do total de eventos acidentais por ano.

Fonte: HSE, 2016

O banco de dados HSE (2016) fornece ainda o número de ocorrências por tipo de equipamento, dividido por tamanho do equipamento, e o número de anos operado por cada equipamento, possibilitando extrair a taxa de falhas de cada equipamento.

Na **Tabela II.10.2.2-1** a seguir está apresentado o número de ocorrências, o tempo de operação e a taxa de falha por tipo de equipamento previsto para operação das instalações objeto deste licenciamento, sendo que estes dados foram posteriormente utilizados para definição das frequências de ocorrência por classe de vazamento.

Tabela II.10.2.2-1 – Número de Ocorrências, Tempo de Operação e Taxa de Falhas por Tipo de Equipamento previsto para Operação na Etapa 3.

Tipo de Equipamento	Nº de Ocorrências	Tempo de Operação (ano)	Taxa de Falhas (ocorrências/ano)
Riser Flexível 4" < D ≤ 8"	2	165495	1,2085E-05
Duto Flexível 4" < D ≤ 8"	3	397186	7,5531E-06
Tubulação de Aço 3" < D ≤ 11"	313	5053939	6,1932E-05
Tubulação de Aço D > 11"	89	1447153	6,1500E-05
Válvula de Bloqueio, Atuada 3" < D ≤ 11"	29	58011	4,9991E-04
Válvula de Bloqueio, Atuada D > 11"	10	15413	6,4880E-04
Válvula de Controle, Atuada 3" < D ≤ 11"	54	49501	1,0909E-03
Válvula de Controle, Atuada D > 11"	14	7476	1,8727E-03
Válvula ESDV, Atuada 3" < D ≤ 11"	27	60292	4,4782E-04
Válvula ESDV, Atuada D > 11"	12	15068	7,9639E-04
Válvula de Retenção 3" < D ≤ 11"	6	77220	7,7700E-05
Válvula de Retenção D > 11"	7	10990	6,3694E-04
Válvula de Bloqueio, Manual 3" < D ≤ 11"	66	625941	1,0544E-04
Válvula de Bloqueio, Manual D > 11"	27	60434	4,4677E-04
Árvore de Natal Molhada Pressões entre 5000 e 10000 psi	16	4342	3,6849E-03
Trocador de Calor	30	9447	3,1756E-03
Vaso de Pressão Horizontal / Separador	20	8515	2,3488E-03
Desgaseificador	3	4353	6,8918E-04
Estação de Medição de Óleo	80	1845	4,3360E-02
Tanque de Carga	90	14158	6,3568E-03
Bomba Centrífuga	85	9489	8,9577E-03
Utilidades – Combustível de Aeronaves	13	2999	4,3348E-03

Fonte: HSE, 2016.

II.10.2.3 – PARLOC – The Update of Loss Containment Data for Offshore Pipelines (PARLOC 2003)

O PARLOC (2003) é um relatório com informações de acidentes, coletadas até o fim do ano de 2000. Este banco de dados foi desenvolvido por Mott Macdonald e publicado pelo HSE - *Health and Safety Executive*, IP - *Institute of Petroleum* e UKOOA – *United Kingdom Offshore Operators Association* do Reino Unido.

As informações extraídas desta publicação referem-se principalmente a dados de dutos flexíveis e dutos submarinos rígidos (com até 5 km de extensão e maiores que 5 km).

Este relatório é o 5º já publicado, sendo analisado um total de 1.567 dutos instalados no Mar do Norte, correspondendo a um universo amostral de 24.837 km e uma experiência operacional por ano de 328.858 km de observação.

Os acidentes ocorridos foram analisados e agrupados de acordo com cinco principais fatores, os quais foram considerados importantes para a análise das causas suportando a etapa de análise preliminar dos riscos (APR), conforme apresentado a seguir:

- a) Causa
- b) Localização da tubulação afetada (*riser*, zona de segurança¹ e *mid line*²)
- c) Diâmetro da tubulação
- d) Comprimento da tubulação
- e) Produto transportado

Para a etapa de operação de dutos submarinos rígidos e dutos flexíveis as causas dos acidentes foram agrupadas de acordo com a localização do evento acidental. Desta forma, foram considerados sete locais de ocorrência dos acidentes e uma classe de local desconhecido (outros), a saber:

- a) Plataforma
- b) *Riser*
- c) Zona de Segurança
- d) *Mid Line*
- e) Poço (até 500 m de um poço submarino)
- f) Zona Próxima ao Litoral
- g) Monoboia
- h) Outros

A **Tabela II.10.2.3-1** apresenta a causa dos acidentes registrados para a etapa específica de operação de dutos flexíveis e dutos submarinos rígidos, por local do vazamento.

¹ Referem-se às tubulações com distanciamento menor ou igual a 500 m a partir da plataforma.

² Referem-se às tubulações com distanciamento maior que 500 m da plataforma.

Tabela II.10.2.3-1 – Causas e locais dos acidentes.

Causa	Local do Vazamento							
	Plataforma	Riser	Zona de Segurança	Mid Line	Poço	Zona próxima ao litoral	Monoboia	Outros
Impacto por Âncora	0	0	6	2	1	0	0	0
Impacto	0	0	1	9	3	0	0	0
Corrosão	2	5	5	11	4	0	0	0
Estrutural	0	1	0	1	1	0	0	0
Material	0	4	7	6	4	0	1	0
Naturais	0	0	0	0	0	0	0	0
Outras	0	7	2	7	3	0	0	3
Total	2	17	21	36	16	0	1	3

Fonte: PARLOC, 2003.

Conforme se observa na tabela acima, a área de dutos submarinos com maior registro de acidentes se refere à *mid-line* (área com distanciamento maior que 500 m com relação à plataforma), causados principalmente pelo processo corrosivo e por impactos externos (em sua grande maioria, com navios).

A **Tabela II.10.2.3-2** apresenta o levantamento da distribuição do tamanho dos furos e/ou consequências relacionadas às diversas etapas de operação de dutos submarinos rígidos e dutos flexíveis.

Tabela II.10.2.3-2 – Distribuição dos tipos de consequência por etapa de operação.

Etapa de Operação do Duto Submarino	Número de registros	Consequências					
		Sem vazamento	Com vazamento	Furo de 0 20 mm	Furo de 20 80 mm	Furo de 80 mm ou maior	Porte de furo desconhecido
Em Operação	248	152	96	56	16	21	3
Parada de Operação	17	15	2	0	1	1	0
Em Construção	66	47	19	2	0	16	1
Antes do Comissionamento	12	11	1	1	0	0	0
Teste hidrostático	20	4	16	7	1	7	1
Comissionamento	3	1	2	0	1	1	0
Total	366	230	136	66	19	46	5

Fonte: PARLOC, 2003.

De acordo com a **Tabela II.10.2.3-2**, a maioria dos registros com dutos submarinos (cerca de 63%) em plataformas não acarreta vazamento. Dos vazamentos ocorridos, 66 acidentes (49% aproximadamente) são relativos a furos de até 20 mm e 46 acidentes (34% aproximadamente) são furos maiores que 80 mm, podendo chegar até a ruptura total destas linhas.

II.10.2.4 – PARLOC – Pipeline and Riser Loss of Containment 2001-2012 (PARLOC 2012)

Embora se trate da 6ª publicação do PARLOC – *Pipeline and Riser Loss of Containment*, publicado em março de 2015, o PARLOC (2015) não contempla os dados de PARLOC (2003).

Esta ação foi justificada na presente edição (PARLOC, 2015) devido à falta de informações e atualizações de parte dos acidentes listados até o PARLOC (2003). Desta forma, o escopo do PARLOC (2015) abrange incidentes de perdas de contenção a partir de dutos submarinos rígidos e dutos flexíveis na UKCS, desde o início de 2001 até o final de 2012. Esta edição foi publicada pelo *Energy Institute* de Londres e pelo *Oil & Gas UK*.

Assim, de forma a abranger os dados mais atualizados apresentados pela publicação PARLOC (2003), sem desconsiderar os dados anteriores a 2001, foram apresentados neste relatório os dados do PARLOC (*op.cit.*) e do PARLOC (2015).

A elaboração do PARLOC (2015) foi realizada com base em dois bancos de dados, sendo estes:

- *Infield Systems Ltda. Database for steel and flexible pipelines, e*
- *Oil & Gas UK decommissioning database for control umbilicals.*

Os acidentes de perdas de contenção foram separados em três grupos, sendo estes: dutos submarinos rígidos (85 acidentes), dutos submarinos flexíveis (50 acidentes) e umbilicais de controle (10 acidentes). Além destes, há 15 acidentes de perda de contenção não classificados com o tipo de duto submarino, os quais serão contemplados através de estimativas. O número de acidentes considerando os acidentes não classificados é apresentado na coluna “número estimado” das tabelas apresentadas abaixo.

II.10.2.4.1 – Dutos Submarinos Rígidos

Conforme descrito acima, o banco de dados identificou 85 vazamentos através de dutos submarinos rígidos no período de 2001 a 2012.

A distribuição destes acidentes por diâmetro e comprimento dos dutos submarinos rígidos encontra-se apresentada na **Tabela II.10.2.4.1-1** e na **Tabela II.10.2.4.1-2** abaixo:

Tabela II.10.2.4.1-1 – Dutos Submarinos Rígidos – Número de acidentes por diâmetro.

Diâmetro (polegadas)	Número reportado	Número estimado
$\emptyset \leq 6$	25	32,4
$6 < \emptyset < 10$	25	32,4
$10 < \emptyset < 16$	16	20,9
$\emptyset > 16$	5	7,0
NA	14	-
Total	85	92,7

Fonte: PARLOC, 2012.

Tabela II.10.2.4.1-2 – Dutos Submarinos Rígidos – Número de acidentes por comprimento.

Comprimento (Km)	Número reportado	Número estimado
$C \leq 3$	13	32,4
$3 < C < 10$	23	32,4
$10 < C < 30$	28	20,9
$C > 30$	8	7,0
NA	13	-
Total	85	92,7

Fonte: PARLOC, 2012.

A categorização das causas de falhas é baseada em informações provenientes de operadores e em julgamento da causa primária, uma vez que certos acidentes possuem inúmeras causas. As variadas causas foram agrupadas em cinco classes para a classificação dos acidentes aplicáveis a dutos submarinos rígidos, dutos flexíveis e umbilicais de controle:

- impacto;
- falha no material;
- corrosão/manutenção;
- falha na construção;
- outras.

A **Tabela II.10.2.4.1-3** apresenta a estimativa do número de acidentes por causa e local de ocorrência em dutos submarinos rígidos.

Tabela II.10.2.4.1-3 – Dutos Submarinos Rígidos - Número de acidentes por local e causa.

Causa	Local do Vazamento					Total
	Riser	Zona de Segurança	Midline	Poço	Outros	
Impacto	0,62	0,62	5,74	0,81	2,43	12,0%
Material	7,04	7,13	10,36	2,50	12,75	46,7%
Manutenção	5,93	0,94	1,69	0,85	2,65	14,2%
Construção	0,62	3,12	1,57	2,43	2,43	12,0%
Outras	4,32	1,87	0,52	0,81	5,35	15,1%
Total	21,8%	16,1%	23,4%	8,7%	30,1%	100%

Fonte: PARLOC, 2012.

II.10.2.4.2 – Dutos Flexíveis

Conforme citado anteriormente, foram identificados 50 acidentes com perda de contenção a partir de dutos flexíveis no período de 2001 a 2012.

A distribuição destes acidentes por diâmetro e comprimento do duto flexível encontra-se apresentada na **Tabela II.10.2.4.2-1** e **Tabela II.10.2.4.2-2** abaixo.

Tabela II.10.2.4.2-1 – Dutos Flexíveis – Número de acidentes por diâmetro.

Diâmetro (polegadas)	Número reportado	Número estimado
$\emptyset \leq 4$	8	11,2
$4 < \emptyset < 6$	10	13,8
$6 < \emptyset < 8$	16	21,7
$\emptyset > 8$	6	8,5
NA	10	-
Total	50	55,2

Fonte: PARLOC, 2012.

Tabela II.10.2.4.2-2 – Dutos Flexíveis – Número de acidentes por comprimento.

Comprimento (Km)	Número reportado	Número estimado
C ≤ 1	24	30,9
1 < C < 5	5	6,9
5 < C < 10	8	10,7
C > 10	5	6,9
NA	8	-
Total	50	55,4

Fonte: PARLOC, 2012.

A **Tabela II.10.2.4.2-3** apresenta a estimativa do número de acidentes por causa e local de ocorrência em dutos flexíveis.

Tabela II.10.2.4.2-3 – Dutos Flexíveis - Número de acidentes estimados por local e causa.

Causa	Local do Vazamento					Total
	Riser	Zona de Segurança	Midline	Poço	Outros	
Impacto	0,64	0,49	1,55	2,02	0,65	9,8%
Material	10,85	3,42	1,55	2,02	4,55	41,1%
Manutenção	0,64	0,76	0,52	2,02	0,65	8,4%
Construção	0,64	0,49	0,52	2,02	0,65	7,9%
Outras	9,57	1,46	1,55	2,02	3,25	32,8%
Total	41,0%	12,1%	10,5%	18,5%	17,9%	100%

Fonte: PARLOC, 2012.

II.10.2.4.3 – Umbilical de Controle

Conforme citado anteriormente, foram identificados 10 acidentes com perda de contenção a partir de umbilicais de controle no período de 2001 a 2012.

A distribuição destes acidentes por comprimento do equipamento encontra-se apresentada na **Tabela II.10.2.4.3-1** abaixo.

Tabela II.10.2.4.3-1 – Umbilicais de Controle – Número de acidentes por comprimento.

Comprimento (Km)	Número reportado	Número estimado
C ≤ 10	4	5,3
C > 10	5	6,5
NA	1	-
Total	10	11,8

Fonte: PARLOC, 2012.

A **Tabela II.10.2.4.3-2** apresenta a estimativa do número de acidentes por causa e local de ocorrência em umbilicais de controle.

Tabela II.10.2.4.3-2 – Umbilicais de Controle - Número de acidentes estimados por local e causa.

Causa	Local do Vazamento					
	Riser	Zona de Segurança	Midline	Poço	Outros	Total
Impacto	0,46	0,61	0,46	0,59	1,28	16,6%
Material	0,46	1,82	0,46	0,59	0,43	18,4%
Manutenção	0,46	0,88	0,46	2,93	0,43	25,3%
Construção	0,46	0,61	1,37	0,59	0,43	16,9%
Outras	1,38	1,82	0,46	0,59	0,43	22,9%
Total	15,8%	28,1%	15,6%	25,9%	14,6%	100%

Fonte: PARLOC, 2012.

Conforme pode ser observado, tanto para dutos rígidos submarinos como para dutos flexíveis o local de vazamento mais recorrente é o riser, sendo que a principal causa está relacionada ao material. Esse destaque é válido para os dutos da Etapa 3.

II.10.2.5 – OGP – Riser and Pipeline Release Frequencies

Nesta publicação, de março de 2010, são contemplados dados de frequências de vazamento em *risers* e dutos. Esclarece-se que devido a exploração de petróleo em áreas profundas se tratar de uma área relativamente nova, este banco de dados não apresenta informações específicas para esta zona. No entanto, devido a ausência de dados específicos sobre produção de petróleo em águas profundas, os dados apresentados por esta publicação foram utilizados para análise de vazamentos em *risers* e dutos rígidos e flexíveis. As frequências apresentadas são dadas com base na análise de condutas de transporte de hidrocarbonetos.

Para seções *offshore*, as frequências são dadas para *risers* e dutos rígidos e flexíveis. A análise inclui *risers* de FPSO, TLPs e semissubmersíveis, mas não incluem as tecnologias de águas profundas.

As frequências recomendadas e os dados associados são apresentados a seguir na **Tabela II.10.2.5-1** e as respectivas distribuições de acordo com os registros obtidos na **Tabela II.10.2.5-2** e **Tabela II.10.2.5-3**.

Tabela II.10.2.5-1 – Frequências de falha recomendadas para risers e dutos.

Tubulação	Categoria	Frequência de Falha	Unidade
Dutos submersos: em águas abertas	Óleo ou gás processado, duto com diâmetro $\leq 24''$	$5,1 \times 10^{-5}$	Ocorrências/ano
	Óleo ou gás processado, duto com diâmetro $> 24''$	$1,4 \times 10^{-5}$	Ocorrências/ano
Dutos submersos: cargas externas, causando danos na zona de segurança	Diâmetro $\leq 16''$	$7,9 \times 10^{-4}$	Ocorrências/ano
	Diâmetro $> 16''$	$1,9 \times 10^{-4}$	Ocorrências/ano
Dutos submersos flexíveis	Todos	$2,3 \times 10^{-3}$	Ocorrências/ano
Risers	Aço - diâmetro $\leq 16''$	$9,1 \times 10^{-4}$	Ocorrências/ano
	Aço - diâmetro $> 16''$	$1,2 \times 10^{-4}$	Ocorrências/ano
	Flexível	$6,0 \times 10^{-3}$	Ocorrências/ano

Fonte: OGP, 2010.

Tabela II.10.2.5-2 – Distribuição de tamanho de furo recomendado para Risers e Dutos.

Tamanho do Furo	Duto Submerso	Riser
Pequeno (< 20 mm)	74 %	60 %
Médio (20 a 80 mm)	16 %	15 %
Grande (> 80 mm)	2 %	25 %
Ruptura Total	8 %	

Fonte: OGP, 2010.

Tabela II.10.2.5-3 – Distribuição do Local de Vazamento para Risers.

Local de Vazamento	Distribuição
Acima do nível da água	20 %
Splash Zone	50 %
Submerso	30 %

Fonte: OGP, 2010.

As frequências e distribuições apresentadas para *risers* e dutos *offshore* são derivadas de uma reavaliação da DNV dos dados apresentados por PARLOC (2001).

Os mecanismos de falha variam de acordo com a fonte causadora da falha. A **Tabela II.10.2.5-4** apresenta a contribuição de cada mecanismo de falha para a frequência geral de ocorrências em dutos *offshore*, sendo na **Tabela II.10.2.5-5** apresentada a distribuição das ocorrências por dimensão do vazamento, para dutos submarinos e risers.

Tabela II.10.2.5-4 – Distribuição dos mecanismos de falha para dutos offshore .

Mecanismos de Falha	Distribuição das Falhas
Corrosão	36 %
Material	13 %
Danos causados por cargas externas	38 %
Danos na construção	2 %
Outros	11 %

Fonte: OGP, 2010.

Tabela II.10.2.5-5 – Distribuição das ocorrências por dimensão do vazamento em dutos offshore.

Tamanho do Furo	Porcentagem das Ocorrências	
	Dutos Submarinos	Risers
Pequeno (< 20 mm)	74%	60%
Médio (20 a 80 mm)	16%	14%
Grande (> 80 mm)	2%	26%
Ruptura total	8%	0%

Fonte: OGP, 2010.

Como pode ser observado o maior número de ocorrências registrados na base de dados está relacionado aos dutos submersos flexíveis, seguido por ocorrências em *risers* rígidos e impactos mecânicos na zona de segurança em dutos de menor porte. As causas mais frequentes de falhas são os impactos com cargas externas e corrosão, configurando-se como modos de falha mais críticos.

II.10.2.6 – Incidentes de Poluição por óleo nas atividades de E&P da PETROBRAS

A **Tabela II.10.2.6-1** apresenta um resumo dos dados históricos de incidentes de poluição por óleo ocorridos nas atividades marítimas de E&P da PETROBRAS ao longo da costa brasileira, bem como aqueles ocorridos nas atividades de apoio tais como transferências de produtos para as plataformas e operações de embarcações em píeres, no período de 2001 a setembro/2015.

Esclarece-se que os dados apresentados não incluem os incidentes de descartes de óleo contido em água produzida descartada fora de especificação nas plataformas de produção nos anos de 2013 e 2014, os quais foram comunicados como incidentes de descarga.

Tabela II.10.2.6-1 – Resumo dos dados históricos de incidentes de poluição por óleo ocorridos entre 2001 e setembro/2015 nas atividades de E&P da PETROBRAS na costa brasileira.

Ano	Número total de ocorrências	Volume total (m ³)	Volume médio (m ³)	Número de ocorrências maiores que 0,159 m ³	Volume (m ³) das ocorrências maiores que 0,159 m ³	Ano
2001	34	1.387,95	40,82	21	1387,70	2001
2002	8	10,2	1,28	5	10,14	2002
2003	36	18,58	0,52	13	18,06	2003
2004	34	8,24	0,24	9	7,52	2004
2005	25	38,64	1,55	4	37,91	2005
2006	32	27,70	0,87	32	27,7	2006
2007	29	30,52	1,05	11	29,9	2007
2008	25	2,32	0,09	6	1,58	2008
2009	42	4,42	0,11	4	3,44	2009
2010	65	26,27	0,40	7	24,93	2010
2011	67	7,32	0,11	9	6,16	2011
2012	96	28,21	0,29	9	26,95	2012
2013	75	11,22	0,15	12	9,95	2013
2014	96	8,51	0,09	11	6,07	2014
2015 (até set)	57	14,04	0,25	5	12,85	2015 (até set)

2001: Resultados significativamente impactados por ocorrência na Bacia de Campos (1.350 m³, decorrentes do naufrágio da plataforma P-36)
 2005: Resultados significativamente impactados por ocorrência na malha submarina da Bacia de Campos (30 m³)
 2010: Resultados significativamente impactados por ocorrência na Bacia de Campos (20 m³, devidos a falha no processo de tratamento e descarte de água produzida na plataforma P-48)
 2012: Resultados significativamente impactados por ocorrência na Bacia de Santos (18,18 m³, decorrentes de quebra de riser no FPSO Dynamic Producer)
 2013 e 2014: Não estão incluídas as ocorrências de descarte de óleo contido em água produzida descartada fora de especificação que, naqueles, anos foram comunicadas como incidentes de descarga.
 2015: Resultados significativamente impactados por ocorrência no litoral de Sergipe (7,0 m³ em duto submarino próximo à plataforma PCM-06)

Fonte: PETROBRAS, 2015.

Nos dados apresentados não estão incluídos nos anos de 2013 e 2014 as ocorrências de descarte de óleo em água produzida descartada em plataformas acima do limite estabelecido pela Resolução CONAMA 393, tanto em situações em que o limite diário foi excedido quanto em situações em que o limite mensal foi excedido.

Tais ocorrências são comunicadas à ANP como “descarte”, por definição daquela Agência, ao passo que essas mesmas ocorrências são comunicadas ao IBAMA como descontrole de processo, por definição deste último.

Nos anos de 2013 e 2014, para garantia de consistência de informações prestadas aos órgãos reguladores, a PETROBRAS optou por informar como “descarte” também ao IBAMA aquelas ocorrências.

Posteriormente, a partir de orientação recebida do IBAMA, essas ocorrências deixaram de ser comunicadas ao órgão ambiental como descarga, embora continuem a ser comunicadas à ANP como tal, o que pode gerar aparente inconsistência de informações entre esses dois órgãos.

Destaca-se, inicialmente, que os volumes indicados na **Tabela II.10.2.6-1** foram em grande parte influenciados por ocorrências isoladas, em diferentes instalações e operadas por diferentes equipes, evidenciando que não se tratam de incidentes sistêmicos, ainda que mereçam toda atenção.

Esta conclusão é consistente com as observações apresentadas em 2015 pela IOGP (*International Association of Oil and Gas Producers*), que em seu relatório de desempenho ambiental de 2014 registra que 74% das ocorrências foram menores que um barril. Na PETROBRAS, no mesmo ano, este número correspondeu a 83,8%.

A confirmar o acima exposto, verifica-se que o volume médio de óleo derramado por ocorrência apresenta tendência de queda desde 2005, à exceção do ano de 2010, 2012 e 2015 nos quais, três ocorrências (uma em cada um dos anos citados) impactaram significativamente os resultados, como indicado na tabela anterior. A **Figura II.10.2.6-1** ilustra a descrição acima.

Excluídas estas ocorrências, tem-se que a média de volume derramado por ocorrência mantém-se bastante baixa e, a partir de 2008 (inclusive) todas as médias estariam abaixo de um barril (0,159 m³).

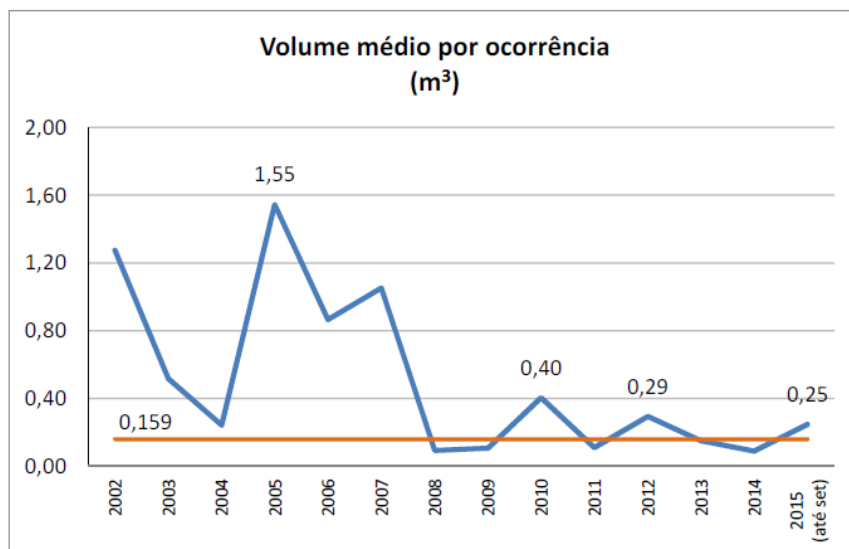


Figura II.10.2.6-1 – Volume médio por ocorrência.

Fonte: PETROBRAS, 2015.

Da mesma forma, excluídas as ocorrências mais significativas, verifica-se que a média de volume derramado por ocorrência é significativamente reduzida, comprovando o anteriormente afirmado, acerca da concentração de grandes volumes em pequeno número de ocorrências (**Figura II.10.2.6-2**).

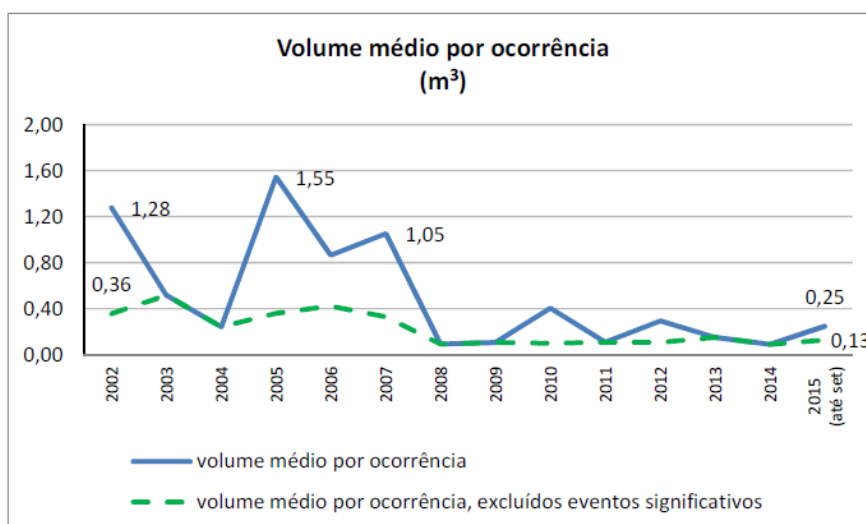


Figura II.10.2.6-2 – Volume médio por ocorrência, com e sem eventos mais significativos.

Fonte: PETROBRAS, 2015.

Analisando-se a distribuição das ocorrências no período 2001-2015 (até setembro), excluídas as ocorrências de descarte de óleo contido em água produzida descartada fora de especificação nas plataformas, verifica-se que 90% das ocorrências são menores que um barril, confirmando a constatação histórica de que a maioria das ocorrências resulta em baixos volumes.

Os incidentes mais significativos de vazamento de óleo nesta década (2010 a 2015 – até setembro), excluídas as ocorrências de descarte de óleo contido em água produzida descartada fora de especificação nas plataformas foram:

- 06/2010 – Desconexão de mangote de transferência na P-47 (1,58 m³), na Bacia de Campos;
- 01/2012 – Descarga decorrente da quebra do EPR (*Early Production Riser*) do FPSO *Dynamic Producer* no BMS-9 (18,18 m³), na Bacia de Santos;
- 02/2012 – Descarga na linha de interligação da saída de óleo com a saída de água de separador de produção da P-43, Bacia de Campos (5,0 m³);
- 02/2012 – Descarga durante teste de formação no NS-32, no campo de Lula, na Bacia de Santos (2,2 m³);
- 03/2013 – Descarga pelo mangote de transferência durante a operação com o navio aliviador Cartola junto à P-37, Bacia de Campos, (2,05 m³);
- 08/2013 – Descarga de óleo diesel durante abastecimento de embarcação no porto do Rio de Janeiro (3,0 m³);
- 03/2015 – Descarga de petróleo em oleoduto que interliga a P-56 à P-38, Bacia de Campos (2,361 m³);
- 04/2015 – Descarga de petróleo devido a furo em oleoduto submarino que interliga as plataformas PCM-06 e PCM-05, litoral de Sergipe (7,0 m³);
- 07/2015 – Descarga de óleo para o mar durante manobras de preparação para o *offloading* na plataforma P-58 (3,084 m³), na Bacia do Espírito Santo.

O ano de 2012 mostrou-se particularmente atípico e as três ocorrências citadas acima (FPSO *Dynamic Producer*, P-43 e NS-32) foram responsáveis por 25,38 m³(89,9%) do total de óleo derramado no mar na atividade de E&P.

Situação semelhante voltou a ocorrer em 2015, em que três ocorrências (4,6% das ocorrências) totalizaram 12,45 m³, respondendo por 79,6% do volume total derramado.

Analisando-se a distribuição das ocorrências no período 2001-2015 (até setembro), excluídas as ocorrências de descarte de óleo contido em água produzida descartada fora de especificação nas plataformas, verifica-se que 80% das ocorrências no mar são menores que um barril. Nesta década (2011 a 2015) este percentual sobe para 88%.

Novamente, esses incidentes confirmam a constatação histórica de que poucas ocorrências concentram grande parte do volume derramado, ao passo que a maioria das ocorrências resulta em baixos volumes.

Ao se analisar a evolução do número de ocorrências, é importante considerar o aumento da atividade de E&P em termos de produção e do número de Unidades Marítimas, embarcações em operação e malha de dutos submarinos.

Em que pese este aumento da atividade, verifica-se tendência de queda no volume absoluto (**Figura II.10.2.6-3**), assim como no volume médio de óleo derramado por ocorrência (**Figura II.10.2.6-1**).

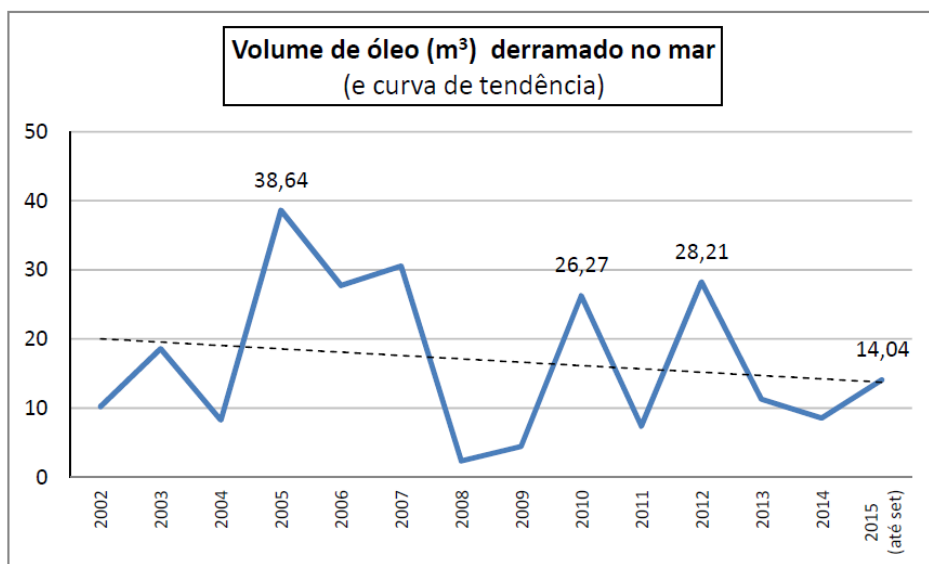


Figura II.10.2.6-3 – Volume derramado no mar (m³) e curva de tendência.

Fonte: PETROBRAS, 2015.

Considerada a classificação utilizada no Brasil para definição de volumes pequenos, médios e grandes, no período de 2001 a 2015, apenas cinco ocorrências podem ser classificadas como médias e uma como grande (P-36, em 2001). Todas as demais são consideradas descargas pequenas.

Nos últimos cinco anos, à exceção de uma ocorrência na Bacia de Santos, em 2012, todas as demais podem ser classificadas como “descargas pequenas” (menores que 8,0 m³).

A maior parte da região atingida por estas ocorrências é em mar aberto, além de 12 milhas náuticas da costa e distante de áreas sensíveis.

Em função do exposto, excluindo-se as ocorrências consideradas como pontos fora da curva e, considerando-se os pequenos volumes vazados, o espaçamento temporal e geográfico entre as ocorrências, a tendência de redução dos volumes derramados e das médias de volumes por ocorrência, associados às características do produto derramado, do ambiente atingido e das ações de resposta executadas, os impactos ambientais potenciais podem ser caracterizados como de baixa magnitude, locais e temporários.

II.10.3 – Identificação dos cenários acidentais

Para a identificação dos cenários acidentais do Projeto Etapa 3 foram avaliados os FPSOs e os gasodutos do tipo flexível / rígido acoplado que serão operados nesta etapa, sendo estes representativos para os projetos de Desenvolvimento da Produção (DP).

Os perigos foram identificados através da técnica de Análise Preliminar de Riscos (APR), cujo detalhamento está mostrado no tópico a seguir. Assim, foram identificadas todas as hipóteses acidentais passíveis de evoluir para situações com vazamento de óleo ou outros produtos químicos para o ambiente.

II.10.3.1 – Análise Preliminar de Riscos

A Análise Preliminar de Riscos (APR) é uma técnica estruturada que tem por objetivo identificar as situações de risco possíveis de ocorrência em uma instalação, permitindo uma análise crítica dos sistemas de segurança existentes.

Para cada situação de risco discutida na APR são levantadas suas possíveis causas, seus respectivos efeitos (consequências) e as salvaguardas já presentes para detecção e atuação emergencial, sendo classificados os riscos com base em uma matriz de risco que relaciona severidade dos danos e frequência esperada de ocorrência da situação de risco em análise. Sempre que necessário são apresentadas recomendações para redução e/ou controle das situações de risco identificadas. Os resultados estão apresentados em uma planilha.

Para a classificação dos riscos com base na severidade dos danos e frequência esperada de ocorrência foram utilizadas as categorias apresentadas na Norma PETROBRAS N-2782.

A **Figura II.10.3.1-1** apresenta um exemplo da planilha de APR utilizada para identificar os perigos das atividades dos gasodutos e FPSOs analisados, cujos campos estão descritos na sequência.


				Instalação:			Revisão:	
Título:				Sistema:			Data:	
Subsistema:				Documentos:				
Trecho de Análise:								
Cenário	Perigo	Causas	Efeitos	Deteccção (D) e Salvaguarda (S)	Frequência	Severidade	Risco	Observações (O) / Recomendações (R)

Figura II.10.3.1-1 – Modelo da Planilha da APR.

Fonte: Elaborado pelo autor.

Definições

- Sistema: Etapa do processo analisada;
- Perigo: Evento que define a hipótese acidental e está normalmente associado a uma ou mais condições com potencial de causar danos às pessoas, ao patrimônio ou ao meio ambiente;
- Causas: Fatos geradores dos eventos acidentais descritos na coluna “Perigo”, que geralmente estão associados à ocorrência de falhas intrínsecas em equipamentos ou com a execução de procedimentos errados/inadequados (falhas operacionais/erros humanos);
- Efeitos: Possíveis consequências associadas a um determinado perigo;
- Detecções/Salvaguardas: Meio ou instrumentos de detecção de vazamentos ou das tipologias acidentais provindas dos vazamentos. Salvaguarda: qualquer dispositivo, sistema ou ação capaz de interromper a cadeia de eventos que ocorre a partir de um evento iniciador (causa do desvio), diminuindo a probabilidade de ocorrência do cenário indesejável (distúrbio operacional, perda de contenção, acidente);
- Categoria de Frequência: Frequência de ocorrência das causas dos perigos identificados. Foram adotadas as categorias definidas na Norma PETROBRAS N-2782 e apresentadas no **Quadro II.10.3.1-1**;
- Categoria de Severidade: Graduação qualitativa do efeito associado ao cenário acidental, de acordo com a classificação apresentada no **Quadro II.10.3.1-2**, retirada da Norma PETROBRAS N-2782;
- Categorização do Risco: Relação estabelecida entre os níveis definidos de frequência e consequência de um determinado risco, de acordo com a matriz de risco estabelecida na Norma PETROBRAS N-2782 e apresentada no **Quadro II.10.3.1-3**;
- Observações (O) / Recomendações (R): Observações pertinentes ao risco e respectivos cenários acidentais, sistemas de segurança existentes ou recomendações para o gerenciamento dos riscos associados, de forma a minimizá-los;
- Cenário: Número sequencial do perigo identificado nas linhas.

Com relação aos perigos identificados na Análise Preliminar de Perigos, estes foram classificados em classes de vazamentos para substâncias líquidas, tendo sido consideradas as classes de pequena liberação, média liberação e grande liberação.

As classes de vazamento consideradas foram associadas ao volume estimado para vazamento na hipótese acidental em análise, não tendo relação direta com o tamanho do evento que ocasionou o vazamento (furo/fissura, trica ou ruptura), denominado neste relatório como classes das causas.

Para determinação do volume esperado de vazamento atrelado a cada classe de vazamento foram adotados os volumes estabelecidos na Resolução CONAMA 398 (2008) para cenários de descarga pequena, descarga média e descarga de pior caso, sendo:

- **Pequena liberação:** volume vazado de até 8 m³ (relativo ao volume de descarga pequena estabelecido na Resolução CONAMA 398 (2008));
- **Média liberação:** volume vazado entre 8 m³ e 200 m³ (relativo ao volume de descarga média estabelecido na Resolução CONAMA 398 (2008));
- **Grande liberação:** volume vazado acima de 200 m³ (relativo ao volume de descarga de pior caso estabelecido na Resolução CONAMA 398 (2008)).

Esclarece-se que para cada hipótese acidental analisada foi indicado na coluna “causas” as classes das causas (furo/fissura, trinca ou ruptura) que podem ocasionar a classe de vazamento em análise (pequena liberação, média liberação ou grande liberação), tendo sido esta informação utilizada durante a etapa de estimativa das frequências. Para cada hipótese acidental pode haver mais de uma classe de causas que pode levar à ocorrência da mesma.

Com relação às frequências de ocorrência, o **Quadro II.10.3.1-1** mostra as frequências de ocorrência apresentadas na Norma PETROBRAS N-2782 (2015), as quais foram adotadas durante a Análise Preliminar de Perigos.

Quadro II.10.3.1-1 – Categorias de Frequência.

Categoria		Descrição
A	Extremamente Remota	Possível mas sem referências na indústria
B	Remota	Não esperado ocorrer, apesar de haver referências em instalações similares na indústria
C	Pouco Provável	Pouco provável de ocorrer durante a vida útil de um conjunto de instalações similares
D	Provável	Possível de ocorrer uma vez durante a vida útil da instalação
E	Frequente	Possível de ocorrer muitas vezes durante a vida útil da instalação

Fonte: N-2782

Para graduação qualitativa do efeito associado ao cenário acidental, foi utilizada a Norma PETROBRAS N-2782, cujo detalhamento de categorização é apresentada no **Quadro II.10.3.1-2**.

Quadro II.10.3.1-2 – Categorias de Severidade utilizadas nas classificações dos cenários acidentais.

Tipo de ambiente (água)	Categoria de severidade	Volume vazado (V) em m ³ , conforme grau API			
		API ≥ 45	35 ≤ API < 45	17,5 ≤ API < 35	API < 17,5
1 Regiões oceânicas	V Catastrófica	≥ 1 000	≥ 700	≥ 400	≥ 200
	IV Crítica	100 ≤ V < 1 000	80 ≤ V < 700	40 ≤ V < 400	20 ≤ V < 200
	III Média	5 ≤ V < 100	4 ≤ V < 80	2 ≤ V < 40	1 ≤ V < 20
	II Marginal	0,5 ≤ V < 5	0,4 ≤ V < 4	0,2 ≤ V < 2	0,1 ≤ V < 1
	I Desprezível	V < 0,5	V < 0,4	V < 0,2	V < 0,1
2 Regiões costeiras	V Catastrófica	≥ 500	≥ 350	≥ 200	≥ 100
	IV Crítica	50 ≤ V < 500	35 ≤ V < 350	20 ≤ V < 200	10 ≤ V < 100
	III Média	4 ≤ V < 50	2 ≤ V < 35	1 ≤ V < 20	0,5 ≤ V < 10
	II Marginal	0,4 ≤ V < 4	0,2 ≤ V < 2	0,1 ≤ V < 1	0,05 ≤ V < 0,5
	I Desprezível	V < 0,4	V < 0,2	V < 0,1	V < 0,05
3 Rios caudalosos (águas lóticas)	V Catastrófica	≥ 250	≥ 175	≥ 100	≥ 50
	IV Crítica	25 ≤ V < 250	17,5 ≤ V < 175	10 ≤ V < 100	5 ≤ V < 50
	III Média	2,5 ≤ V < 25	1,75 ≤ V < 17,5	1 ≤ V < 10	0,5 ≤ V < 5
	II Marginal	0,25 ≤ V < 2,5	0,175 ≤ V < 1,75	0,1 ≤ V < 1	0,05 ≤ V < 0,5
	I Desprezível	V < 0,25	V < 0,175	V < 0,1	V < 0,05
4 Águas interiores (águas lânticas tais como lagoas, baías, rios não caudalosos etc.)	V Catastrófica	≥ 50	≥ 35	≥ 20	≥ 10
	IV Crítica	5 ≤ V < 50	3,5 ≤ V < 35	2 ≤ V < 20	1 ≤ V < 10
	III Média	0,5 ≤ V < 5	0,35 ≤ V < 3,5	0,2 ≤ V < 2	0,1 ≤ V < 1
	II Marginal	0,05 ≤ V < 0,5	0,035 ≤ V < 0,35	0,02 ≤ V < 0,2	0,01 ≤ V < 0,1
	I Desprezível	V < 0,05	V < 0,035	V < 0,02	V < 0,01

Fonte: N-2782.

Esclarece-se que para os acidentes com óleo foi considerada a severidade para regiões oceânicas de grau API do óleo cru na faixa de 17,5 a 35. Para os acidentes envolvendo vazamento de gás, querosene de aviação (QAV), produtos

químicos e óleo diesel foi considerada a severidade para regiões oceânicas e grau API na faixa de 35 a 45 (faixa do grau API do óleo diesel).

A categorização dos riscos foi estabelecida de acordo com a matriz de risco estabelecida por PETROBRAS (2015) e apresentada no **Quadro II.10.3.1-3**.

Quadro II.10.3.1-3 – Matriz de risco.

					Categorias de frequência						
					A Extremamente remota	B Remota	C Pouco provável	D Provável	E Frequente		
		Descrição / características				Possível mas sem referências na indústria	Não esperado ocorrer, apesar de haver referências em instalações similares na indústria	Pouco provável de ocorrer durante a vida útil de um conjunto de instalações similares	Possível de ocorrer uma vez durante a vida útil da instalação	Possível de ocorrer muitas vezes durante a vida útil da instalação	
		Pessoas	Patrimônio / continuidade operacional	Meio ambiente (ver Nota 1)	Imagem						
Categorias de Severidade das Consequências	V	Catastrófica	Múltiplas fatalidades intramuros ou fatalidade extramuros (ver Nota 2)	Danos catastróficos podendo levar à perda da instalação industrial	Danos catastróficos	Repercussão internacional	M	M	NT	NT	NT
	IV	Crítica	Fatalidade intramuros ou lesões graves extramuros (ver Nota 3)	Danos severos a sistemas / equipamentos (reparação lenta)	Danos severos	Repercussão nacional	T	M	M	NT	NT
	III	Média	Lesões graves intramuros ou lesões leves extramuros	Danos moderados a sistemas / equipamentos	Danos moderados	Repercussão regional	T	T	M	M	NT
	II	Marginal	Lesões leves	Danos leves a sistemas / equipamentos	Danos leves	Repercussão local	T	T	T	M	M
	I	Desprezível	Sem lesões ou no máximo casos de primeiros socorros	Danos leves a equipamentos sem comprometimento da continuidade operacional	Danos insignificantes	Repercussão insignificante	T	T	T	T	M

Fonte: N-2782.

Legenda:

Categoria de Risco	Descrição
Tolerável (T)	Não há necessidade de medidas adicionais. A monitoração é necessária para assegurar que os controles sejam mantidos.
Moderado (M)	Controles adicionais devem ser avaliados com o objetivo de obter-se uma redução dos riscos e implementados aqueles considerados praticáveis (região ALARP - "As Low As Reasonably Practicable").
Não Tolerável (NT)	Os controles existentes são insuficientes. Métodos alternativos devem ser considerados para reduzir a probabilidade de ocorrência ou a severidade das consequências, de forma a trazer os riscos para regiões de menor magnitude de riscos (regiões ALARP ou tolerável).

Com base nas planilhas de APR apresentadas, foram elaboradas as matrizes de risco para as fases de instalação dos sistemas de produção e escoamento e de operação dos FPSOs Teórico e Replicante e dos gasodutos flexível / rígido acoplado, as quais seguem apresentadas abaixo (**Quadro II.10.3.1-4 a Quadro II.10.3.1-6**).

Quadro II.10.3.1-4 – Matriz de risco para a fase de instalação dos sistemas de produção e escoamento.

Matriz de risco		Frequência					Total
		A Extremamente Remota	B Remota	C Pouco Provável	D Provável	E Frequente	
Severidade	V - Catastrófica		1				1 – 25%
	IV - Crítica						0 - 0%
	III – Média						0 – 0%
	II - Marginal	1		1			2 – 50%
	I - Desprezível		1				1 – 25%
Total		1 – 25%	2 – 50%	1 – 25%	0 - 0%	0 - 0%	4 – 100%

Fonte: N-2782

Para a fase de instalação dos sistemas de produção e escoamento a hipótese com maior severidade dos danos está relacionada ao rompimento de tanques de carga da embarcação de instalação, com frequência remota de ocorrência. Já a hipótese de maior frequência relativa (pouco provável) está associada a acidentes durante abastecimento de embarcações, porém com severidade marginal.

Ou seja, a análise qualitativa mostra que o cenário acidental identificado com maior frequência relativa tem menor severidade (risco tolerável), e o que tem maior severidade possui menor frequência relativa (moderado risco).

Quadro II.10.3.1-5 – Matriz de risco para a fase de operação dos FPSOs Teóricos.

Matriz de risco		Frequência					Total
		A Extremamente Remota	B Remota	C Pouco Provável	D Provável	E Frequente	
Severidade	V - Catastrófica	2					2 - 7%
	IV - Crítica	1	3				4 - 15%
	III – Média		6	1			7 - 26%
	II - Marginal		2	1			3 - 11%
	I - Desprezível		2	3	6		11 - 41%
Total		3 - 11%	13 - 48%	5 - 19%	6 - 22%	0 - 0%	27 - 100%

Fonte: N-2782

Quadro II.10.3.1-6 – Matriz de risco para a fase de operação dos FPSOs Replicantes.

Matriz de risco		Frequência					Total
		A Extremamente Remota	B Remota	C Pouco Provável	D Provável	E Frequente	
Severidade	V - Catastrófica	2					2 - 8%
	IV - Crítica	1	3				4 - 15%
	III – Média		4	1			5 - 19%
	II - Marginal		3	1			4 - 15%
	I - Desprezível		2	3	6		11 - 43%
Total		3 - 12%	12 - 46%	5 - 19%	6 - 23%	0 - 0%	26 - 100%

Fonte: N-2782

A análise qualitativa dos cenários acidentais dos FPSOs, tanto Replicantes como Teóricos, permite concluir que maioria (cerca de 77%) das hipóteses acidentais levantadas são classificadas com risco tolerável, sendo que as demais hipóteses têm risco classificado como moderado.

Dentre os riscos com classificação moderada, um terço está associado a eventos de severidade catastrófica, entretanto com a frequência de ocorrência extremamente remota, sendo esta oriunda de eventos de afundamento e adernamento do FPSO.

As hipóteses acidentais relacionadas a liberação de petróleo durante a elevação e a média liberação de petróleo durante o *offloading* compõem o restante dos riscos moderados, com severidade crítica e frequência remota (hipóteses de média e grande liberação na elevação, bem como de média liberação no offloading) e severidade média e frequência pouco provável

(hipótese de pequena liberação na elevação). Não foram registrados eventos com risco intolerável.

Quadro II.10.3.1-7 – Matriz de risco para a fase de operação dos gasodutos flexível / rígido acoplado

Matriz de risco		Frequência					Total
		A Extremamente Remota	B Remota	C Pouco Provável	D Provável	E Frequente	
Severidade	V - Catastrófica	-	-	-	-	-	0 - 0%
	IV - Crítica	-	-	-	-	-	0 - 0%
	III - Média	-	-	-	-	-	0 - 0%
	II - Marginal	-	-	-	-	-	1 - 34%
	I - Desprezível	-	2	-	-	-	2 - 66%
Total		0 - 0%	2 - 100%	0 - 0%	0 - 0%	0 - 0%	3 - 100%

Fonte: N-2782

Para a fase de operação dos gasodutos foram identificados dois cenários acidentais, sendo estes relativos ao trecho entre o FPSO e a ESDV submarina e entre a ESDV submarina e o gasoduto existente, incluso estruturas submarinas (PLEM, PLET, ILT, ILY e *spool*). Ambos os cenários foram classificados com frequência remota e consequência desprezível, uma vez que estão associados a liberação de gás, sendo os riscos classificados como toleráveis.

II.10.3.2 – Perigos Identificados

Os eventos identificados na APR estão associados a liberações de óleo, produtos químicos, QAV, óleo diesel e gás, nos trechos com as condições operacionais semelhantes entre equipamentos.

As Planilhas de APR, tanto para a fase de instalação de FPSOs e gasodutos como de operação dos mesmos, estão disponíveis no **Anexo II.10.3.2-1** deste EIA. Neste anexo também estão disponíveis os fluxogramas relativos aos subsistemas avaliados. Abaixo estão detalhadas as hipóteses acidentais identificadas. Na seção seguinte é apresentada a quantificação das frequências somente para as situações que envolvem vazamento de óleo no mar, ou seja, as quais foram consideradas para o cálculo dos riscos.

O **Quadro II.10.3.2-1** apresenta as hipóteses acidentais identificadas para a etapa de operação dos FPSOs Teóricos.

Quadro II.10.3.2-1 – Perigos identificados para a etapa de operação dos FPSOs Teóricos.

Hipótese	Descrição
1	Pequeno vazamento de óleo desde a ANM (Árvore de Natal Molhada) dos poços de extração, incluindo as linhas, até a SDV de chegada do FPSO (<i>topside</i>).
2	Médio vazamento de óleo desde a ANM (Árvore de Natal Molhada) dos poços de extração, incluindo as linhas, até a SDV de chegada do FPSO (<i>topside</i>).
3	Grande vazamento de óleo desde a ANM (Árvore de Natal Molhada) dos poços de extração, incluindo as linhas, até a SDV de chegada do FPSO (<i>topside</i>).
4	Pequena liberação de diesel desde a bomba de serviço, passando pela linha de serviço até a Árvore de Natal Molhada (ANM).
5	Média liberação de diesel desde a bomba de serviço, passando pela linha de serviço até a Árvore de Natal Molhada (ANM).
6	Pequeno vazamento de óleo desde a SDV de chegada do FPSO até os tanques de carga, passando pelo separador de água livre, pelos pré-aquecedores óleo-óleo, pelos aquecedores de óleo, pelo vaso de <i>flash</i> , pelo pré-tratador eletrostático, pelo desgaseificador de baixa pressão, pelo tratador eletrostático e pela medição do óleo.
7	Médio vazamento de óleo desde a SDV de chegada do FPSO até os tanques de carga, passando pelo separador de água livre, pelos pré-aquecedores óleo-óleo, pelos aquecedores de óleo, pelo vaso de <i>flash</i> , pelo pré-tratador eletrostático, pelo desgaseificador de baixa pressão, pelo tratador eletrostático e pela medição do óleo.
8	Pequeno vazamento de óleo dos tanques de carga do FPSO.
9	Grande vazamento de óleo dos tanques de carga do FPSO.
10	Pequeno vazamento de óleo desde o FPSO até o navio aliviador, incluindo sistema de bombeamento, estações de alívio e mangotes de transferência.
11	Médio vazamento de óleo desde o FPSO até o navio aliviador, incluindo sistema de bombeamento, estações de alívio e mangotes de transferência.
12	Pequeno vazamento de óleo desde o <i>manifold</i> de teste do FPSO até os tanques de carga, passando pelo aquecedor de testes, pelo separador de testes, pelos pré-aquecedores óleo-óleo, pelos aquecedores de óleo, pelo vaso de <i>flash</i> , pelo pré-tratador eletrostático, pelo desgaseificador de baixa pressão, pelo tratador eletrostático e pela medição do óleo.
13	Médio vazamento de óleo desde o <i>manifold</i> de teste do FPSO até os tanques de carga, passando pelo aquecedor de testes, pelo separador de testes, pelos pré-aquecedores óleo-óleo, pelos aquecedores de óleo, pelo vaso de <i>flash</i> , pelo pré-tratador eletrostático, pelo desgaseificador de baixa pressão, pelo tratador eletrostático e pela medição do óleo.
14	Pequena liberação de óleo devido a grande liberação de água produzida fora de especificação (pequena concentração de óleo) no tanque <i>offspec</i> (tanque de água produzida fora de especificação).

(Continua)

Quadro II.10.3.2-1 (Conclusão)

Hipótese	Descrição
15	Pequena liberação de óleo devido a pequena liberação de água produzida fora de especificação (pequena concentração de óleo) desde os estágios de separação da água associada ao óleo até o descarte, passando pelo <i>Skim Vessel</i> , seguido dos hidrociclones até os flutuadores.
16	Pequena liberação de óleo devido a grande liberação de água oleosa (pequena concentração de óleo) no tanque <i>Slop</i> .
17 e 18	Pequena liberação de produto químico durante o recebimento, armazenamento e adição de produtos químicos nos sistemas do FPSO.
19	Pequena liberação de produto químico desde o FPSO até a ANM dos Poços.
20 e 21	Pequeno vazamento de óleo diesel na estação de recebimento ou nos tanques de estocagem de óleo diesel (<i>MGO Storage Tank</i>) e utilidades
22, 23 e 24	Pequeno vazamento de QAV no armazenamento e sistema de abastecimento de aeronaves.
25	Pequeno vazamento de QAV durante a aproximação ou decolagem de aeronaves
26 e 27	Grande vazamento de óleo a partir do FPSO

Fonte: Elaborado pelo autor.

O **Quadro II.10.3.2-2** apresenta as hipóteses acidentais identificadas para a etapa de operação dos FPSOs Replicantes.

Quadro II.10.3.2-2 – Perigos identificados para a etapa de operação dos FPSOs Replicantes.

Hipótese	Descrição
1	Pequeno vazamento de óleo desde a ANM (Árvore de Natal Molhada) dos poços de extração, incluindo as linhas, até a SDV de chegada do FPSO (<i>topside</i>).
2	Médio vazamento de óleo desde a ANM (Árvore de Natal Molhada) dos poços de extração, incluindo as linhas, até a SDV de chegada do FPSO (<i>topside</i>).
3	Grande vazamento de óleo desde a ANM (Árvore de Natal Molhada) dos poços de extração, incluindo as linhas, até a SDV de chegada do FPSO (<i>topside</i>).
4	Pequena liberação de diesel desde a bomba de serviço, passando pela linha de serviço até a Árvore de Natal Molhada (ANM).
5	Média liberação de diesel desde a bomba de serviço, passando pela linha de serviço até a Árvore de Natal Molhada (ANM).
6	Pequeno vazamento de óleo desde a SDV de chegada do FPSO até os tanques de carga, passando pelo separador de água livre, pelos pré-aquecedores óleo-óleo, pelos aquecedores de óleo, pelo vaso de <i>flash</i> , pelo pré-tratador eletrostático, pelo desgaseificador de baixa pressão, pelo tratador eletrostático e pela medição do óleo.
7	Médio vazamento de óleo desde a SDV de chegada do FPSO até os tanques de carga, passando pelo separador de água livre, pelos pré-aquecedores óleo-óleo, pelos aquecedores de óleo, pelo vaso de <i>flash</i> , pelo pré-tratador eletrostático, pelo desgaseificador de baixa pressão, pelo tratador eletrostático e pela medição do óleo.
8	Pequeno vazamento de óleo dos tanques de carga do FPSO.
9	Grande vazamento de óleo dos tanques de carga do FPSO.
10	Pequeno vazamento de óleo desde o FPSO até o navio aliviador, incluindo sistema de bombeamento, estações de alívio e mangotes de transferência.
11	Médio vazamento de óleo desde o FPSO até o navio aliviador, incluindo sistema de bombeamento, estações de alívio e mangotes de transferência.

(Continua)

Quadro II.10.3.2-2 (Conclusão)

Hipótese	Descrição
12	Pequeno vazamento de óleo desde o <i>manifold</i> de teste do FPSO até os tanques de carga, passando pelo aquecedor de testes, pelo separador de testes, pelos pré-aquecedores óleo-óleo, pelos aquecedores de óleo, pelo vaso de <i>flash</i> , pelo pré-tratador eletrostático, pelo degaseificador de baixa pressão, pelo tratador eletrostático e pela medição do óleo.
13	Médio vazamento de óleo desde o <i>manifold</i> de teste do FPSO até os tanques de carga, passando pelo aquecedor de testes, pelo separador de testes, pelos pré-aquecedores óleo-óleo, pelos aquecedores de óleo, pelo vaso de <i>flash</i> , pelo pré-tratador eletrostático, pelo degaseificador de baixa pressão, pelo tratador eletrostático e pela medição do óleo.
14	Pequena liberação de óleo devido a pequena liberação de água produzida fora de especificação (pequena concentração de óleo) desde os estágios de separação da água associada ao óleo até o descarte, passando pelo <i>Skim Vessel</i> , seguido dos hidrociclones até os flotadores.
15	Pequena liberação de óleo devido a grande liberação de água oleosa (pequena concentração de óleo) no tanque <i>Slop</i> .
16 e 17	Pequena liberação de produto químico durante o recebimento, armazenamento e adição de produtos químicos nos sistemas do FPSO.
18	Pequena liberação de produto químico desde o FPSO até a ANM dos Poços.
19 e 20	Pequeno vazamento de óleo diesel na estação de recebimento ou nos tanques de estocagem de óleo diesel (<i>MGO Storage Tank</i>) e utilidades
21, 22 e 23	Pequeno vazamento de QAV no armazenamento e sistema de abastecimento de aeronaves.
24	Pequeno vazamento de QAV durante a aproximação ou decolagem de aeronaves
25 e 26	Grande vazamento de óleo a partir do FPSO

Fonte: Elaborado pelo autor.

O **Quadro II.10.3.2-3** apresenta as hipóteses acidentais identificadas para a etapa de operação do gasoduto flexível / rígido acoplado.

Quadro II.10.3.2-3 – Perigos identificados para a etapa de operação do gasoduto flexível / rígido acoplado.

Hipótese	Descrição
1	Liberação de gás no trecho de gasoduto flexível entre o FPSO até a ESDV submarina.
2	Liberação de gás no trecho entre a ESDV submarina e o gasoduto existente, incluindo estruturas submarinas (PLEM, PLET, ILT, ILY e <i>spool</i>).

Fonte: Elaborado pelo autor.

O **Quadro II.10.3.2-4** apresenta as hipóteses acidentais identificadas para as etapas de instalação do FPSO, gasoduto flexível / rígido acoplado.

Quadro II.10.3.2-4 – Perigos identificados para a fase de instalação dos sistemas de produção e escoamento.

Hipótese	Descrição	Etapa
1	Liberação de gás durante a instalação de estruturas submarinas do sistema de escoamento.	Instalação
2	Pequena liberação de óleo diesel durante atividades de abastecimento das embarcações de instalação.	Instalação
3	Grande liberação de óleo diesel por afundamento das embarcações de apoio ou de lançamento, bem como por colapso estrutural dos tanques de combustível das embarcações de apoio ou embarcação de lançamento.	Instalação
4	Pequena liberação de MEG durante o comissionamento do gasoduto	Instalação

II.10.3.3 – Frequências de Ocorrência dos Cenários Acidentais

As hipóteses acidentais identificadas por meio da técnica de APR, relacionadas a vazamentos de óleo no mar durante a fase de operação, tiveram a frequência de ocorrência calculada, de forma a fornecer subsídios quanto à tomada de decisão a respeito dos riscos das mesmas.

Esclarece-se que as demais hipóteses acidentais, relacionadas a vazamentos de gás, vazamentos de substâncias não oleosas (por exemplo MEG - Monoetileno glicol) e vazamentos de óleo retidos na estrutura do FPSO não tiveram suas frequências de ocorrência quantificadas por não fazerem parte da composição do risco, uma vez que não possuem dispersão oleosa associada as mesmas.

A seguir é apresentada a metodologia para o cálculo da frequência de ocorrência das hipóteses acidentais relacionadas a vazamentos de óleo no mar.

II.10.3.3.1 – Avaliação das Frequências de Ocorrência dos Cenários Acidentais

Para a obtenção da frequência de ocorrência de cada hipótese acidental relacionadas a vazamentos de óleo no mar foram somadas as frequências das falhas dos componentes existentes no trecho de cada hipótese acidental analisada. Esse procedimento é equivalente à construção de árvores de falhas nas quais o evento topo é um portão “ou”, e cujas entradas são as causas relacionadas com as falhas dos componentes existentes no trecho em análise.

Desta forma, não foram considerados os sistemas de proteção existentes em cada trecho, tornando a etapa de estimativa das frequências de ocorrência conservativa, e conseqüentemente também a avaliação dos riscos.

Com isto entende-se que, sendo o risco avaliado tolerável sem os sistemas de proteção existentes, com a adoção dos mesmos o risco analisado nesta etapa será ainda menor. Isto porque os sistemas de proteção existentes resultam na redução das frequências de ocorrência em função da falha do sistema de segurança ser um valor de probabilidade que varia de 0 a 100%. Esta condicional é representada pelo portão “e” nas árvores de falhas.

A frequência de cada causa relacionada com as falhas dos componentes existentes no trecho de cada hipótese acidental analisada foi obtida multiplicando-se o número de componentes presentes no trecho em análise pela respectiva taxa de falha aplicada a cada componente, a qual foi retirada dos bancos de dados apresentados a seguir.

Em se tratando de sistemas com operação não contínua, ou seja, os quais são operados apenas quando demandados (por exemplo, a realização de atividades de transferência de óleo – *offloading*), foi aplicado o fator de utilização, o qual está descrito neste capítulo e referenciado nos cálculos de estimativa das frequências de ocorrência.

Para determinação da taxa de falha aplicada a cada componente presente em cada trecho em análise foram adotadas as seguintes literaturas e bancos de acidentes reconhecidos internacionalmente:

- *HSE, 2016.*
- *OGP, 2010b;*
- *HSE, 2012;*
- *BEVI, 2009.*

A escolha das fontes do HSE relacionadas acima foi em função da apresentação de dados mais refinados, sendo o banco de dados *HSE (2016)* voltado a instalações *offshore*, e com possibilidade de obtenção das taxas de falhas por tamanho de furo para conseqüente associação com as classes de vazamento em estudo.

Além disso, o HSE (2016) registra um número de ocorrências significativo, totalizando na data de consulta (jan/2016) 4.629 registros, além de uma grande

variedade de equipamentos envolvidos em atividades *offshore*, sendo a fonte com maior descrição de registros por equipamento. O uso do HSE (2012) complementa os dados do HSE (*op.cit.*) para ocorrências em mangotes / mangueiras, em específico.

Já o relatório OGP (2010b) consultado é específico para ocorrência de acidentes com transporte aéreo na indústria de petróleo, e o manual BEVI (2009) traz a equação para determinação da taxa de falha de acidentes envolvendo vazamentos em embarcações.

II.10.3.3.2 – Taxas de falhas consideradas no cálculo das frequências das hipóteses acidentais

As taxas de falha relacionadas a vazamentos a partir da estrutura (corpo) dos equipamentos, obtidas a partir do banco de dados HSE (2016), foram distribuídas, em função do tamanho dos furos registrados na base de dados consultada, nas classes das causas adotadas durante a identificação dos perigos, sendo estas ruptura, trinca e furo/fissura.

Isto possibilitou a associação do tamanho do furo, registrado na base de dados do HSE (2016), com as diferentes classes de vazamentos (pequena liberação, média liberação e grande liberação), segundo as causas das mesmas identificadas nas hipóteses acidentais das planilhas de APR, podendo uma classe de vazamento estar associada a mais de um tamanho de furo (classe de causa). Isto foi feito devido ao fato de a classe de vazamento estar associada com o volume potencialmente vazado, conforme já esclarecido anteriormente.

Desta forma, um sistema ou trecho que tenha apenas potencial de pequeno e médio vazamentos, em função do volume disponível para vazamento, terá como causa todas as classes de furos distribuídas dentre estas duas classes de vazamentos, estando as classes de furos identificadas diretamente nas causas apresentadas nas planilhas de Análise Preliminar dos Riscos.

A distribuição das classes de causas por tamanho de furo está apresentada na **Tabela II.10.3.3.2-1**.

Tabela II.10.3.3.2-1 – Distribuição do Tamanho de Furos por Classe das Causas.

Tamanho dos furos	Classes das Causas Adotadas
< 10 mm 10 a 25 mm	Furos/fissuras
25 a 50 mm 50 a 75 mm	Trincas
75 a 100 mm >= 100 mm Cenários onde não se aplica "tamanho de furo"	Ruptura

Fonte: Elaborado pelo autor.

Conforme observado na tabela anterior, a base de dados do HSE (2016) fornece a porcentagem de ocorrências em faixas de tamanhos de furos. Dessa forma, as faixas apresentadas foram agrupadas de forma a possibilitar a associação com as classes de causas adotadas.

Para as situações em que não há registro de ocorrência para alguma das classes de causas adotadas, foi considerada uma fração de 0,01 ou 1% de probabilidade de ocorrência, de forma a possibilitar a estimativa das frequências para a classe das causas em estudo, sendo este valor descontado da classe das causas com maior porcentagem de ocorrências registrada para o equipamento.

A **Tabela II.10.3.3.2-2** apresenta as taxas de falha dos componentes consideradas no cálculo das frequências das hipóteses acidentais associadas com vazamento de óleo no mar.

Tabela II.10.3.3.2-2 – Taxas de Falhas Adotadas.

Equipamento	Taxa de Falha (oc/ano)	Classe das Causas Adotadas	Distribuição das Classes	Taxa de Falha Final (oc/ano)	Referência
Riser Flexível 4" < D ≤ 8"	1,2085E-05	Ruptura	0,49	5,92E-06	HSE 2016
		Médio	0,01	1,21E-07	
		Furo/fissuras	0,50	6,04E-06	
Duto Flexível 4" < D ≤ 8"	7,5531E-06	Ruptura	0,98	7,40E-06	HSE 2016
		Trincas	0,01	7,55E-08	
		Furo/fissuras	0,01	7,55E-08	
Tubulação de Aço 3" < D ≤ 11"	6,1932E-05	Ruptura	0,11	6,81E-06	HSE 2016
		Médio	0,04	2,48E-06	
		Furo/fissuras	0,85	5,26E-05	
Tubulação de Aço D > 11"	6,1500E-05	Ruptura	0,14	8,61E-06	HSE 2016
		Médio	0,01	6,15E-07	
		Furo/fissuras	0,85	5,23E-05	

(Continua)

Tabela II.10.3.3.2-2 (Continuação)

Equipamento	Taxa de Falha (oc/ano)	Classe das Causas Adotadas	Distribuição das Classes	Taxa de Falha Final (oc/ano)	Referência
Válvula de Bloqueio, Atuada $D > 11''$	6,1500E-05	Ruptura	0,13	8,00E-06	HSE 2016
		Médio	0,01	6,15E-07	
		Furo/fissuras	0,86	5,29E-05	
Válvula de Controle, Atuada $3'' < D \leq 11''$	1,0909E-03	Ruptura	0,04	4,04E-05	HSE 2016
		Médio	0,07	8,08E-05	
		Furo/fissuras	0,89	9,70E-04	
Válvula de Controle, Atuada $D > 11''$	1,8727E-03	Ruptura	0,01	1,87E-05	HSE 2016
		Médio	0,01	1,87E-05	
		Furo/fissuras	0,98	1,84E-03	
Válvula Chock, Atuada $3'' < D \leq 11''$	8,7018E-04	Ruptura	0,01	8,70E-06	HSE 2016
		Médio	0,10	8,70E-05	
		Furo/fissuras	0,89	7,74E-04	
Válvula Chock, Atuada $D > 11''$	0 incidentes registrados	Ruptura	0,00	0,00E+00	HSE 2016
		Médio	0,00	0,00E+00	
		Furo/fissuras	0,00	0,00E+00	
Válvula ESDV, Atuada $3'' < D \leq 11''$	4,4782E-04	Ruptura	0,01	4,48E-06	HSE 2016
		Médio	0,01	4,48E-06	
		Furo/fissuras	0,98	4,39E-04	
Válvula ESDV, Atuada $D > 11''$	7,9639E-04	Ruptura	0,01	7,96E-06	HSE 2016
		Médio	0,01	7,96E-06	
		Furo/fissuras	0,98	7,80E-04	
Válvula de Retenção $3'' < D \leq 11''$	7,7700E-05	Ruptura	0,33	2,59E-05	HSE 2016
		Médio	0,33	2,59E-05	
		Furo/fissuras	0,33	2,59E-05	
Válvula de Retenção $D > 11''$	6,3694E-04	Ruptura	0,01	6,37E-06	HSE 2016
		Médio	0,29	1,85E-04	
		Furo/fissuras	0,70	4,46E-04	
Válvula de Bloqueio, Manual $3'' < D \leq 11''$	1,0544E-04	Ruptura	0,05	4,79E-06	HSE 2016
		Médio	0,03	3,20E-06	
		Furo/fissuras	0,92	9,75E-05	
Válvula de Bloqueio, Manual $D > 11''$	4,4677E-04	Ruptura	0,01	4,47E-06	HSE 2016
		Médio	0,07	3,13E-05	
		Furo/fissuras	0,92	4,11E-04	
Árvore de Natal Molhada Pressões entre 5000 e 10000 psi	3,6849E-03	Ruptura	0,01	3,68E-05	HSE 2016
		Médio	0,01	3,68E-05	
		Furo/fissuras	0,98	3,61E-03	
Trocador de Calor	3,1756E-03	Ruptura	0,07	2,22E-04	HSE 2016
		Médio	0,01	3,18E-05	
		Furo/fissuras	0,92	2,92E-03	
Vaso de Pressão Horizontal / Separador	2,3488E-03	Ruptura	0,35	8,22E-04	HSE 2016
		Médio	0,20	4,70E-04	
		Furo/fissuras	0,45	1,06E-03	

(Continua)

Tabela II.10.3.3.2-2 (Conclusão)

Equipamento	Taxa de Falha (oc/ano)	Classe das Causas Adotadas	Distribuição das Classes	Taxa de Falha Final (oc/ano)	Referência
Desgaseificador	6,8918E-04	Ruptura	0,33	2,30E-04	HSE 2016
		Médio	0,33	2,30E-04	
		Furo/fissuras	0,33	2,30E-04	
Estação de Medição de Óleo	4,3360E-02	Ruptura	0,04	1,63E-03	HSE 2016
		Médio	0,03	1,08E-03	
		Furo/fissuras	0,94	4,07E-02	
Tanque de Carga	6,3568E-03	Ruptura	0,37	2,33E-03	HSE 2016
		Médio	0,16	9,89E-04	
		Furo/fissuras	0,48	3,04E-03	
Bomba Centrífuga	8,9577E-03	Ruptura	0,01	1,05E-04	HSE 2016
		Médio	0,02	2,11E-04	
		Furo/fissuras	0,96	8,64E-03	
Mangote	6,6000E-06	Ruptura	0,03	2,00E-07 / Operação	HSE 2012 - Item FR1.2.3
		Médio	0,06	4,00E-07 / Operação	
		Furo/fissuras	0,91	6,00E-06 / Operação	
Mangote	1,2000E-07	Desconexão	1,00	1,20E-07 / Transferência	HSE 2012 - Item FR1.2.3
Utilidades – Combustível de Aeronaves	4,3348E-03	Ruptura	0,15	6,67E-04	HSE 2015/2016
		Médio	0,15	6,67E-04	
		Furo/fissuras	0,69	3,00E-03	
Acidentes com Helicóptero durante o pouco e decolagem em instalações offshore	2,7000E-06	Frequência de ocorrência apresentado por pouso ou decolagem	1,00	2,70E-06 / Pouso ou Decolagem	OGP RADD 434_11.1 Pág.3
Adernamento/Afundamento de embarcações	F=6,70E-11xTtxN	T - N° de navios/ano t - tempo da operação N - Número de operações/ano	1,00	F=3,70E-11xTtxN	BEVI Pág.57

Fonte: Elaborado pelo autor.

Em relação aos cenários de afundamento e adernamento dos FPSOs, nas referências consultadas (bancos de dados e relatórios com compilação de dados de acidentes) não foram encontrados valores específicos para situações de adernamento e/ou vazamento de embarcações do tipo FPSO, com ocorrência de vazamento dos tanques de carga.

Tampouco foi possível considerar as causas de incêndio e explosão ou falha no sistema de lastro para composição da frequência de ocorrência destes cenários acidentais, devido à impossibilidade de relacionar os dados disponíveis nas referências consultadas, específicos para estas causas, com a ocorrência de afundamento e adernamento de FPSOs.

Frente a esta dificuldade foi adotada a equação apresentada por BEVI (2009) na **Tabela II.10.3.3.2-3**.

Neste item em específico desta referência é informado que não há cenários de falha intrínseca para embarcações, sendo assumido que os cenários acidentais decorrentes das operações de carregamento são dominantes em relação as falhas intrínsecas das embarcações.

Além disso, é informado que o único cenário relevante em relação aos cenários acidentais decorrentes das operações de carregamento é o de danos externos resultantes de colisão de embarcações.

Estes cenários envolvendo colisão de embarcações são altamente influenciados pela situação local, levando em consideração, por exemplo, a movimentação de outras embarcações, rota de transportes e características do porto (quando pertinente).

No entanto, quando nenhuma informação é conhecida a frequência de acidentes em embarcações pode ser estimada usando uma taxa de falha geral, sendo esta obtida a partir da equação a seguir:

$$F = 6,70E-11 \times T \times t \times N$$

Onde:

F = frequência;

T = número total de navios por ano na rota ou no porto;

t = tempo médio para as operações de carga/descarga (em horas);

N = número de operações de carga/descarga por ano.

Assim, para as hipóteses acidentais de adernamento de embarcações e afundamento de embarcações a taxa de falhas foi determinada a partir da aplicação desta equação associada a dados das operações de *offloading* previstas para realização nos FPSOs da presente etapa em análise.

Sabendo que as hipóteses acidentais de adernamento de embarcações e afundamento de embarcações não geram vazamentos instantâneos de todo o inventário contido nos tanques de carga, na tabela 49 da mesma referência é apresentado, para cenários emergenciais de vazamento contínuo envolvendo tanques de contenção/carga com casco simples, que quanto maior o volume

vazado menor é a frequência de ocorrência, sendo associada à mesma um fator de correção. A tabela 49 apresentada por BEVI (2009) está rerepresentada na **Tabela II.10.3.3.2-3**.

Tabela II.10.3.3.2-3 – Cenários para navios com tanques de contenção/carga de líquidos com casco simples.

Descrição	Frequência
Liberação Contínua de 75 m ³ em 1800 segundos	0,1 x F
Liberação Contínua de 30 m ³ em 1800 segundos	0,2 x F

Fonte: Bevi, 2009.

Sabendo que o volume total de óleo armazenado nos tanques de carga dos FPSOs Teóricos e Replicantes analisados é superior a 75 m³, sendo estes volumes da ordem de 450.000 m³ e 326.048 m³, respectivamente, este fator multiplicador foi extrapolado para avaliar o fator real correspondente aos volumes de ambos FPSOs em condição de liberação contínua.

Tendo somente dois valores como base para a extrapolação, a mesma foi realizada de forma linear, o que resultou em um fator de 0 já para volumes superiores a 133 m³. No entanto, é de se esperar que a mesma não tenha comportamento linear, porém tampouco resulte em fatores superiores aos apresentados pela tabela.

De forma conservativa foi considerado o fator de 0,1 aplicado às frequências de ocorrência obtidas para as hipóteses acidentais de adernamento e afundamento de embarcações a partir da equação já apresentada anteriormente. No **Quadro II.10.3.3.2-1** estão apresentadas as informações relativas as operações não contínuas, sendo apresentado o número de operações estimada por ano e a duração de cada operação, informações estas as quais foram utilizadas para composição do Fator de Utilização do sistema aplicado durante a estimativa das frequências de ocorrência de cada hipótese acidental com vazamento de óleo no mar. Para as hipóteses acidentais relacionadas a operações contínuas o Fator de Utilização aplicado foi de 100%.

Quadro II.10.3.3.2-1 – Dados de Operação para Embasamento dos Fatores de Utilização dos Equipamentos Envolvidos nas Hipóteses Acidentais.

Atividade	Hipóteses Acidentais Relacionadas	Número de Operações Realizadas por Ano	Duração de cada Operação
Offloading	Pequena e média liberação de óleo desde o FPSO até o navio aliviador, incluindo sistema de bombeamento, estações de alívio e mangotes de transferência	4 operações/mês = 48 operações/ano	24 horas/operação
Abastecimento de Óleo Diesel	Pequena liberação de óleo diesel na estação de recebimento ou nos tanques de estocagem de óleo diesel (MGO Storage Tank) e utilidades	1 operação/mês = 12 operações/ano	12 horas/operação
Uso da linha de serviço	Pequena e média liberação de diesel desde a bomba de serviço, passando pela linha de serviço até a Árvore de Natal Molhada (ANM)	1 operação/mês = 12 operações/ano	2 horas/operação
Abastecimento de Aeronaves com QAV	Pequena liberação de QAV no armazenamento e sistema de abastecimento de aeronaves causado por furo/trinca da tubulação e acessórios	2 operações/mês = 24 operações/ano	½ hora/operação
Pousos e Decolagens de Aeronaves	Pequena liberação de QAV durante a aproximação ou decolagem de aeronaves, causado por colisão de aeronaves com o FPSO	18 operações de pouso e decolagem/semana = 936 operações de pouso e decolagem/ano	¼ hora/operação

Fonte: Elaborado pelo autor.

Na **Tabela II.10.3.3.2-4** e na **Tabela II.10.3.3.2-5** a seguir estão apresentadas as estimativas das frequências de ocorrência das hipóteses acidentais com vazamento de óleo no mar.

Tabela II.10.3.3.2-4 – Frequência de Ocorrência das Hipóteses Acidentais dos FPSOs Teóricos.

Hip. (a)	Descrição (b)	Componente (c)	Nº de elementos (d)	Taxa unitária (oc/ano) (e)	Fator de Utilização		Taxa de falha (oc/ano) (h = d * e * g)	Frequência (oc/ano) (i = Σh)
					Descrição (f)	Valor Adotado (g)		
1	Pequeno vazamento de óleo desde a ANM (Árvore de Natal Molhada) dos poços de extração, incluindo as linhas, até a SDV de chegada do FPSO (topside).	Duto Flexível 4" < D ≤ 8"	6	7,55E-08	Operação contínua	100%	4,53E-07	2,43E-02
		Riser Flexível 4" < D ≤ 8"	6	6,04E-06			3,62E-05	
		Válvulas SDV, Atuada 3" < D < 11"	6	4,39E-04			2,63E-03	
		Árvore de Natal Molhada	6	3,61E-03			2,17E-02	
2	Médio vazamento de óleo desde a ANM (Árvore de Natal Molhada) dos poços de extração, incluindo as linhas, até a SDV de chegada do FPSO (topside).	Duto Flexível 4" < D ≤ 8"	6	7,55E-08	Operação contínua	100%	4,53E-07	2,49E-04
		Riser Flexível 4" < D ≤ 8"	6	1,21E-07			7,26E-07	
		Válvulas SDV, Atuada 3" < D < 11"	6	4,48E-06			2,69E-05	
		Árvore de Natal Molhada	6	3,68E-05			2,21E-04	

(Continua)

Tabela II.10.3.3.2-4 (Continuação)

Hip. (a)	Descrição (b)	Componente (c)	Nº de elementos (d)	Taxa unitária (oc/ano) (e)	Fator de Utilização		Taxa de falha (oc/ano) ($h = d * e * g$)	Frequência (oc/ano) ($i = \sum h$)
					Descrição (f)	Valor Adotado (g)		
3	Grande vazamento de óleo desde a ANM (Árvore de Natal Molhada) dos poços de extração, incluindo as linhas, até a SDV de chegada do FPSO (topside).	Duto Flexível 4" < D ≤ 8"	6	7,40E-06	Operação contínua	100%	4,44E-05	3,28E-04
		Riser Flexível 4" < D ≤ 8"	6	5,92E-06			3,55E-05	
		Válvulas SDV, Atuada 3" < D < 11"	6	4,48E-06			2,69E-05	
		Árvore de Natal Molhada	6	3,68E-05			2,21E-04	
4	Pequena liberação de diesel desde a bomba de serviço, passando pela linha de serviço até a Árvore de Natal Molhada (ANM)	Duto Flexível 4" < D ≤ 8"	6	1,51E-07	2 h / mês totalizando 24 h / ano = 24 h / 8760 h = 0,2739%	0,2739%	2,48E-09	1,04E-7 (1)
		Riser Flexível 4" < D ≤ 8"	6	6,16E-06			1,01E-07	

Tabela II.10.3.3.2-4 (Continuação)

Hip. (a)	Descrição (b)	Componente (c)	Nº de elementos (d)	Taxa unitária (oc/ano) (e)	Fator de Utilização		Taxa de falha (oc/ano) ($h = d * e * g$)	Frequência (oc/ano) ($i = \sum h$)
					Descrição (f)	Valor Adotado (g)		
5	Média liberação de diesel desde a bomba de serviço, passando pela linha de serviço até a Árvore de Natal Molhada (ANM)	Duto Flexível 4" < D ≤ 8"	6	7,40E-06	2 h / mês totalizando 24 h / ano = 24 h / 8760 h = 0,2739%	0,2739%	1,22E-07	2,19E-07 (1)
		Riser Flexível 4" < D ≤ 8"	6	5,92E-06			9,73E-08	
<p>(1) Os equipamentos presentes no trecho de elevação de petróleo, desde a válvula <i>Pig Cross Over</i> (PXO) até o manifold do FPSO, o qual também será utilizado quando da passagem de pig a partir da linha de serviço, já estão contemplados nas hipóteses acidentais H-1, H-2 e H-3, por ter sido adotado o fator de utilização de 100% nas mesmas. Desta forma, a taxa de falha destes equipamentos não foi considerada na composição da frequência de ocorrência das hipóteses acidentais H-4 e H-5.</p>								

(Continua)

Tabela II.10.3.3.2-4 (Continuação)

Hip. (a)	Descrição (b)	Componente (c)	Nº de elementos (d)	Taxa unitária (oc/ano) (e)	Fator de Utilização		Taxa de falha (oc/ano) (h = d * e * g)	Frequência (oc/ano) (i = Σh)
7	Médio vazamento de óleo desde a SDV de chegada do FPSO até os tanques de carga, passando pelo separador de água livre, pelos pré-aquecedores óleo-óleo, pelos aquecedores de óleo, pelo vaso de flash, pelo pré-tratador eletrostático, pelo degaseificador de baixa pressão, pelo tratador eletrostático e pela medição do óleo.	Tubulação de Aço 3" < D ≤ 11"	3	6,81E-06	Operação contínua	100%	2,04E-05	6,60E-03
		Tubulação de Aço D > 11"	25	8,61E-06			2,15E-04	
		Trocador de Calor	4	2,22E-04			8,88E-04	
		Vaso de Pressão Horizontal	3	8,22E-04			2,47E-03	
		Degaseificador	2	2,30E-04			4,60E-04	
		Bomba	2	1,05E-04			2,10E-04	
		Estação de Medição de Óleo	1	1,63E-03			1,63E-03	
		Válvula SDV, Atuada D > 11"	6	7,96E-06			4,78E-05	
		Válvula de Bloqueio, Manual 3" < D ≤ 11"	2	4,79E-06			9,58E-06	
		Válvula de Bloqueio, Manual D > 11"	17	4,47E-06			7,60E-05	
		Válvula de Controle, Atuada D > 11"	12	1,87E-05			2,24E-04	
		Válvula de Controle, Atuada 3" < D ≤ 11"	3	4,04E-05			1,21E-04	
		Válvula de Retenção D > 11"	9	6,37E-06			5,73E-05	
		Válvula de Retenção 3" < D ≤ 11"	3	2,59E-05			7,77E-05	
Válvula de Bloqueio, Atuada D > 11"	12	8,00E-06	9,60E-05					

(Continua)

Tabela II.10.3.3.2-4 (Continuação)

Hip. (a)	Descrição (b)	Componente (c)	Nº de elementos (d)	Taxa unitária (oc/ano) (e)	Fator de Utilização		Taxa de falha (oc/ano) (h = d * e * g)	Frequência (oc/ano) (i = Σh)
10	Pequeno vazamento de óleo desde o FPSO até o navio aliviador, incluindo sistema de bombeamento, estações de alívio e mangotes de transferência.	Tubulação de Aço D > 11"	13	5,29E-05	48 operações/ano com 24 h de duração cada = 1152 h de operação / ano = 1152 h / 8760 h = 13,15% (uso de 48 operações/ano para o mangote)	13,15%	9,04E-05	1,70E-03
		Mangote	1	6,40E-06 / Operação			3,07E-04	
		Válvula de Bloqueio, Manual D > 11"	2	4,42E-04			1,16E-04	
		Válvula de Retenção D > 11"	12	6,31E-04			9,96E-04	
		Válvula de Bloqueio, Atuada D > 11"	13	5,35E-05			9,15E-05	
		Válvula SDV, Atuada D > 11"	1	7,88E-04			1,04E-04	
11	Médio vazamento de óleo desde o FPSO até o navio aliviador, incluindo sistema de bombeamento, estações de alívio e mangotes de transferência.	Tubulação de Aço D > 11"	13	8,61E-06	48 operações/ano com 24 h de duração cada = 1152 h de operação / ano = 1152 h / 8760 h = 13,15% (uso de 48 operações/ano para o mangote)	13,15%	1,47E-05	5,03E-05
		Mangote	1	2,00E-07 / Operação			9,60E-06	
		Válvula de Bloqueio, Manual D > 11"	2	4,47E-06			1,18E-06	
		Válvula de Retenção D > 11"	12	6,37E-06			1,01E-05	
		Válvula de Bloqueio, Atuada D > 11"	13	8,00E-06			1,37E-05	
		Válvula SDV, Atuada D > 11"	1	7,96E-06			1,05E-06	

(Continua)

Tabela II.10.3.3.2-4 (Continuação)

Hip. (a)	Descrição (b)	Componente (c)	Nº de elementos (d)	Taxa unitária (oc/ano) (e)	Fator de Utilização		Taxa de falha (oc/ano) (h = d * e * g)	Frequência (oc/ano) (i = Σh)
13	Médio vazamento de óleo desde o manifold de teste do FPSO até os tanques de carga, passando pelo aquecedor de testes, pelo separador de testes, pelos pré-aquecedores óleo-óleo, pelos aquecedores de óleo, pelo vaso de flash, pelo pré-tratador eletrostático, pelo desgaseificador de baixa pressão, pelo tratador eletrostático e pela medição do óleo.	Tubulação de Aço 3" < D ≤ 11"	6	6,81E-06	Operação contínua	100%	4,09E-05	1,63E-03
		Trocador de Calor	1	2,22E-04			2,22E-04	
		Vaso de Pressão Horizontal	1	8,22E-04			8,22E-04	
		Bomba	2	1,05E-04			2,10E-04	
		Válvula SDV, Atuada 3" < D ≤ 11"	2	4,48E-06			8,96E-06	
		Válvula de Bloqueio, Manual 3" < D ≤ 11"	9	4,79E-06			4,31E-05	
		Válvula de Controle, Atuada 3" < D ≤ 11"	5	4,04E-05			2,02E-04	
		Válvula de Retenção 3" < D ≤ 11"	3	2,59E-05			7,77E-05	

(Continua)

Tabela II.10.3.3.2-4 (Continuação)

Hip. (a)	Descrição (b)	Componente (c)	Nº de elementos (d)	Taxa unitária (oc/ano) (e)	Fator de Utilização		Taxa de falha (oc/ano) (h = d * e * g)	Frequência (oc/ano) (i = Σh)
14	Pequena liberação de óleo devido a grande liberação de água produzida fora de especificação (pequena concentração de óleo)	Tanque de Carga	2	2,33E-03	Operação contínua	100%	4,66E-03	4,66E-03
16	Pequena liberação de óleo devido a grande liberação de água oleosa (pequena concentração de óleo)	Tanques de Carga	1	2,33E-03	Operação contínua	100%	2,33E-03	2,33E-03

(Continua)

Tabela II.10.3.3.2-4 (Continuação)

Hip. (a)	Descrição (b)	Componente (c)	Nº de elementos (d)	Taxa unitária (oc/ano) (e)	Fator de Utilização		Taxa de falha (oc/ano) (h = d * e * g)	Frequência (oc/ano) (i = Σh)
20	Pequeno vazamento de óleo diesel na estação de recebimento ou nos tanques de estocagem de óleo diesel (MGO Storage Tank) e utilidades	Tubulação de Aço 3" < D ≤ 11"	1	5,51E-05	12 operações/ano com 12 h de duração cada = 144 h de operação / ano = 144 h / 8760 h = 1,643% (uso de 12 operações/ano para o mangote)	1,6430%	9,05E-07	8,02E-05
		Mangote	1	6,40E-06 / Operação			7,68E-05	
		Válvula de Bloqueio, Manual 3" < D ≤ 11"	1	1,01E-04			1,66E-06	
		Válvula de Retenção 3" < D ≤ 11"	1	5,18E-05			8,51E-07	
21	Pequeno vazamento de óleo diesel na estação de recebimento ou nos tanques de estocagem de óleo diesel (MGO Storage Tank) e utilidades	Tubulação de Aço 3" < D ≤ 11"	1	6,81E-06	12 operações/ano com 12 h de duração cada = 144 h de operação / ano = 144 h / 8760 h = 1,643% (uso de 12 operações/ano para o mangote)	1,6430%	1,12E-07	3,02E-06
		Mangote	1	2,00E-07 / Operação			2,40E-06	
		Válvula de Bloqueio, Manual 3" < D ≤ 11"	1	4,79E-06			7,87E-08	
		Válvula de Retenção 3" < D ≤ 11"	1	2,59E-05			4,26E-07	

(Continua)

Tabela II.10.3.3.2-4 (Continuação)

Hip. (a)	Descrição (b)	Componente (c)	Nº de elementos (d)	Taxa unitária (oc/ano) (e)	Fator de Utilização		Taxa de falha (oc/ano) (h = d * e * g)	Frequência (oc/ano) (i = Σh)
22	Pequeno vazamento de QAV no armazenamento e sistema de abastecimento de aeronaves causado por furo/trinca da tubulação e acessórios	Utilidades – Combustível de Aeronaves	1	3,67E-03	2 operações / mês, totalizando 24 operações / ano. Cada operação tem duração de 30 min, totalizando 12 h no ano = 12 h / 8760 h = 0,1369%	0,1369%	5,02E-06	5,02E-06
23	Pequeno vazamento de QAV no armazenamento e sistema de abastecimento de aeronaves causado por rompimento da tubulação e acessórios	Utilidades – Combustível de Aeronaves	1	6,67E-04	2 operações / mês, totalizando 24 operações / ano. Cada operação tem duração de 30 min, totalizando 12 h no ano = 12 h / 8760 h = 0,1369%	0,1369%	9,13E-07	9,13E-07

(Continua)

Tabela II.10.3.3.2-4 (Continuação)

Hip. (a)	Descrição (b)	Componente (c)	Nº de elementos (d)	Taxa unitária (oc/ano) (e)	Fator de Utilização		Taxa de falha (oc/ano) (h = d * e * g)	Frequência (oc/ano) (i = Σh)
24	Pequeno vazamento de QAV no armazenamento e sistema de abastecimento de aeronaves causado por desconexão do mangote de abastecimento.	Mangote	1	1,20E-07	2 operações / mês, totalizando 24 operações / ano.	24 operações / ano	2,88E-06	2,88E-06
25	Pequeno vazamento de QAV durante a aproximação ou decolagem de aeronaves, causado por colisão de aeronaves com o FPSO	Acidentes com Helicóptero durante o pouso ou decolagem da aeronave	1	2,70E-06	9 operações de pouso e 9 operações de decolagem por semana, totalizando 936 operações/ano	18 operações de pouso e decolagem/semana = 936 operações de pouso e decolagem/ano	2,53E-03	2,53E-03

(Continua)

Tabela II.10.3.3.2-4 (Conclusão)

Hip. (a)	Descrição (b)	Componente (c)	Nº de elementos (d)	Taxa unitária (oc/ano) (e)	Fator de Utilização		Taxa de falha (oc/ano) (h = d * e * g)	Frequência (oc/ano) (i = Σh)
26	Grande vazamento de óleo a partir do FPSO causado por adernamento do FPSO	FPSO	T=48 operações/ano N=48 navios/ano t=24 horas/operação F=6,70E-11 x T x t x N Frequência Final x 0,1 (2)	3,70E-07	Não Aplicável	Não Aplicável	3,70E-07	3,70E-07
27	Grande vazamento de óleo a partir do FPSO causado por afundamento do FPSO	FPSO	T=48 operações/ano N=48 navios/ano t=24 horas/operação F=6,70E-11 x T x t x N Frequência Final x 0,1 (2)	3,70E-07	Não Aplicável	Não Aplicável	3,70E-07	3,70E-07
<p>(2) Conforme apresentado na página 58 do BEVI para liberações de inventários de 75 m³ a frequência estimada pode ser multiplicada pelo fator 0,1. Se extrapolado este fator para o volume em análise nesta hipótese o valor resultante tenderia a 0, desta forma foi considerado o fator de 0,1 como sendo aplicável, de forma conservativa.</p>								

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela II.10.3.3.2-5 – Frequência de Ocorrência das Hipóteses Acidentais dos FPSOs Replicantes.

Hip. (a)	Descrição (b)	Componente (c)	Nº de elementos (d)	Taxa unitária (oc/ano) (e)	Fator de Utilização		Taxa de falha (oc/ano) (h = d * e * g)	Frequência (oc/ano) (i = Σh)
					Descrição (f)	Valor Adotado (g)		
1	Pequeno vazamento de óleo desde a ANM (Árvore de Natal Molhada) dos poços de extração, incluindo as linhas, até a SDV de chegada do FPSO (topside).	Duto Flexível 4" < D ≤ 8"	6	7,55E-08	Operação contínua	100%	4,53E-07	2,43E-02
		Riser Flexível 4" < D ≤ 8"	6	6,04E-06			3,62E-05	
		Válvulas SDV, Atuada 3" < D < 11"	6	4,39E-04			2,63E-03	
		Árvore de Natal Molhada	6	3,61E-03			2,17E-02	
2	Médio vazamento de óleo desde a ANM (Árvore de Natal Molhada) dos poços de extração, incluindo as linhas, até a SDV de chegada do FPSO (topside).	Duto Flexível 4" < D ≤ 8"	6	7,55E-08	Operação contínua	100%	4,53E-07	2,49E-04
		Riser Flexível 4" < D ≤ 8"	6	1,21E-07			7,26E-07	
		Válvulas SDV, Atuada 3" < D < 11"	6	4,48E-06			2,69E-05	
		Árvore de Natal Molhada	6	3,68E-05			2,21E-04	
3	Grande vazamento de óleo desde a ANM (Árvore de Natal Molhada) dos poços de extração, incluindo as linhas, até a SDV de chegada do FPSO (topside).	Duto Flexível 4" < D ≤ 8"	6	7,40E-06	Operação contínua	100%	4,44E-05	3,28E-04
		Riser Flexível 4" < D ≤ 8"	6	5,92E-06			3,55E-05	
		Válvulas SDV, Atuada 3" < D < 11"	6	4,48E-06			2,69E-05	
		Árvore de Natal Molhada	6	3,68E-05			2,21E-04	

(Continua)

Tabela II.10.3.3.2-5 (Continuação)

Hip. (a)	Descrição (b)	Componente (c)	Nº de elementos (d)	Taxa unitária (oc/ano) (e)	Fator de Utilização		Taxa de falha (oc/ano) (h = d * e * g)	Frequência (oc/ano) (i = Σh)
					Descrição (f)	Valor Adotado (g)		
4	Pequena liberação de diesel desde a bomba de serviço, passando pela linha de serviço até a Árvore de Natal Molhada (ANM)	Duto Flexível 4" < D ≤ 8"	6	1,51E-07	2 h / mês totalizando 24 h / ano = 24 h / 8760 h = 0,2739%	0,2739%	2,48E-09	1,04E-7 (1)
		Riser Flexível 4" < D ≤ 8"	6	6,16E-06			1,01E-07	
5	Média liberação de diesel desde a bomba de serviço, passando pela linha de serviço até a Árvore de Natal Molhada (ANM)	Duto Flexível 4" < D ≤ 8"	6	7,40E-06	2 h / mês totalizando 24 h / ano = 24 h / 8760 h = 0,2739%	0,2739%	1,22E-07	2,19E-07 (1)
		Riser Flexível 4" < D ≤ 8"	6	5,92E-06			9,73E-08	

(1) Os equipamentos presentes no trecho de elevação de petróleo, desde a válvula Pig Cross Over (PXO) até o manifold do FPSO, o qual também será utilizado quando da passagem de pig a partir da linha de serviço, já estão contemplados nas hipóteses acidentais H-1, H-2 e H-3, por ter sido adotado o fator de utilização de 100% nas mesmas. Desta forma, a taxa de falha destes equipamentos não foi considerada na composição da frequência de ocorrência das hipóteses acidentais H-4 e H-5.

(Continua)

Tabela II.10.3.3.2-5 (Continuação)

Hip. (a)	Descrição (b)	Componente (c)	Nº de elementos (d)	Taxa unitária (oc/ano) (e)	Fator de Utilização		Taxa de falha (oc/ano) (h = d * e * g)	Frequência (oc/ano) (i = Σh)
					Descrição (f)	Valor Adotado (g)		
7	Médio vazamento de óleo desde a SDV de chegada do FPSO até os tanques de carga, passando pelo separador de água livre, pelos pré-aquecedores óleo-óleo, pelos aquecedores de óleo, pelo vaso de flash, pelo pré-tratador eletrostático, pelo desgaseificador de baixa pressão, pelo tratador eletrostático e pela medição do óleo.	Tubulação de Aço 3" < D ≤ 11"	34	6,81E-06	Operação contínua	100%	2,32E-04	5,93E-03
		Tubulação de Aço D > 11"	37	8,61E-06			3,19E-04	
		Trocador de Calor	4	2,22E-04			8,88E-04	
		Vaso de Pressão Horizontal	3	8,22E-04			2,47E-03	
		Desgaseificador	2	2,30E-04			4,60E-04	
		Bomba	7	1,05E-04			7,35E-04	
		Válvula SDV, Atuada D > 11"	5	7,96E-06			3,98E-05	
		Válvula SDV, Atuada 3" < D ≤ 11"	8	4,48E-06			3,58E-05	
		Válvula de Bloqueio, Manual 3" < D ≤ 11"	29	4,79E-06			1,39E-04	
		Válvula de Bloqueio, Manual D > 11"	17	4,47E-06			7,60E-05	
		Válvula de Controle, Atuada D > 11"	3	1,87E-05			5,61E-05	
		Válvula de Controle, Atuada 3" < D ≤ 11"	4	4,04E-05			1,62E-04	
		Válvula de Retenção D > 11"	2	6,37E-06			1,27E-05	
		Válvula de Retenção 3" < D ≤ 11"	6	2,59E-05			1,55E-04	
		Válvula Chock 3" < D ≤ 11"	6	8,70E-06			5,22E-05	
Válvula de Bloqueio, Atuada D > 11"	13	8,00E-06	1,04E-04					

(Continua)

Tabela II.10.3.3.2-5 (Continuação)

Hip. (a)	Descrição (b)	Componente (c)	Nº de elementos (d)	Taxa unitária (oc/ano) (e)	Fator de Utilização		Taxa de falha (oc/ano) (h = d * e * g)	Frequência (oc/ano) (i = Σh)
					Descrição (f)	Valor Adotado (g)		
10	Pequeno vazamento de óleo desde o FPSO até o navio aliviador, incluindo sistema de bombeamento, estações de alívio e mangotes de transferência.	Tubulação de Aço D > 11"	14	5,29E-05	48 operações/ano com 24 h de duração cada = 1152 h de operação / ano = 1152 h / 8760 h = 13,15% (uso de 48 operações/ano para o mangote)	13,15%	9,74E-05	1,83E-03
		Mangote	1	6,40E-06 / Operação			3,07E-04	
		Válvula de Bloqueio, Atuada D > 11"	32	5,35E-05			2,25E-04	
		Válvula de Retenção D > 11"	12	6,31E-04			9,96E-04	
		Válvula SDV, Atuada D > 11"	2	7,88E-04			2,07E-04	
11	Médio vazamento de óleo desde o FPSO até o navio aliviador, incluindo sistema de bombeamento, estações de alívio e mangotes de transferência.	Tubulação de Aço D > 11"	14	8,61E-06	48 operações/ano com 24 h de duração cada = 1152 h de operação / ano = 1152 h / 8760 h = 13,15% (uso de 48 operações/ano para o mangote)	13,15%	1,59E-05	7,13E-05
		Mangote	1	2,00E-07 / Operação			9,60E-06	
		Válvula de Bloqueio, Atuada D > 11"	32	8,00E-06			3,37E-05	
		Válvula de Retenção D > 11"	12	6,37E-06			1,01E-05	
		Válvula SDV, Atuada D > 11"	2	7,96E-06			2,09E-06	

(Continua)

Tabela II.10.3.3.2-5 (Continuação)

Hip. (a)	Descrição (b)	Componente (c)	Nº de elementos (d)	Taxa unitária (oc/ano) (e)	Fator de Utilização		Taxa de falha (oc/ano) (h = d * e * g)	Frequência (oc/ano) (i = Σh)
					Descrição (f)	Valor Adotado (g)		
13	Médio vazamento de óleo desde o manifold de teste do FPSO até os tanques de carga, passando pelo aquecedor de testes, pelo separador de testes, pelos pré-aquecedores óleo-óleo, pelos aquecedores de óleo, pelo vaso de flash, pelo pré-tratador eletrostático, pelo desgaseificador de baixa pressão, pelo tratador eletrostático e pela medição do óleo.	Tubulação de Aço 3" < D ≤ 11"	6	6,81E-06	Operação contínua	100%	4,09E-05	1,47E-03
		Trocador de Calor	1	2,22E-04			2,22E-04	
		Vaso de Pressão Horizontal	1	8,22E-04			8,22E-04	
		Bomba	2	1,05E-04			2,10E-04	
		Válvula SDV, Atuada 3" < D ≤ 11"	2	4,48E-06			8,96E-06	
		Válvula de Bloqueio, Manual 3" < D ≤ 11"	11	4,79E-06			5,27E-05	
		Válvula de Controle, Atuada 3" < D ≤ 11"	1	4,04E-05			4,04E-05	
		Válvula de Retenção 3" < D ≤ 11"	3	2,59E-05			7,77E-05	

Tabela II.10.3.3.2-5 (Continuação)

Hip. (a)	Descrição (b)	Componente (c)	Nº de elementos (d)	Taxa unitária (oc/ano) (e)	Fator de Utilização		Taxa de falha (oc/ano) (h = d * e * g)	Frequência (oc/ano) (i = Σh)
					Descrição (f)	Valor Adotado (g)		
15	Pequena liberação de óleo devido a grande liberação de água oleosa (pequena concentração de óleo)	Tanques de Carga	1	2,33E-03	Operação contínua	100%	2,33E-03	2,33E-03
19	Pequeno vazamento de óleo diesel na estação de recebimento ou nos tanques de estocagem de óleo diesel (MGO Storage Tank) e utilidades	Tubulação de Aço 3" < D ≤ 11"	1	5,51E-05	12 operações / ano com 12 h de duração cada = 144 h de operação / ano = 144 h / 8760 h = 1,643% (uso de 12 operações/ano para o mangote)	1,6430%	9,05E-07	8,02E-05
		Mangote	1	6,40E-06 / Operação			7,68E-05	
		Válvula de Bloqueio, Manual 3" < D ≤ 11"	1	1,01E-04			1,66E-06	
		Válvula de Retenção 3" < D ≤ 11"	1	5,18E-05			8,51E-07	

(Continua)

Tabela II.10.3.3.2-5 (Continuação)

Hip. (a)	Descrição (b)	Componente (c)	Nº de elementos (d)	Taxa unitária (oc/ano) (e)	Fator de Utilização		Taxa de falha (oc/ano) (h = d * e * g)	Frequência (oc/ano) (i = Σh)
					Descrição (f)	Valor Adotado (g)		
20	Pequeno vazamento de óleo diesel na estação de recebimento ou nos tanques de estocagem de óleo diesel (MGO Storage Tank) e utilidades	Tubulação de Aço 3" < D ≤ 11"	1	6,81E-06	12 operações / ano com 12 h de duração cada = 144 h de operação / ano = 144 h / 8760 h = 1,643% (uso de 12 operações/ano para o mangote)	1,6430%	1,12E-07	3,02E-06
		Mangote	1	2,00E-07 / Operação			2,40E-06	
		Válvula de Bloqueio, Manual 3" < D ≤ 11"	1	4,79E-06			7,87E-08	
		Válvula de Retenção 3" < D ≤ 11"	1	2,59E-05			4,26E-07	
21	Pequeno vazamento de QAV no armazenamento e sistema de abastecimento de aeronaves causado por furo/trinca da tubulação e acessórios	Utilidades – Combustível de Aeronaves	1	3,67E-03	2 operações / mês, totalizando 24 operações / ano. Cada operação tem duração de 30 min, totalizando 12 h no ano = 12 h / 8760 h = 0,1369%	0,1369%	5,02E-06	5,02E-06

(Continua)

Tabela II.10.3.3.2-5 (Continuação)

Hip. (a)	Descrição (b)	Componente (c)	Nº de elementos (d)	Taxa unitária (oc/ano) (e)	Fator de Utilização		Taxa de falha (oc/ano) (h = d * e * g)	Frequência (oc/ano) (i = Σh)
					Descrição (f)	Valor Adotado (g)		
22	Pequeno vazamento de QAV no armazenamento e sistema de abastecimento de aeronaves causado por rompimento da tubulação e acessórios	Utilidades – Combustível de Aeronaves	1	6,67E-04	2 operações/mês, totalizando 24 operações / ano. Cada operação tem duração de 30 min, totalizando 12 h no ano = 12 h / 8760 h = 0,1369%	0,1369%	9,13E-07	9,13E-07
23	Pequeno vazamento de QAV no armazenamento e sistema de abastecimento de aeronaves causado por desconexão do mangote de abastecimento.	Mangote	1	1,20E-07	2 operações/mês, totalizando 24 operações / ano.	24 operações / ano	2,88E-06	2,88E-06
24	Pequeno vazamento de QAV durante a aproximação ou decolagem de aeronaves, causado por colisão de aeronaves com o FPSO	Acidentes com Helicóptero durante o pouso ou decolagem da aeronave	1	2,70E-06	9 operações de pouso e 9 operações de decolagem por semana, totalizando 936 operações/ano	936 operações /ano	2,53E-03	2,53E-03

(Continua)

Tabela II.10.3.3.2-5 (Conclusão)

Hip. (a)	Descrição (b)	Componente (c)	Nº de elementos (d)	Taxa unitária (oc/ano) (e)	Fator de Utilização		Taxa de falha (oc/ano) (h = d * e * g)	Frequência (oc/ano) (i = Σh)
					Descrição (f)	Valor Adotado (g)		
25	Grande vazamento de óleo a partir do FPSO causado por adernamento do FPSO	FPSO	T=48 operações/ano N=48 navios/ano t=24 horas/operação F=6,70E-11 x T x t x N Frequência Final x 0,1 (2)	3,70E-07	Não Aplicável	Não Aplicável	3,70E-07	3,70E-07
26	Grande vazamento de óleo a partir do FPSO causado por afundamento do FPSO	FPSO	T=48 operações/ano N=48 navios/ano t=24 horas/operação F=6,70E-11 x T x t x N Frequência Final x 0,1 (2)	3,70E-07	Não Aplicável	Não Aplicável	3,70E-07	3,70E-07

(2) Conforme apresentado na página 58 do BEVI para liberações de inventários de 75 m³ a frequência estimada pode ser multiplicada pelo fator 0,1. Se extrapolado este fator para o volume em análise nesta hipótese o valor resultante tenderia a 0, desta forma foi considerado o fator de 0,1 como sendo aplicável, de forma conservativa.

Fonte: Elaborado pelo autor.

II.10.3.4 – Conclusões

Conforme se pode notar no cálculo das frequências das hipóteses acidentais anteriormente apresentado, as hipóteses que representam os cenários mais críticos de severidade para o FPSO, tanto Teórico como o Replicante, devido ao possível inventário vazado no mar (adernamento e afundamento do FPSO) apresentaram frequência de ocorrência de $3,70E-07$ ocorrências/ano, resultando em uma chance de ocorrência baixa, tendo em vista o tempo de vida útil de poço de petróleo.

Com relação ao trecho submarino, a hipótese que apresenta maior chance de ocorrência de eventos acidentais é a hipótese 1, relativa a pequenos vazamentos no trecho de elevação do óleo cru.

Já nas instalações dos FPSOs a hipótese com maior chance de ocorrência é a hipótese 7, relativa ao tratamento de óleo na embarcação.

Para os acidentes envolvendo vazamento de óleo diesel no mar durante as atividades de instalação dos sistemas de produção e escoamento não foram realizadas estimativas de frequência devido ao reduzido tempo de duração da atividade, o qual quando associado com a baixa frequência de ocorrência da hipótese acidental de grande vazamento de óleo diesel causado por adernamento / afundamento (hipótese acidental com maior representatividade em termos de severidade dos danos durante esta etapa) resulta em frequências extremamente baixas. Dessa forma, essas hipóteses acidentais podem ser consideradas como eventos raros ($1,00E-8$ /ano), não sendo representativos para a estimativa de risco.

Com relação a etapa de operação dos gasodutos flexível / rígido acoplado, não foram identificados cenários envolvendo liberação de óleo para o mar. Desta forma, os mesmos não tiveram suas frequências de ocorrência estimadas.

II.10.4 – Avaliação das consequências

No **item II.10.3** foram avaliados os cenários acidentais identificados para os projetos de Piloto de curta duração e Desenvolvimento da Produção, que inclui os FPSOs e os gasodutos, que fazem parte do Projeto Etapa 3. 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 todos os poços do Etapa 3 em operação e, com isso, tanto os TLDs/SPAs quanto a fase de instalação já estarão finalizados. Assim, neste item são avaliadas as probabilidades de toque nos CVAs a partir de vazamentos dos pontos P2 ao P6 pois, o ponto P1 está associado apenas a vazamentos do TLD de Sagitário e o P7 está associado apenas a vazamentos do SPA de Sul de Sapinhoá. Maiores detalhes dos cálculos de risco são apresentados no **item II.10.5**.

Para os cenários acidentais referentes aos FPSOs, foram verificadas possibilidades de vazamento de óleo no mar em diversos volumes, os quais foram agrupados por faixa de volume de forma a coincidir com as faixas estabelecidas na Resolução CONAMA nº 398/08. Assim, foram realizadas simulações computacionais de vazamentos de óleo para três classes de volumes: pequeno (8 m^3), médio (200 m^3) e volume de pior caso (VPC – 450.000 m^3 - capacidade máxima de óleo nos FPSOs destinados para o Projeto Etapa 3).

Conforme **item II.10.3**, os cenários de instalação foram considerados na Análise Preliminar de Risco, mas não no cálculo das frequências, pois o cálculo das frequências considera todos os poços do Etapa 3 em operação, com isso tanto os TLDs/SPAs quanto a fase de instalação já estarão finalizados. Adicionalmente a baixa frequência de ocorrência da hipótese acidental de grande vazamento de óleo diesel causado por adernamento/afundamento, sendo esta a hipótese acidental com maior representatividade em termos de severidade dos danos durante esta etapa, resulta em frequências extremamente baixas as quais podem ser consideradas como sendo eventos raros ($1,00\text{E}-8/\text{ano}$).

Com relação à operação de gasodutos (trecho flexível/rígido acoplado), os cenários levantados não estão associados a vazamentos de óleo para o mar, não

tendo sido considerados para a avaliação das consequências e cálculo dos riscos ambientais.

De acordo com a identificação dos cenários acidentais realizada no **item II.10.3**, para a avaliação das consequências (presente item), o cálculo de risco e a avaliação da tolerabilidade, **itens II.10.5** e **II.10.6**, respectivamente, foram considerados cenários de operação do FPSOs que culminariam em vazamentos de óleo cru, diesel ou QAV nos blocos exploratórios e campos de produção do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos atingindo o mar.

Dentro da fase de operação do FPSOs, as hipóteses acidentais foram agrupadas conforme mostra a **Tabela II.10.4-1**.

Tabela II.10.4-1 – *Agrupamento das Hipóteses Acidentais que evoluem para óleo no mar por faixa de volume para o FPSO Teórico e o FPSO Replicante.*

Embarcação	Faixa de Volume	Hipóteses Acidentais
FPSO Teórico	Até 8 m ³	1, 4, 10, 14, 16, 20, 21, 22, 23, 24 e 25
	De 8 m ³ a 200 m ³	2, 5, 7, 11 e 13
	VPC (450.000 m ³)	3, 26 e 27
FPSO Replicante	Até 8 m ³	1, 4, 10, 15, 19, 20, 21, 22, 23 e 24
	De 8 m ³ a 200 m ³	2, 5, 7, 11 e 13
	VPC (450.000 m ³)	3, 25 e 26

II.10.4.1 – Modelagem da dispersão de óleo

Foi realizado o estudo 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, disponível no **Anexo II.6.2-1** deste documento. Este documento é referenciado como TetraTech (2017).

A síntese do estudo de modelagem numérica de vazamento de óleo utilizada neste estudo está disponível no **item II** do **Anexo II.10.4.2.1-1 – Análise de Vulnerabilidade**.

II.10.4.2 – Análise de vulnerabilidade e identificação dos componentes com valor ambiental

II.10.4.2.1 – Análise de Vulnerabilidade Ambiental

Em consonância com a seção 3 do anexo II da Resolução CONAMA nº 398/08, a análise de vulnerabilidade avalia os efeitos dos incidentes de poluição por óleo sobre a segurança da vida humana e o meio ambiente nas áreas passíveis de serem atingidas por estes vazamentos, levando em consideração a probabilidade de o óleo atingi-las e a sensibilidade das mesmas ao óleo.

Deste modo, a partir do estudo 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, disponível no **Anexo II.6.2-1** deste documento, foi confeccionado o estudo de Análise de Vulnerabilidade, que está disponível no **Anexo II.10.4.2.1-1**.

II.10.4.2.2 – Identificação dos Componentes com Valor Ambiental a partir dos recursos ambientais vulneráveis

Conforme citado anteriormente, as áreas identificadas como passíveis de serem atingidas por vazamento de óleo, tanto em porção oceânica quanto costeira, foram avaliadas de acordo com a seção 3 do Anexo II da Resolução CONAMA nº 398/08 (**Análise de Vulnerabilidade – Anexo II.10.4.2.1-1**).

A partir daí, foram identificados e definidos os Componentes de Valor Ambiental (CVA), compreendendo recursos ambientais com presença significativa numa área vulnerável à poluição por óleo. Os critérios utilizados para seleção dos CVAs foram:

- (i) Ser importante (e não apenas financeiramente) para a população local;
- (ii) Ter um interesse nacional ou internacional, ou
- (iii) Ter importância ecológica.

A partir dos resultados da modelagem de dispersão de óleo, foram identificados 14 CVAs que atendem aos critérios citados.

- 1) Quelônios
- 2) Cetáceos – Baleia Franca
- 3) Grandes Cetáceos – Cachalote, Baleonoptera spp, Baleia de Bryde, Orca e Jubarte
- 4) Cetáceos – Boto-cinza
- 5) Pequenos Cetáceos - Golfinho-nariz-de-garrafa, Stenella spp. e golfinho-de-dentes-rugosos
- 6) Cetáceos – Toninha
- 7) Aves marinhas costeiras
- 8) Aves marinhas oceânicas
- 9) Peixes
- 10) Praias arenosas
- 11) Planícies de maré, baixios lodosos e terraços de baixa mar
- 12) Costões rochosos
- 13) Manguezais
- 14) Marismas

Estes CVAs foram classificados, a partir das características que os definem, como:

CVAs Fixos: ocorrem de forma pontual e concentrada na área de estudo, com ocorrência **especialmente** delimitada em polígonos, faixas ou zonas. Para estes CVAs, a probabilidade de toque adotada é o maior valor na área, faixa ou zona delimitada no período analisado, a saber:

- 2) Cetáceos – Baleia Franca
- 4) Cetáceos – Boto-cinza
- 6) Cetáceos – Toninha
- 7) Aves marinhas costeiras
- 10) Praias arenosas
- 11) Planícies de maré, baixios lodosos e terraços de baixa mar
- 12) Costões rochosos
- 13) Manguezais
- 14) Marismas

CVAs Difusos: que ocorrem **especialmente** dispersos ao longo da área suscetível, não sendo possível definir áreas de concentração. Para estes

CVAs, a probabilidade de toque de óleo é calculada a partir da média ponderada de tais probabilidades calculada na região de intersecção entre as manchas de óleo e a área de ocorrência difusa, a saber:

- 1) Quelônios
- 3) Grandes Cetáceos – Cachalote, Baleonoptera spp, Baleia de Bryde, Orca e Jubarte
- 5) Pequenos Cetáceos– Golfinho-nariz-de-garrafa, *Stenella* spp. e golfinho-de-dentes-rugosos
- 8) Aves marinhas oceânicas
- 9) Peixes

Além de se utilizarem os critérios do Termo de Referência para a definição de um táxon, grupo de táxons ou ecossistema como CVA, considerou-se a disponibilidade mínima de informações necessárias para a análise de risco adquiridas através de fontes confiáveis. Tais informações estão relacionadas à atual presença significativa, permanente ou sazonal, do CVA na área suscetível, sua área de ocorrência ou concentração, seu comportamento e sua biologia reprodutiva, quando aplicáveis.

Para cada um dos 14 CVAs listados, foi estimado o tempo de recuperação após o mesmo ser afetado pela presença de óleo. A metodologia utilizada baseou-se no levantamento de dados da literatura científica e de relatórios técnicos, buscando informações sobre os impactos de derrames de óleo e o tempo de recuperação das comunidades biológicas do ambiente marinho e dos ecossistemas costeiros de transição. Importante destacar que os tempos de recuperação adotados para os cenários de vazamento de diesel marítimo, de forma conservativa, foram os mesmos utilizados para os cenários com vazamentos de óleo cru.

Vale salientar que a recuperação biológica de um ecossistema afetado por um derramamento de óleo começa logo que a toxicidade e a presença física do óleo tenham diminuído a um nível tolerável aos organismos de colonização mais robustos (BAKER *et. al.*, 1990). Contudo, o estado ao qual um ambiente volta após o dano é normalmente imprevisível. A recolonização dependerá da época do ano, da disponibilidade de formas recolonizadoras, interações biológicas e fatores climáticos, entre outros (MILANELLI, 1994; SOUSA, 1984).

Quando se trata da recuperação de um componente ecossistêmico, depois deste componente estar sob os efeitos de um distúrbio e em uma condição degradada, pressupõe-se a retomada de seu estado anterior ao distúrbio, iniciando-se esta retomada a partir do momento em que o agente estressor é removido ou atenuado (UNDERWOOD, 1989).

Uma plena recuperação consiste no fato de que as comunidades e suas populações tenham retornado a um estado de “pré-impacto”, semelhante à condição anterior ao distúrbio em termos de estrutura e função, considerando-se os componentes de diversidade (riqueza e composição específica, equitatividade e abundância de espécies) para avaliação dentro de um espectro de flutuações naturais (ELLIOTT *et. al.*, 2008).

Neste sentido, o estado pré-impacto é um estado dinâmico, tanto no tempo como no espaço, em que cada parâmetro da estrutura e função está sujeito a flutuações e à sazonalidade, dentro de um espectro natural de variação.

A variabilidade natural tem grande influência nos estudos de poluição no ambiente marinho, uma vez que é comum haver grande dificuldade na detecção de impactos devido a interferências (ruídos de fundo) representadas pelas flutuações naturais do ecossistema (LEWIS, 1976; EPA, 1978; GRAY, 1980, UNDERWOOD, 1989). O mesmo vale para a constatação do efetivo retorno do componente ambiental aos limites naturais de variação, aqui definidos como “tempo de recuperação”. Este raciocínio está representado na **Figura II.10.4.2.2-1**.

Efeitos do stress no ecossistema

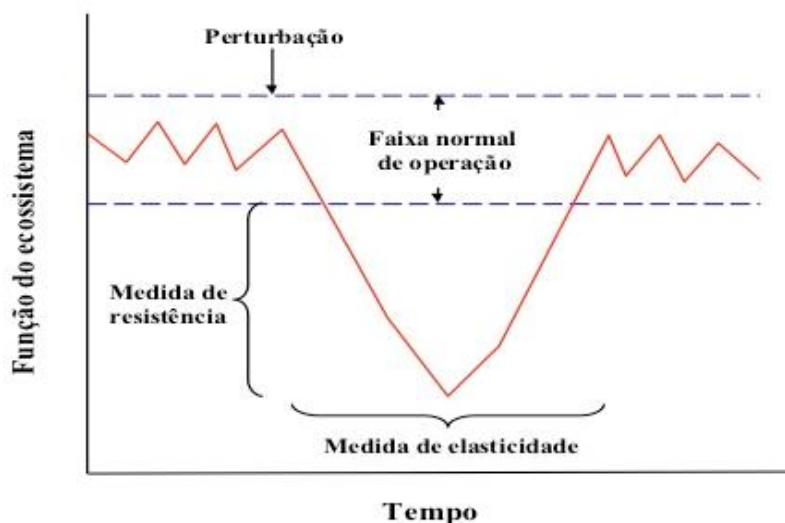


Figura II.10.4.2.2-1 – Efeitos do stress nas funções do ecossistema em função do tempo, demonstrando a variabilidade dentro da faixa normal de operação, pré e pós-perturbação.

Fonte: modificado de Leffler (1978).

A variabilidade natural nos ambientes costeiros é difícil de descrever, e mais difícil ainda de diferenciar da variabilidade causada por algum impacto antrópico (MANN *et. al.*, 1978; DICKS, 1999). Por serem ambientes de transição e com grandes gradientes ambientais, a variação natural nos ambientes costeiros é elevada. Conseqüentemente, é difícil estabelecer a extensão precisa e duração do dano ambiental causado por um tensor antrópico (por exemplo, um vazamento) e distingui-la da variação natural (HISCOCK, 1985; DICKS, 1999).

Portanto, ao se considerar o tempo de recuperação de um CVA é necessário que as variações (impactos) causadas por um tensor antrópico (ação geradora) sejam maiores do que as variações naturais, para que estas sejam identificadas (LEWIS, 1976; EPA, 1978; GRAY, 1980; UNDERWOOD, 1981, 1989, HAWKINS *et. al.*, 1985).

As conseqüências de um vazamento de óleo podem variar intensamente, acarretando danos para organismos e ameaças para ecossistemas e comunidades biológicas locais ou regionais. Cabe ressaltar ainda que essas

consequências são diretamente relacionadas às propriedades físico-químicas dos produtos vazados.

De uma forma geral, a identificação dos CVAs fornece o embasamento para o cálculo dos riscos ambientais (**item II.10.5**) e a estimativa dos tempos de recuperação para a avaliação da tolerabilidade do risco aos danos sofridos pelo derrame de óleo (**item II.10.6**). O cálculo do risco e a avaliação de tolerabilidade foram realizados para cada CVA, individualmente.

No **Diagnóstico do Meio Biótico – item II.5.2** foram apresentados para os táxons ou ecossistemas presentes na área de estudo aspectos relativos à sua importância ecológica, ao grau de interesse nacional e internacional que despertam, sua relevância para as comunidades locais, além de sua distribuição na área de estudo. Já na **Análise de Vulnerabilidade (Anexo II.10.4.2.1-1)** foram listados os táxons e ecossistemas com presença significativa na área suscetível a vazamentos de óleo (recorte espacial, neste caso, maior do que o da área de estudo do Diagnóstico do Meio Biótico) e descritos aspectos como distribuição, hábitos alimentares e comportamento reprodutivo, grau de ameaça e sensibilidade ao óleo. Tais informações embasaram a identificação dos CVAs, a delimitação de sua ocorrência dentro da área suscetível e a ponderação de seus tempos de recuperação, variáveis imprescindíveis ao cálculo do risco ambiental, e estão sintetizadas na descrição de cada CVA a seguir.

Alguns táxons ou ecossistemas foram agrupados entre si de acordo com similaridades no padrão de distribuição e tempos de recuperação, conforme explicado na descrição de cada CVA. Os cetáceos e as aves marinhas, em especial, foram separados em subgrupos tendo em vista que:

- Cetáceos de pequeno porte e de grande porte apresentam tempos de recuperação distintos, devido a diferenças na sensibilidade e vulnerabilidade ao óleo.
- Dentre os cetáceos de pequeno porte e dentre os de grande porte, alguns táxons apresentam comportamento diferente dos demais, o que se reflete no seu padrão de distribuição (fixo ou difuso) e na sua área de ocorrência, ou apresentam grau de ameaça de extinção distinto, o que se traduz num tempo de recuperação específico.

- Aves marinhas costeiras e oceânicas se distribuem de forma distinta na área suscetível, diferindo assim quanto à vulnerabilidade ao óleo, o que se reflete no tempo de recuperação.

No que diz respeito aos tempos de recuperação dos cetáceos, para os de grande porte, pode-se supor que apenas alguns indivíduos seriam afetados pelo derrame (por conta dos grupos serem menores e perfazerem grandes deslocamentos). Porém, devido a características reprodutivas, de crescimento, entre outras, o tempo de recuperação de suas populações seria maior em relação às de pequenos cetáceos. Pelo hábito costeiro e maior agrupamento dos pequenos cetáceos, um número maior de indivíduos poderia ser afetado (o comportamento de evitar a mancha foi verificado em cativeiro, mas há evidências de nem sempre ocorrer no ambiente natural – SMULTEA & WURSIG, 1995). Então, apesar das características reprodutivas e de crescimento favorecerem uma recuperação individual mais rápida, as populações de pequenos cetáceos sofreriam maiores perdas e, portanto, poderiam demorar mais do que o esperado para se recompor.

Outros aspectos a serem considerados na estimativa do tempo de recuperação de cetáceos a derrames de óleo seriam: 1) o tempo para as fêmeas atingirem a maturidade sexual e gerarem filhotes (variando de três anos para toninhas até 13 anos para cachalotes e baleias-de-Bryde); 2) o período de gestação (de 11 meses para a maioria dos cetáceos até 16 meses para cachalotes); e 3) os intervalos entre nascimentos (de um ano para toninhas a seis anos para cachalotes). Esses tempos são variáveis relevantes para o cálculo da taxa de renovação das populações, podendo fornecer pistas em relação ao tempo mínimo necessário para a população iniciar o processo de recuperação após o evento acidental, se outros estressores não entrarem em cena.

A partir dos argumentos elencados acima, adotaram-se tempos de recuperação específicos em função do porte e hábitos de cada espécie de cetáceo, variando **entre 10 e 20 anos**.

O mesmo raciocínio foi utilizado para a estimativa dos tempos de recuperação das aves marinhas. As populações de espécies costeiras, com crescimento rápido, maiores taxas reprodutivas e maior número de filhotes, poderiam se recuperar num intervalo menor do que as populações oceânicas,

com crescimento lento, menores taxas reprodutivas e prole menor (BALSEIRO *et. al.*, 2005). Portanto, adotaram-se tempos de recuperação de **10 e 12 anos** para as aves marinhas costeiras e oceânicas, respectivamente.

Na definição das áreas de ocorrência e de concentração dos CVAs, foram utilizadas informações sobre a biologia e o comportamento das espécies nos períodos em que essas estão efetivamente presentes na área suscetível.

II.10.4.2.3 – Quelônios

Os quelônios marinhos foram selecionados como CVA por se tratarem de espécies ameaçadas de extinção (MARTINS & MOLINA, 2008; IUCN, 2015), sendo sua conservação de interesse nacional e internacional, e por apresentarem importância ecológica, pois atuam como importantes componentes da cadeia trófica dos ecossistemas marinhos. No papel de consumidores, controlam as populações de suas presas e mantêm o fluxo de energia para os níveis superiores, promovendo a biodiversidade.

Conforme descrito na **Análise de Vulnerabilidade (Anexo II.10.4.2.1-1)**, as cinco espécies de tartarugas marinhas que ocorrem no litoral brasileiro utilizam a área suscetível como sítio de alimentação (ALMEIDA *et. al.*, 2011b) e de desenvolvimento de imaturos (MARCOVALDI *et. al.*, 2006) e dentro dela efetuam deslocamentos (MARCOVALDI *et. al.*, 2010; 2012; LEMKE *et. al.*, 2006; SILVA *et. al.*, 2011; ALMEIDA *et. al.*, 2011a).

Considerando as áreas de abrangência descritas no **item II.5.2 – Meio Biótico** e na **Análise de Vulnerabilidade (Anexo II.10.4.2.1-1)**, o CVA possui distribuição em toda a área oceânica.

A alta sensibilidade e suscetibilidade ao óleo das tartarugas marinhas foi descrita na **Análise de Vulnerabilidade (Anexo II.10.4.2.1-1)**. Considerando-se ainda aspectos da biologia e ecologia dessas espécies, como ciclo de vida longo, maturação sexual tardia e elevada longevidade, o tempo de recuperação de suas populações após o contato com o óleo tende a ser longo. Há que se levar em conta ainda o grau de ameaça a que as espécies de quelônios marinhos estão submetidas no Brasil, conforme descrito no **item II.5.2 – Meio Biótico**.

Uma vez havendo sobreposição da área suscetível considerada nesse estudo com as áreas de vida das diferentes espécies de tartarugas marinhas, havendo probabilidade de um derrame atingir indivíduos de mais de uma espécie e, considerando-se o estado da arte do conhecimento sobre esses animais, as consequências desse impacto sobre suas populações dificilmente poderiam ser mensuradas de forma discriminada, o que sustenta a decisão de se reunir as espécies de quelônios num único CVA, atribuindo-se a devida importância a essa possível variação de impactos populacionais quando da ponderação do tempo de recuperação deste CVA. O ICMBio³ considera que o índice de abundância populacional mais adequado para as tartarugas-marinhas seria o número de ninhos em cada temporada e admite que o aumento no número de ninhos observado nos últimos anos representa um indício de aumento no tamanho populacional dessas espécies. Por outro lado, pondera que, apesar de promissora, essa recuperação é insignificante em relação aos tamanhos populacionais no passado e que características da estratégia de vida das tartarugas marinhas, como a maturação tardia e o ciclo de vida longo, tornam a recuperação muito lenta.

Segundo ICMBio (2011), é possível que os números de desovas observados até o presente não se mantenham no futuro, devido à ação das atuais ameaças sobre o estoque de juvenis a serem recrutados para as populações reprodutivas (SANTOS *et. al.*, 2011; ALMEIDA *et. al.*, 2011b; MARCOVALDI *et. al.*, 2011b; CASTILHOS *et. al.*, 2011; ALMEIDA *et. al.*, 2011d). Na visão do órgão supracitado e dos especialistas responsáveis pela revisão da classificação das espécies de tartarugas marinhas na Lista das Espécies da Fauna Brasileira Ameaçadas de Extinção (Portaria MMA nº 444/2014), a recuperação do número de adultos ou do tamanho populacional observado só poderá ser considerada consistente quando a série histórica de dados for mais longa, incluindo várias décadas, de forma a cobrir o período geracional destes táxons. As tartarugas marinhas apresentam alta filopatria (*homing*), isto é, capacidade das fêmeas de voltarem para se reproduzir na praia onde nasceram, tornando praticamente impossível a recolonização natural das praias por fêmeas oriundas de outras

³ <http://www.icmbio.gov.br/portal/biodiversidade/fauna-brasileira/lista-de-especies.html>

populações (SANTOS *et. al.*, 2011; ALMEIDA *et. al.*, 2011b; MARCOVALDI *et. al.*, 2011b; CASTILHOS *et. al.*, 2011; ALMEIDA *et. al.*, 2011d).

Dentre os fatores que influenciam o intervalo de remigração estão a disponibilidade de alimento, distância entre áreas de alimentação e reprodução e condições de saúde do organismo e ambientais (LIMPUS, 1993; MILLER, 1997). Prejuízos causados pela intoxicação por óleo podem influenciar no intervalo de ovipostura dos animais.

A recuperação dos animais afetados por óleo é de uma a duas semanas, mas efeitos indiretos podem prolongar esse processo. Mesmo nos casos em que as tartarugas marinhas não tenham contato direto com o óleo lançado num derrame, elas podem ser contaminadas ao se alimentarem de organismos afetados pelo óleo (MILTON *et. al.*, 2010).

No caso do Brasil, não se tem ainda mapeada uma área específica no oceano onde os imaturos costumam passar a fase de crescimento de seu ciclo de vida, sendo difícil determinar se e com que magnitude eles seriam impactados.

French-McCay (2009) em seu estudo, baseado em extensa revisão dos impactos de vazamentos de óleo sobre as tartarugas marinhas, adotou para juvenis e adultos uma probabilidade de mortalidade por contato com o óleo de 5%, enquanto que para filhotes recém-eclodidos foi considerada uma probabilidade bem maior, de 50%.

Na tentativa de definir um tempo de recuperação para o CVA Quelônios, foram consultados estudos como aquele desenvolvido por Leung *et. al.*, (2012) com base em modelagens, que concluiu, de maneira geral, que um único vazamento de óleo localizado, mesmo em regiões de nidificação, não seria capaz de acelerar intensamente o declínio de três populações da espécie *C. caretta*, presentes no Golfo do México, na porção oeste do Oceano Atlântico Norte e na península da Flórida. Apesar dos resultados terem mostrado alterações pequenas provocadas por um derrame de óleo na taxa de declínio das populações durante o período de simulação de 20 anos, os autores ressaltam que, por conta do declínio populacional de espécies ameaçadas ser rápido, mesmo sem considerar a ameaça de vazamentos, cada indivíduo de tartaruga marinha é bastante valioso para a manutenção da população.

Analisando-se trabalhos de acompanhamento de populações de tartarugas marinhas sem o uso de modelagem, o de Crowder & Heppell (2011) mostrou um caso de sucesso no esforço de recuperação de uma espécie ameaçada de extinção, *Lepidochelys kempii*, baseado na estratégia de minimização dos impactos antrópicos crônicos sobre a população.

Já no estudo de Balazs & Chaloupka (2004) pesquisou-se uma população de *C. mydas* por 30 anos e verificou-se que houve um aumento substancial de longo prazo na abundância de seu estoque, que antes se encontrava gravemente diminuído, a partir do término da exploração (extrativismo) na década de 70. Esse aumento populacional ocorreu dentro de um intervalo bem menor do que o previsto, levando à proposição de revisão de seu grau de ameaça.

É preciso, portanto, diferenciar os resultados de pesquisas cujo foco é a recuperação de populações de tartarugas marinhas sujeitas a impactos antrópicos crônicos (como as de CROWDER & HEPPELL, 2011; WITHERINGTON *et. al.*, 2009; e BALAZS & CHALOUKKA, 2004) dos resultados de pesquisas que avaliam a recuperação de populações de tartarugas marinhas após eventos agudos de contaminação por óleo (como a de LEUNG *et. al.*, 2012). Há claramente uma distinção entre esses dois tipos de tensores, porém, o que dificulta sua separação é que, muitas vezes, populações de quelônios marinhos atingidas por derrames de óleo já vêm sendo (ou foram) cronicamente impactadas pela atividade pesqueira, pela poluição marinha ou até mesmo por doenças cuja origem ainda não foi determinada. Por outro lado, há que se considerar a diversidade de *status* de recuperação dessas populações e de respostas que elas podem apresentar frente a impactos cumulativos.

Apesar da falta de estudos de longo prazo específicos sobre os efeitos de derrames de óleo sobre populações quelônios, a partir dos dados reunidos, adotou-se para o CVA Quelônios, de maneira conservadora, o tempo de recuperação de **20 anos**.

Como a área suscetível não atinge as áreas preferenciais de desova, que estão ao norte da Barra do Furado, limite entre os municípios de Quissamã e Campos dos Goytacazes (RJ), este CVA foi considerado difuso e com abrangência em toda área oceânica. Segue abaixo resumo de distribuição e tempo de recuperação admitidos para este CVA:

Resumo:

CVA	Distribuição	Tempo de Recuperação
Quelônios	Difusa – área oceânica	20 anos

As probabilidades de toque de óleo nesse CVA obtidas para possíveis acidentes provenientes dos diferentes projetos da Etapa 3 a partir de seus respectivos pontos de vazamento constam do **Anexo II.10.4.2.2-2**. A **Tabela II.10.4.2.3-1** mostra a área total considerada e a média ponderada dessas probabilidades.

Tabela II.10.4.2.3-1 – Média ponderada das probabilidades de toque de óleo no CVA Quelônios, a partir de vazamentos de 8 m³, 200 m³ e VPC nos pontos de modelagem P2 a P6, 1º e 2º semestres.

Pontos de modelagem	1º Semestre			2º Semestre			1º Semestre			2º Semestre		
	Área total suscetível (km ²)						Prob. Ponderada					
	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC
P2	8127,5	47303,3	508398,4	10417,6	36505,0	532375,7	1,3	2,1	22,2	1,2	2,5	25,2
P3	19443,1	127798,7	534939,2	6769,6	75095,9	590116,4	1,1	1,4	21,3	1,2	1,4	25,9
P4	12865,0	85315,8	547866,9	9478,8	67547,7	585591,2	1,2	1,7	18,6	1,4	1,7	21,9
P5	14664,7	83270,0	492390,3	11863,2	61077,0	569840,3	1,2	1,4	20,2	1,3	1,8	22,9
P6	12903,9	70845,3	560282,6	9913,6	51182,7	553980,8	1,1	1,5	18,1	1,2	1,7	20,3

O cálculo completo das áreas de acordo com as respectivas probabilidades que subsidiam esta probabilidade ponderada, de acordo com o ponto de vazamento e volume vazado, está disponível no **Anexo II.10.4.2.2-2 – Tabela I-1 e Tabela I-2**.

A maior média ponderada de probabilidade de toque no CVA Quelônios foi de 25,9%, obtida para VPC no P3 no 2º semestre.

A presença deste CVA Quelônios dentro da área suscetível está representada do **Desenho II.10.4.2-1** ao **Desenho II.10.4.2-12 (Anexo II.10.4.2-1)**.

As figuras a seguir (**Figura II.10.4.2.3-1** à **Figura II.10.4.2.3-4**) ilustram a sobreposição dos resultados da modelagem para o pior cenário em cada ponto de vazamento e período analisado com a área de ocorrência do CVA.

CVAs QUELÔNIOS - PIOR CASO - 1º SEMESTRE

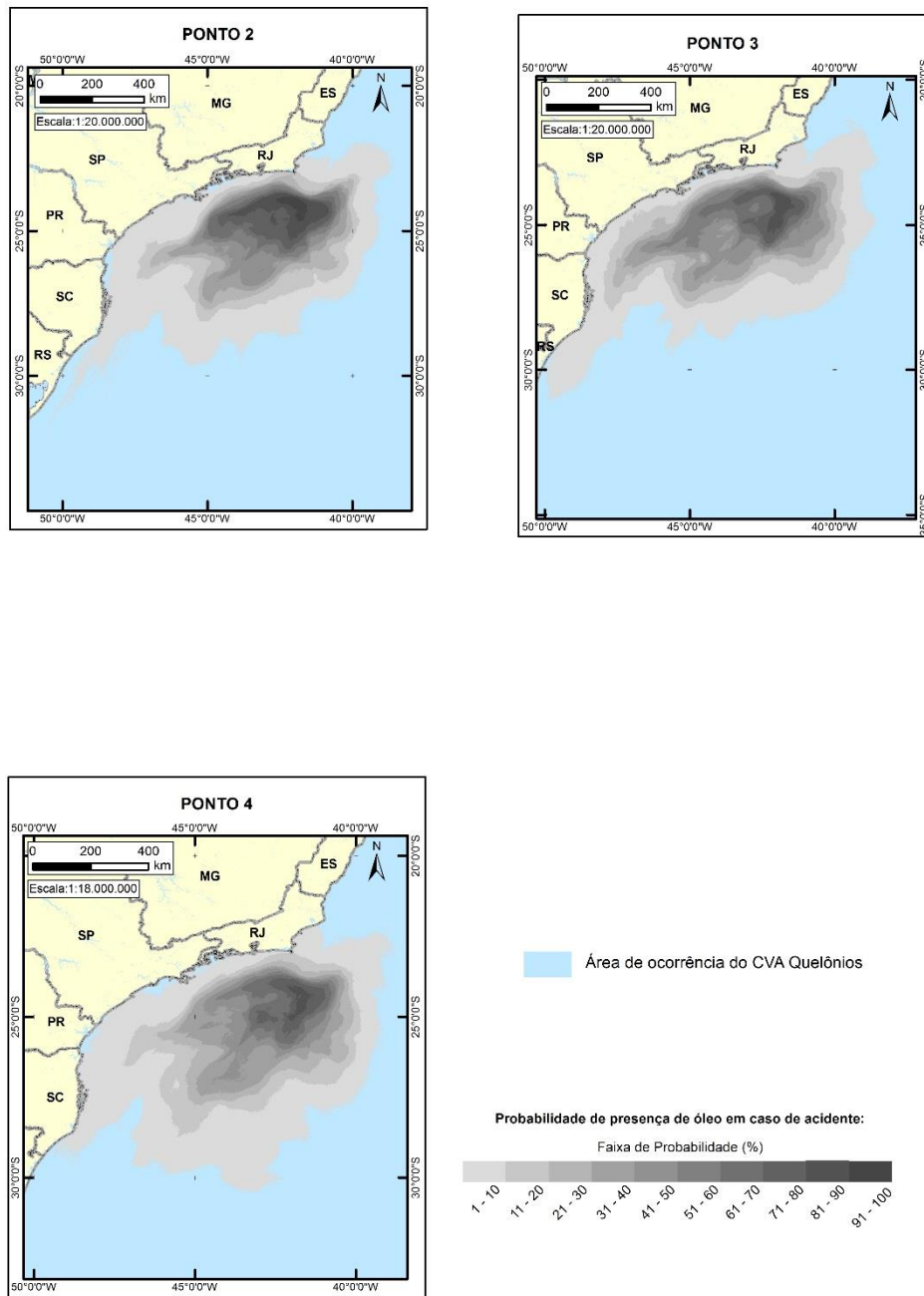


Figura II.10.4.2.3-1 – Sobreposição dos resultados da modelagem para o VPC nos pontos P2, P3 e P4 com a área de ocorrência do CVA – Quelônios, 1º semestre.

CVAs QUELÔNIOS - PIOR CASO - 2º SEMESTRE

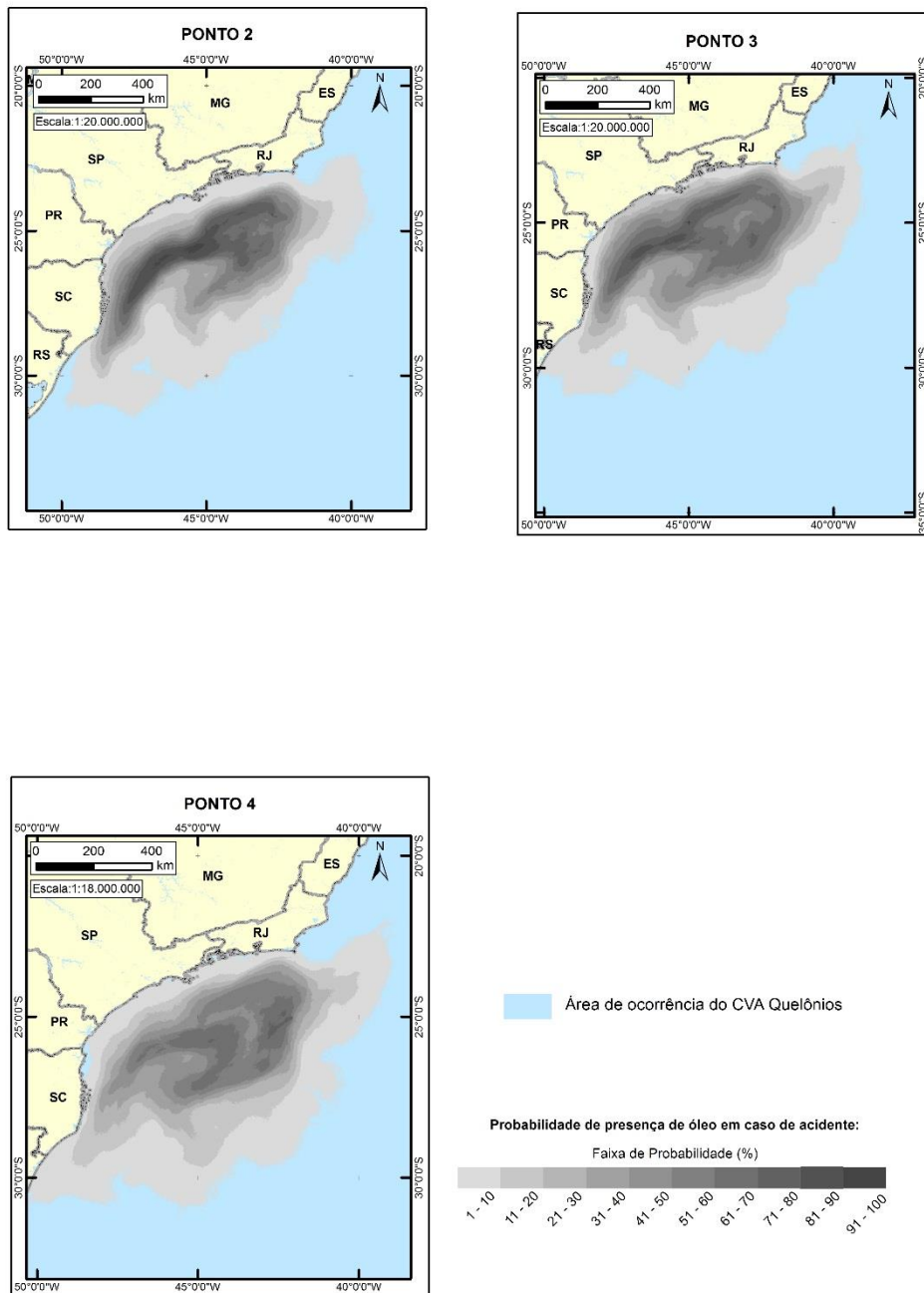
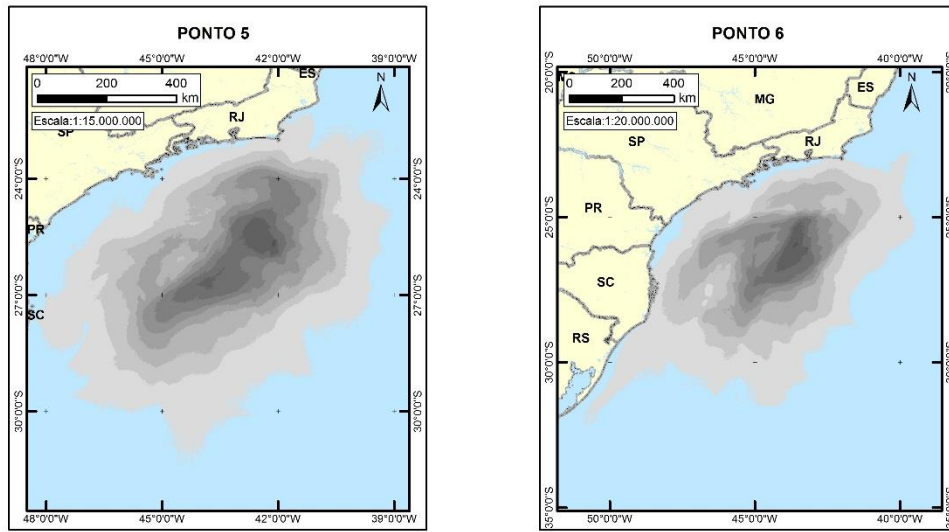


Figura II.10.4.2.3-2 – Sobreposição dos resultados da modelagem para o VPC nos pontos P2, P3 e P4 com a área de ocorrência do CVA – Quelônios, 2º semestre.

CVAs QUELÔNIOS - PIOR CASO - 1º SEMESTRE



Área de ocorrência do CVA Quelônios

Probabilidade de presença de óleo em caso de acidente:

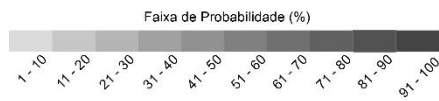


Figura II.10.4.2.3-3 – Sobreposição dos resultados da modelagem para o VPC nos pontos P5 e P6 com a área de ocorrência do CVA – Quelônios, 1º semestre.

CVAs QUELÔNIOS - PIOR CASO - 2º SEMESTRE

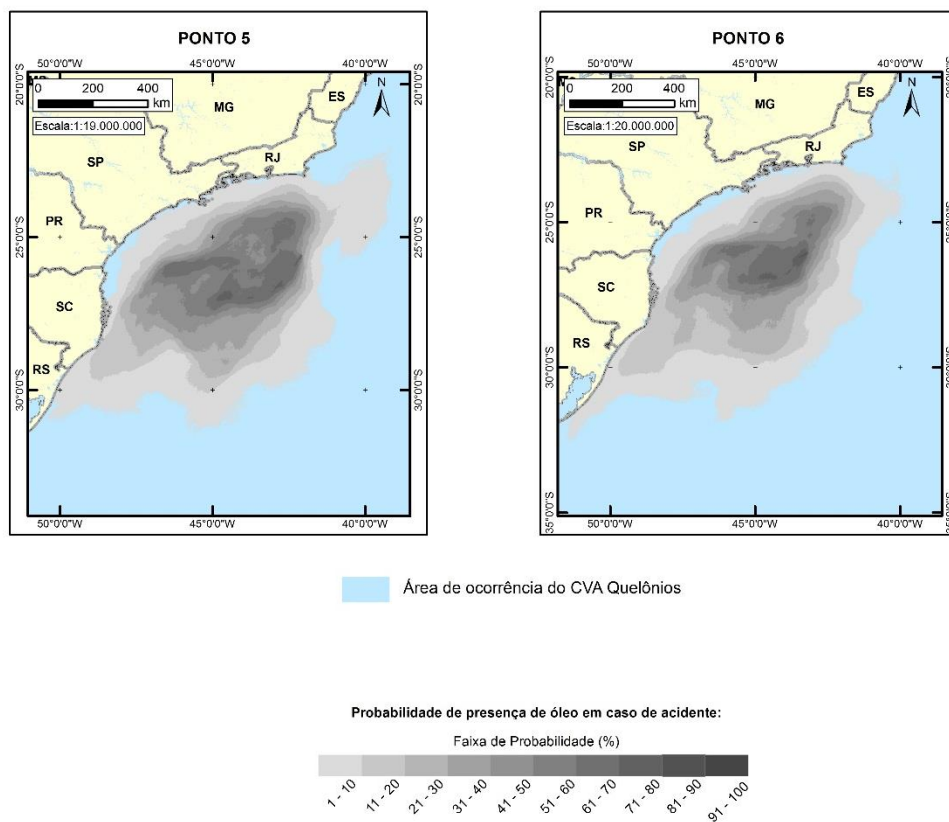


Figura II.10.4.2.3-4 – Sobreposição dos resultados da modelagem para o VPC nos pontos P5 e P6 com a área de ocorrência do CVA – Quelônios, 2º semestre.

II.10.4.2.4 – Cetáceos – Baleia Franca

A espécie *Eubalaena australis* foi incluída nesse estudo como CVA por conta de seu grau de ameaça de extinção, sendo protegida na Área de Proteção Ambiental (APA) da Baleia Franca, que se sobrepõe à área suscetível considerada nesse estudo, conforme descrito na **Análise de Vulnerabilidade (Anexo II.10.4.2.1-1)**, além dos demais aspectos relevantes comuns aos grandes cetáceos mencionados adiante (**subitem II.10.4.2.5**).

Segundo Groch (2000), desde 1981 a população de baleias francas que visita no inverno a região sul para reprodução vem sendo monitorada pelo Projeto Baleia Franca - International Wildlife Coalition / Brasil. Através de avistagens a partir de terra e censos aéreos, foi possível estabelecer uma área principal de concentração destes animais em Santa Catarina entre o Cabo de Santa Marta, Laguna (28°36' S, 48°49' W) e Florianópolis (27°25' S, 48°30' W) (SIMÕES-LOPES *et. al.*, 1992). Trata-se de uma região com a costa bastante recortada, formando inúmeras enseadas e pequenas baías, que oferecem proteção às baleias francas contra os ventos fortes dos meses de inverno (PALAZZO & FLORES, 1998). Nesta área, a maioria das avistagens consiste de pares de mãe/filhote, que são observados por vários dias na mesma enseada próximo à arrebentação, ou ao longo de alguns quilômetros durante semanas, movendo-se lentamente de uma enseada para outra. Considerando-se que nos primeiros meses da estação reprodutiva (maio a julho) a maioria dos indivíduos avistados são adultos solitários, e que a partir de agosto começam as avistagens de pares de fêmeas com filhotes, presume-se que os nascimentos ocorram nesta região (PALAZZO & FLORES, 1998). Portanto, dentro da área suscetível por um vazamento de óleo, essa região concentra o componente da população de baleias-franca de maior sensibilidade aos impactos.

Durante quase 400 anos as baleias francas sofreram com a caça indiscriminada, por isso existe grande preocupação quanto à sua conservação. Caçada quase à extinção, a espécie está mostrando sinais de recuperação populacional e voltando a reocupar antigas áreas de distribuição geográfica (e.g., SANTOS *et. al.*, 2001; GROCH *et. al.*, 2005). Além do emalramento em artefatos de pesca e da perturbação por embarcações, uma das ameaças sofridas pela

espécie atualmente, na região de Santa Catarina, é o molestamento por gaivotões (*Larus dominicanus*), aves marinhas comuns no Hemisfério Sul (RODRIGUES *et. al.*, 2010).

Neste estudo a baleia franca foi tratada como um CVA separado por conta de seu padrão de distribuição fixo, com área de concentração bem delimitada na APA da Baleia Franca (SC).

O tempo de recuperação considerado para esse CVA foi o mesmo usado para os demais CVAs de grandes cetáceos, em função dos aspectos da biologia reprodutiva são considerados 20 anos, conforme melhor explicado no **subitem II.10.4.2.4**.

Segue abaixo resumo de distribuição e tempo de recuperação admitidos para este CVA.

Resumo:

CVA	Distribuição	Tempo de Recuperação
Cetáceos – Baleia franca	Fixa – perímetro da APA da Baleia Franca (SC) – julho a dezembro	20 anos

Assim, para o cálculo do risco ambiental, considerou-se este CVA como fixo, com área de concentração conhecida para a espécie dentro da APA da Baleia Franca e maior presença no 2º semestre (julho a dezembro, pelas premissas da Modelagem), conforme descrito na **Análise de Vulnerabilidade (Anexo II.10.4.2.1-1)**.

A **Tabela II.10.4.2.4-1** mostra os maiores valores de probabilidade de toque de óleo no CVA.

Tabela II.10.4.2.4-1 – Maiores valores de probabilidade de toque de óleo no CVA Cetáceos – Baleia Franca, a partir de vazamentos de 8 m³, 200 m³ e VPC nos pontos de modelagem P2 a P6, 2º semestre.

Pontos de modelagem	2º Semestre		
	Maior Probabilidade		
	8 m ³	200 m ³	VPC
P2	0,0	0,0	33,0
P3	0,0	0,0	11,0
P4	0,0	0,0	11,0
P5	0,0	0,0	11,0
P6	0,0	0,0	13,0

A maior probabilidade de toque no CVA Cetáceos – Baleia Franca foi de 33%, obtida para VPC no P2 (2º semestre).

A presença deste CVA Cetáceos – Baleia Franca dentro da área suscetível está representada do **Desenho II.10.4.2-1** ao **Desenho II.10.4.2-12**.

As figuras a seguir (**Figura II.10.4.2.4-1** e **Figura II.10.4.2.4-2**) ilustram a sobreposição dos resultados da modelagem para o pior cenário em cada ponto de vazamento e no período analisado com a área de ocorrência do CVA.

CVAs CETACEOS: BALEIA FRANCA - PIOR CASO - 2º SEMESTRE

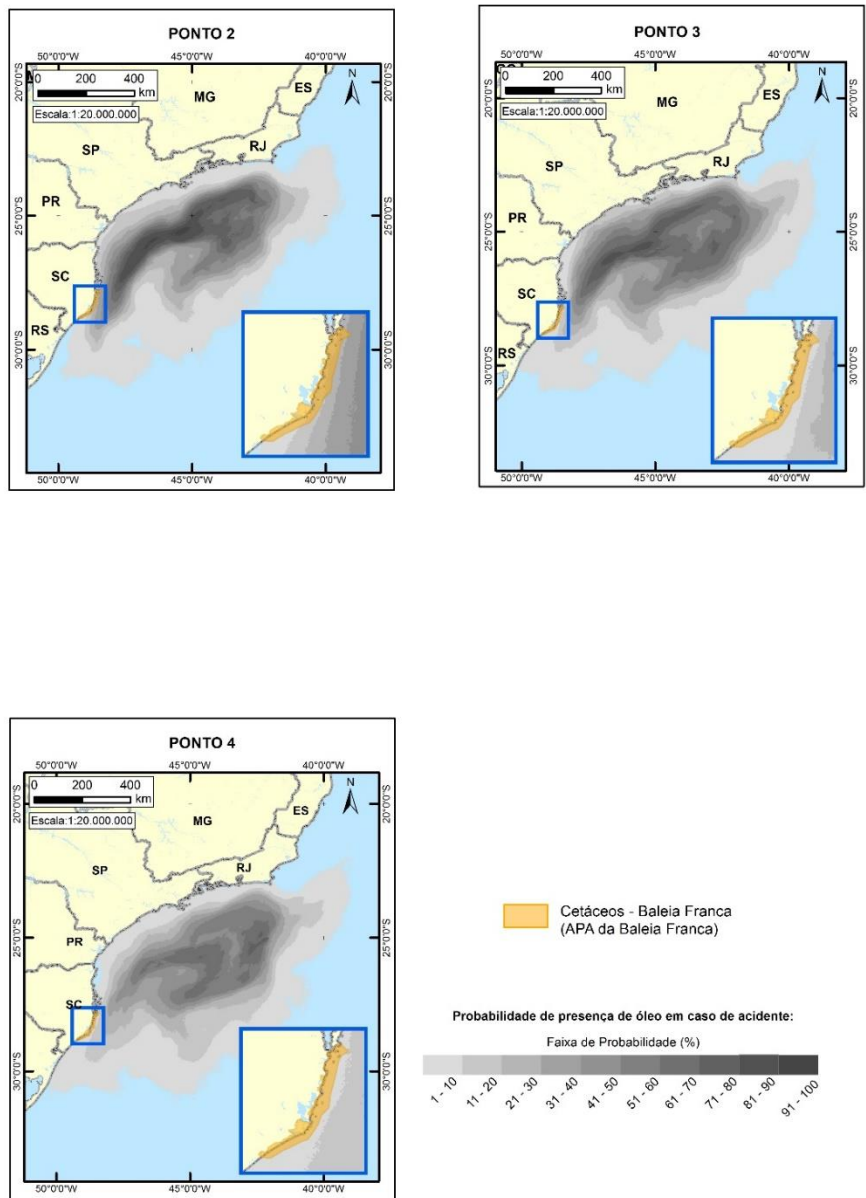


Figura II.10.4.2.4-1 – Sobreposição dos resultados da modelagem para o VPC nos pontos P2, P3 e P4 com a área de ocorrência do CVA Cetáceos – Baleia Franca, 2º semestre.

CVAs CETACEOS: BALEIA FRANCA - PIOR CASO - 2º SEMESTRE

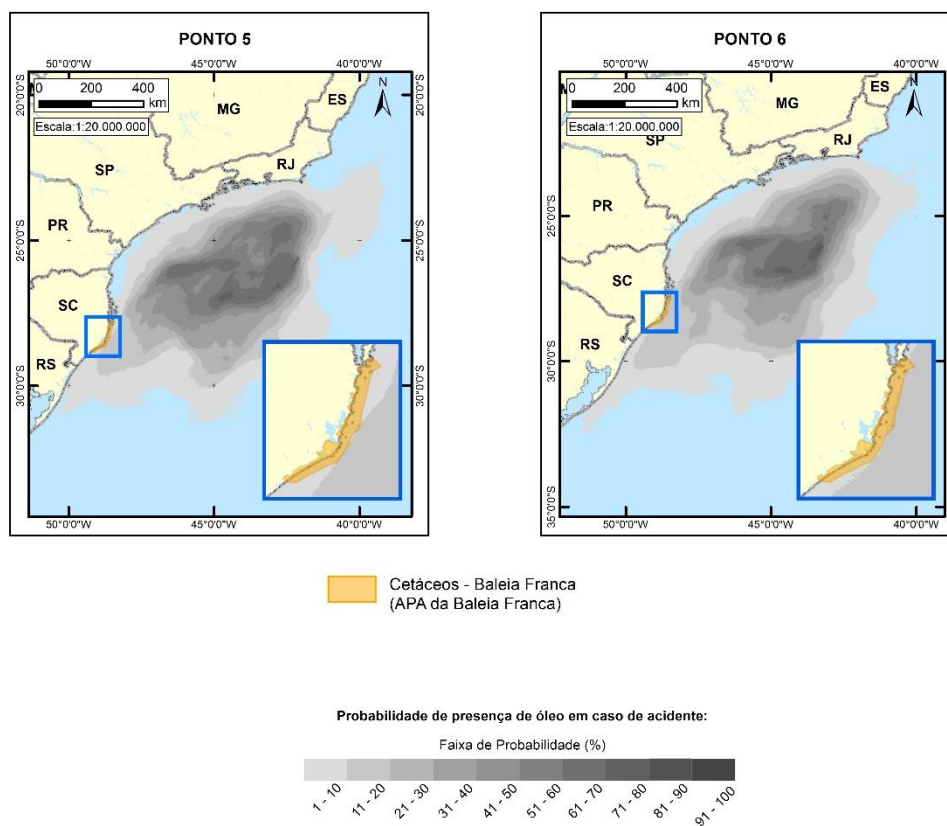


Figura II.10.4.2.4-2 – Sobreposição dos resultados da modelagem para o VPC nos pontos P5 e P6 com a área de ocorrência do CVA Cetáceos – Baleia Franca, 2º semestre.

II.10.4.2.5 – Grandes Cetáceos

Os grandes cetáceos foram elencados como CVA por apresentarem sensibilidade à poluição por óleo, serem animais de grande importância ecológica e despertarem interesse nacional e internacional, com ocorrência cosmopolita e programas de conservação em diversas regiões.

Os táxons de grandes cetáceos com ocorrência relevante na área suscetível (listados na **Análise de Vulnerabilidade - Anexo II.10.4.2.1-1**), com exceção da baleia franca, foram inseridos num mesmo CVA por conta do tempo de recuperação considerado não apresentar variação significativa entre eles e porque a maior parte dos registros cadastrados (SIMMAM, 2016) se sobrepõe,

além destas baleias apresentarem um caráter transitório nessa área (migrações latitudinais ou deslocamentos entre regiões de menores e maiores profundidades), o que lhes confere um padrão de distribuição difuso.

Assim, o presente CVA reúne todos os grandes cetáceos da Área de Estudo considerados como em perigo e vulneráveis (**Quadro II.5.2.7.4.3-1 do Diagnóstico do Meio Biótico – item II.5.2**), além daqueles com presença significativa na área suscetível: *Megaptera novaeangliae* (baleia jubarte), o gênero *Balaenoptera spp.*, *Orcinus orca* (orca) e *Physeter macrocephalus* (cachalote).

Essas baleias não possuem locais de concentração conhecidos na área suscetível, apresentando padrão de distribuição disperso, com presença ao longo do ano. Apesar das publicações disponíveis descreverem a migração da baleia jubarte dos locais de alimentação na Antártica até os sítios reprodutivos no Brasil situados a norte da área suscetível nos meses de julho a novembro, com pico de ocorrência na região de Arraial do Cabo entre meados de julho e final de agosto (FERNANDES *et. al.*, 2001; HASSEL & SICILIANO, 2004; SICILIANO *et. al.*, 2006) e de setembro a outubro na Bahia, informações recentes do Projeto de Monitoramento de Cetáceos – PMC (PETROBRAS) já dão conta de avistamentos de jubartes em grande número desde o mês de maio se deslocando na região costeira sudeste brasileira, até os 3.000 m de profundidade (**Análise de Vulnerabilidade - Anexo II.10.4.2.1-1**). Estes dados serão consolidados e apresentados no próximo relatório do PMC. Assim, de forma conservadora (apesar dessa espécie não estar provavelmente presente na costa brasileira de dezembro a maio), para fins de cálculo de risco, não se restringiu sua ocorrência ao 2º semestre, considerando-se sua presença em ambos os períodos de modelagem, o que levou ao agrupamento com os demais grandes cetáceos de distribuição difusa.

Conforme exposto na **Análise de Vulnerabilidade (Anexo II.10.4.2.1-1)**, resultados de cruzeiros de avistagem (PINEDO *et. al.*, 2002) sugerem a importância ao longo do ano da região da borda da plataforma continental como uma possível rota de migração e/ou área de alimentação para os cachalotes.

Nesse mesmo estudo, *O. orca* foi a segunda espécie mais avistada na região costeira-oceânica do Sul do Brasil.

O gênero *Balaenoptera* apresenta numerosos registros na área suscetível, principalmente avistagens, conforme consultado na base de dados do SIMMAM (2016). Quanto à representatividade de registros cadastrados de cada uma das cinco espécies desse gênero além de *B. edeni*, já considerada como CVA, a que se destaca na área suscetível é *B. acutorostrata* (SIMMAM, 2016).

A baleia-minke-anã possui grande número de registros no SIMMAM (2016), os quais se referem, em sua grande maioria, a avistagens, mas também há um número considerável de encalhes. Os registros de encalhes de baleias-minke-anãs, segundo o estudo de Zerbini *et. al.*, (1996), representam cerca de 75% de todos os registros desse tipo obtidos para baleias minke.

Costumava-se considerar que a baleia-minke-anã tinha como subespécie a baleia-minke-antártica, *B. bonaerensis*. No final dos anos 1990, entretanto, estas foram reconhecidas como espécies separadas (BURMEISTER, 1867 *apud*. ARNASON *et. al.*, 1993). Portanto, registros anteriores podem estar associados a qualquer uma dessas duas espécies, e até mesmo dados mais recentes a partir de avistagens apresentam certo grau de incerteza na diferenciação dentro do gênero.

Assim, com base na literatura e na distribuição dos registros (SIMMAM, 2016), pôde-se considerar como área total de ocorrência do CVA Grandes Cetáceos a região costeira-oceânica, da linha de costa até a isóbata de 3.000 metros.

Para avaliação do tempo de recuperação dos CVAs de cetáceos de grande porte, considerou-se que, apesar de serem pouco suscetíveis ao contato com o óleo num possível acidente, por conta de sua elevada mobilidade, os efeitos causados aos indivíduos atingidos poderiam ser de várias magnitudes, até mesmo letais, como já mencionado na **Análise de Vulnerabilidade (Anexo II.10.4.2.1-1)**.

Caso ocorresse a morte de muitos indivíduos, a dinâmica populacional poderia ser alterada, dados os aspectos da biologia reprodutiva desses animais, como o longo tempo necessário para um indivíduo atingir a maturidade sexual, o pequeno tamanho da prole, o intenso e prolongado cuidado parental e a disponibilidade de a fêmea acasalar a cada dois anos (ESTES, 1979; MCLAREN

& SMITH, 1985; FOWLER, 1981, 1984; DOIDGE *et. al.*, 1984; EVANS & STIRLING, 2002; CRESPO & HALL, 2002).

No caso de um derrame, o sucesso da fuga dos animais para áreas sem a presença de óleo dependeria, entre outros fatores, da extensão da mancha, sendo que a autonomia de mergulho e a velocidade atingida pelos animais poderiam não ser suficientes (MATKIN *et. al.*, 1999; MATKIN *et. al.*, 2008).

Estudos que integrem os efeitos de vazamentos de óleo sobre populações de cetáceos com a velocidade e as condições em que sua recuperação ocorre ainda são escassos, e, para muitas espécies, inexistentes. Apesar disso, há registros de como os organismos podem ser afetados negativamente, direta e indiretamente, se forem atingidos num acidente, como apresentado na **Análise de Vulnerabilidade (Anexo II.10.4.2.1-1)**, além de estudos populacionais para algumas espécies, que poderiam auxiliar na estimativa do potencial de resiliência ou do grau de fragilidade das populações de cetáceos.

Num dos poucos estudos disponíveis com populações de grandes cetáceos pós-vazamento de óleo, Matkin *et. al.*, (2008) trataram dos impactos do acidente envolvendo o navio petroleiro Exxon Valdez, ocorrido no Alasca em 1989, muito próximo da costa, num ambiente abrigado, sobre dois grupos locais de orcas, um residente e um transiente. Conforme discutido no artigo, a mancha de óleo resultante desse vazamento se estendeu por centenas de quilômetros, o que permitiu o contato de muitos cetáceos com o óleo por um período de tempo e uma área geográfica extensos.

Levando-se em conta essas especificidades do acidente, adicionadas à dificuldade de combate à mancha nesse local de difícil acesso, e à presença de grupos de orcas cuja dinâmica populacional apresenta limitações intrínsecas à recuperação após sofrerem impactos (linhagens isoladas), o estudo descreve o comportamento dessa espécie na presença de óleo em um ambiente natural e reúne uma quantidade de dados significativa, antes e após o derrame, de forma a estabelecer uma ligação entre o desaparecimento de cerca de um terço do número de indivíduos nesses dois grupos e o evento do derrame.

Matkin *et. al.*, (2008), assim, puderam demonstrar que orcas não são capazes de detectar ou evitar petróleo na superfície da água, provavelmente pela ausência de um sistema olfativo, e que elas são, portanto, suscetíveis à inalação de

vapores e/ou óleo e ao contato do óleo com a pele. Neste estudo, foram observadas baleias nadando nas manchas de óleo. Foi reportada a perda de 31 a 44% das populações residente e transiente monitoradas, no decorrer do ano seguinte ao vazamento, porém tais perdas são sem precedentes.

Os autores estimaram que a recuperação total dos grupos de orcas estudados nesse habitat específico leve **décadas** para ocorrer, caso o recrutamento continue positivo e mortes inesperadas não ocorram.

Alguns outros aspectos da biologia reprodutiva das espécies de grandes cetáceos podem ser considerados na estimativa do tempo de recuperação: 1) o intervalo entre nascimentos pode chegar a seis anos; 2) o tempo para as fêmeas atingirem a maturidade sexual e gerarem filhotes pode ser de até 13 anos; e 3) o período de gestação pode ser de até 16 meses. Assim, *grosso modo*, num intervalo de **20 anos**, as perdas de indivíduos ocorridas numa população de baleias atingida por óleo seriam potencialmente compensadas, já que, nesse período, poderia ocorrer mais de um nascimento por fêmea não-atingida e a primeira geração pós-derrame já teria atingido a maturidade sexual e gerado mais descendentes.

Taxas de crescimento populacional anual entre 3 e 4% são as mais usuais para a maioria das espécies de baleias (FREEMAN, 2008). Por outro lado, é preciso lembrar que essas taxas podem ser afetadas por perdas agudas de um número significativo de indivíduos, sobretudo em populações pequenas, como mostrado pelo estudo de Matkin *et. al.*, (2008).

Quanto ao status populacional das baleias jubarte no Brasil, estudos como o de Palazzo Junior *et. al.*, (2006) sugerem que a população em recuperação pode estar se deslocando novamente para áreas usadas anteriormente para reprodução e nascimento de filhotes antes da caça predatória da espécie.

O crescimento da população é estimado em cerca de 7% ao ano, segundo informação do Instituto Baleia Jubarte⁴. Recentes levantamentos aéreos e embarcados sugeriram que o tamanho da população em 2002 era de aproximadamente 4.500 baleias. Portanto, mesmo em recuperação, esta população foi calculada como estando em torno de 25 a 30% de seu tamanho na

⁴ <http://www.baleiajubarte.org.br/>

fase pré-caça, indicando que medidas de conservação ainda são necessárias para garantir sua recuperação.

Segue abaixo resumo de distribuição, considerada difusa e em águas costeiras a oceânicas, e tempo de recuperação admitidos para este CVA.

Resumo:

CVA	Distribuição	Tempo de Recuperação
Grandes Cetáceos	Difusa – linha de costa a 3000 m	20 anos

As probabilidades de toque de óleo nesse CVA obtidas para possíveis acidentes provenientes dos diferentes projetos da Etapa 3 a partir de seus respectivos pontos de vazamento, nos períodos analisados, constam do **Anexo II.10.4.2.2-2. A**

Tabela II.10.4.2.5-1 mostra a área total considerada e a média ponderada dessas probabilidades.

Tabela II.10.4.2.5-1 – Média ponderada das probabilidades de toque de óleo no CVA Grandes Cetáceos., a partir de vazamentos de 8 m³, 200 m³ e VPC provenientes dos projetos da Etapa 3 (pontos de modelagem P2 a P6), 1° e 2° semestres.

Pontos de modelagem	1° Semestre			2° Semestre			1° Semestre			2° Semestre		
	Área total (km ²)						Prob. Ponderada					
	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC
P2	8127,5	47303,3	417608,3	10417,6	36505,0	458370,8	1,3	2,1	25,9	1,2	2,5	28,6
P3	19443,1	127771,6	434493,2	6769,6	75095,9	478684,1	1,1	1,4	24,8	1,2	1,4	30,8
P4	12865,0	85313,4	407867,5	9478,8	67547,7	464827,0	1,2	1,7	22,9	1,4	1,7	26,1
P5	14664,7	82916,2	346385,9	11863,2	61054,9	439728,0	1,2	1,4	25,4	1,3	1,8	26,4
P6	12903,9	70828,1	433633,6	9913,6	51062,9	439274,1	1,1	1,5	20,6	1,2	1,7	22,6

O cálculo completo das áreas de acordo com as respectivas probabilidades que subsidiam esta probabilidade ponderada, de acordo com o ponto de vazamento e volume vazado, está disponível no **Anexo II.10.4.2.2-2 – Tabela II-1 e Tabela II-2**.

A maior média ponderada de probabilidade de toque no CVA Grandes Cetáceos foi de 30,8%, obtida para VPC no P3 no 2° semestre.

A presença deste CVA Grandes Cetáceos dentro da área suscetível está representada no **Desenho II.10.4.2-1** ao **Desenho II.10.4.2-12**.

As figuras a seguir (**Figura II.10.4.2.5-1** à **Figura II.10.4.2.5-4**) ilustram a sobreposição dos resultados da modelagem para o pior cenário em cada ponto de vazamento e período analisado com a área de ocorrência do CVA.

CVA GRANDES CETÁCEOS - PIOR CASO - 1º SEMESTRE

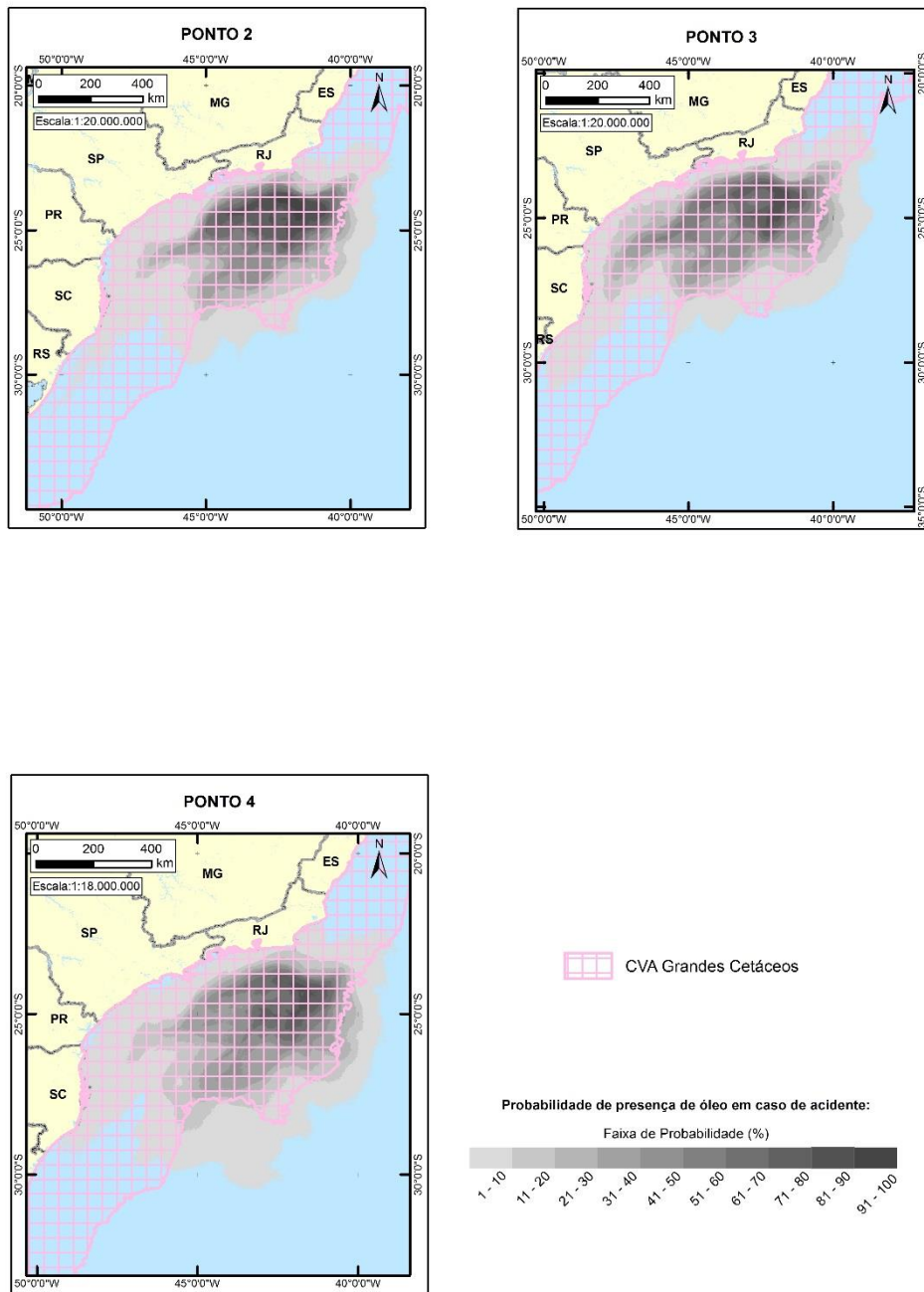


Figura II.10.4.2.5-1 – Sobreposição dos resultados da modelagem para o VPC nos pontos P2, P3 e P4 com a área de ocorrência do CVA Grandes Cetáceos, 1º semestre.

CVA GRANDES CETÁCEOS - PIOR CASO - 2º SEMESTRE

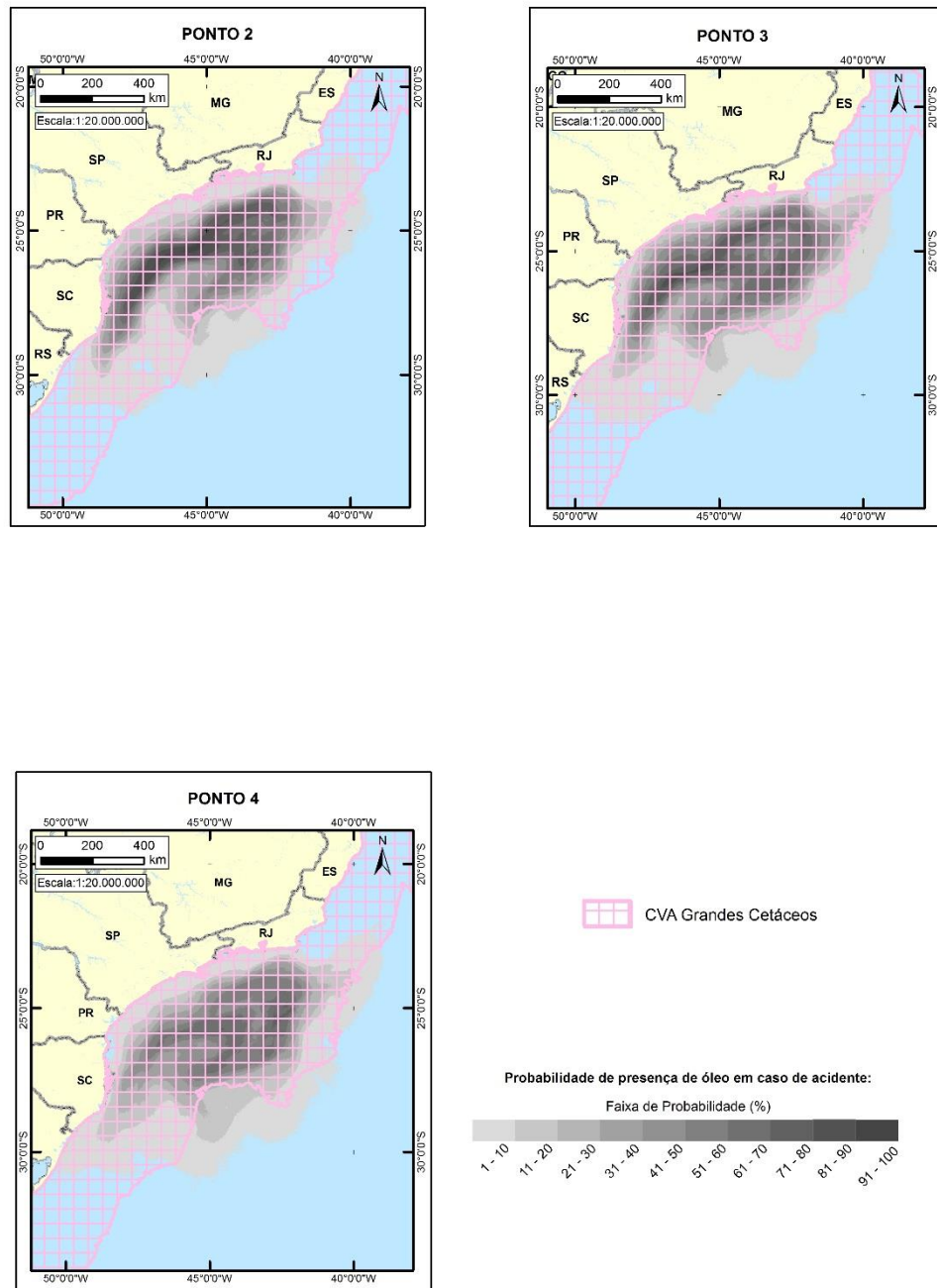


Figura II.10.4.2.5-2 – Sobreposição dos resultados da modelagem para o VPC nos pontos P2, P3 e P4 com a área de ocorrência do CVA Grandes Cetáceos, 2º semestre.

CVA GRANDES CETÁCEOS - PIOR CASO - 1º SEMESTRE

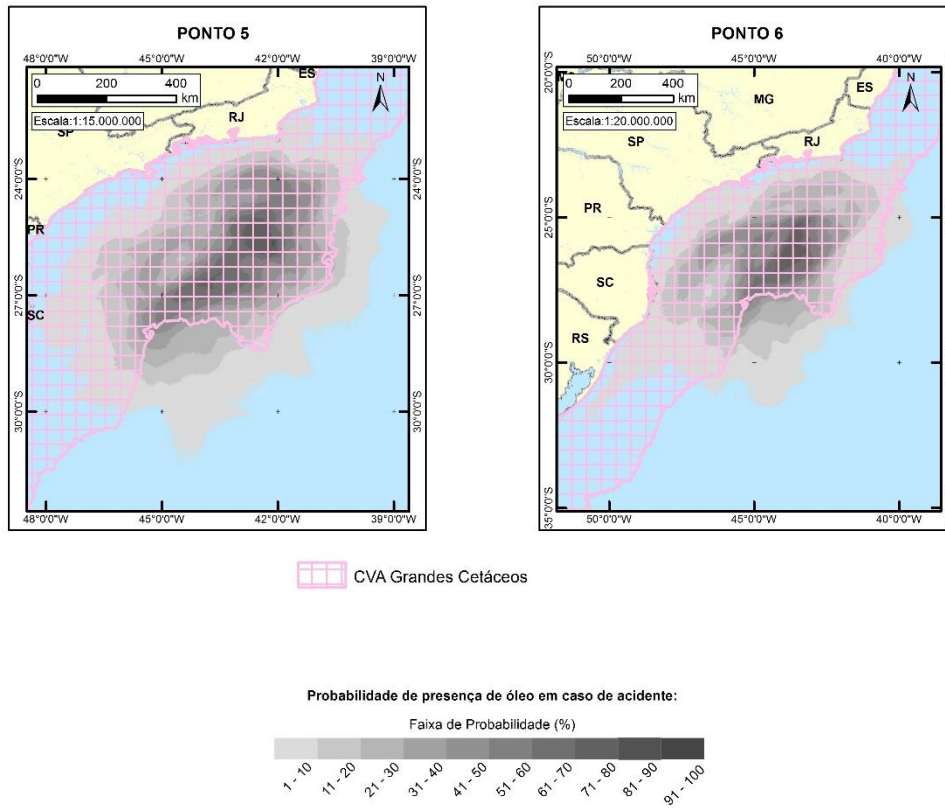


Figura II.10.4.2.5-3 – Sobreposição dos resultados da modelagem para o VPC nos pontos P5 e P6 com a área de ocorrência do CVA Grandes Cetáceos, 1º semestre.

CVA GRANDES CETÁCEOS - PIOR CASO - 2º SEMESTRE

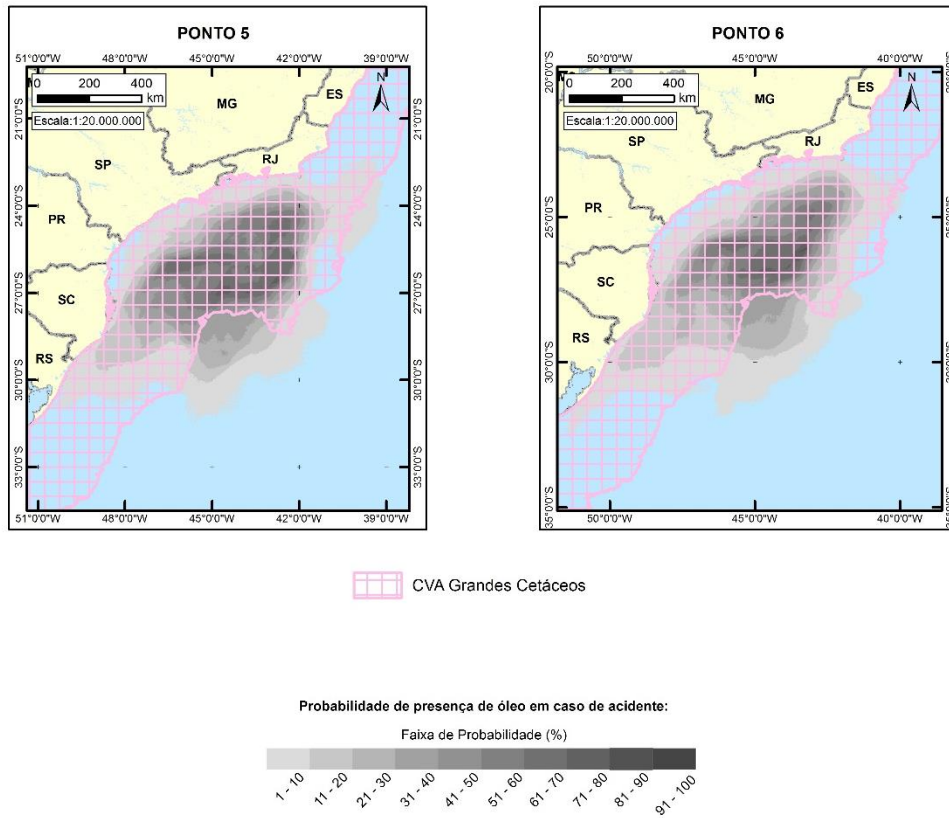


Figura II.10.4.2.5-4 – Sobreposição dos resultados da modelagem para o VPC nos pontos P5 e P6 com a área de ocorrência do CVA Grandes Cetáceos, 2º semestre.

II.10.4.2.6 – Cetáceos – Boto Cinza

O boto-cinza marinho (*Sotalia guianensis*) foi selecionado como CVA por ser predador de topo da cadeia alimentar marinha costeira, assumindo um papel importante no controle dos estoques pesqueiros, no fluxo energético e equilíbrio ecológico dessas regiões. Além disso, o longo período de vida desses animais os torna indicadores de qualidade ambiental nos ambientes costeiros, muitas vezes sujeitos a impactos antrópicos agudos e crônicos.

Conforme descrito no **Meio Biótico (item II.5.2)** e na **Análise de Vulnerabilidade (Anexo II.10.4.2.1-1)**, ao longo de toda a costa brasileira e portanto também dentro da área suscetível, esses animais ocorrem

preferencialmente na região costeira, em baías e desembocaduras de rios (DA SILVA & BEST, 1996).

Dados sobre o uso de habitat marinho de *S. guianensis* mostraram a presença desses golfinhos em águas de dois a 35 m (AZEVEDO *et. al.*, 2007). Apesar de muitos estudos demonstrarem uma preferência do boto-cinza por águas com profundidades menores do que 6 m (LODI, 2003; FLORES & BAZZALO, 2004; DAURA-JORGE *et. al.*, 2005), aqueles conduzidos na Baía de Guanabara e em Cananéia (AZEVEDO *et. al.*, 2005; ROLLO, 2002) corroboraram os resultados obtidos na Baía de Sepetiba, em que foi constatada maior frequência em profundidades entre seis e 16 m, próximas aos canais da entrada e do interior da baía. Levantamentos populacionais indicaram a presença de grupos numerosos em locais como Baía de Guanabara (AZEVEDO *et. al.*, 2007) e Baía de Sepetiba – Rio de Janeiro, e estuário de Cananeia – São Paulo. Parte dessas populações, segundo informações mais recentes ainda não publicadas, se encontram em franco declínio, sobretudo devido ao conflito com a pesca e à degradação de seus habitats, enquanto outras populações permanecem mais protegidas.

Além do status populacional, para a estimativa do tempo de recuperação, levou-se em conta os aspectos biológicos descritos no **Meio Biótico (item II.5.2)** e na **Análise de Vulnerabilidade (Anexo II.10.4.2.1-1)**, incluindo longevidade, maturidade sexual, estratégia reprodutiva e de comportamento da espécie.

De acordo com a **Análise de Vulnerabilidade (Anexo II.10.4.2.1-1)**, esse CVA, assim como o restante dos pequenos cetáceos, apresenta média vulnerabilidade na área suscetível, com exceção da região da REBIO do Arvoredo, onde a vulnerabilidade é alta. Assim, comparativamente, suas populações presentes na região poderiam levar menos tempo para se recuperarem após o contato com o óleo do que outras mais vulneráveis, como as de grandes cetáceos, ou especialmente mais restritas e com status populacional historicamente mais depletado, como as de toninhas.

Portanto e conforme explicado no **subitem II.10.4.2.2**, adotou-se um tempo de recuperação para esse CVA de cetáceos que, em função do porte e hábitos da espécie, foi de **10 anos**, uma vez que os estudos disponíveis falam de décadas para a recuperação de cetáceos, sem ainda haver precisão nas estimativas.

Considerou-se, para fins de cálculo do risco ambiental, que o boto-cinza apresenta distribuição fixa, com ocorrência atual em regiões estuarinas e baías ao longo do litoral: Baía de Guanabara (RJ), Baía de Sepetiba (RJ), Baía da Ilha Grande e de Paraty (RJ), Cananeia (SP), Baía de Paranaguá (PR), Baía de Guaratuba (PR), Baía da Babitonga (SC) e Baía Norte (SC), até os 30 metros de profundidade.

Segue abaixo resumo de distribuição e tempo de recuperação para este CVA.

Resumo:

CVA	Distribuição	Tempo de Recuperação
Cetáceos - boto-cinza	Fixa – regiões estuarinas e baías ao longo do litoral (Baía de Guanabara/RJ, Baía de Sepetiba/RJ, Baía da Ilha Grande e de Paraty/RJ, Cananeia/SP, Baía de Paranaguá/PR, Baía de Guaratuba/PR, Baía da Babitonga/SC e Baía Norte/SC), até profundidade de 30 m	10

As probabilidades de toque de óleo nesse CVA obtidas para possíveis acidentes provenientes dos diferentes projetos da Etapa 3 a partir de seus respectivos pontos de vazamento, nos períodos analisados, constam do **Anexo II.10.4.2.2-2**. A **Tabela II.10.4.2.6-1** mostra os maiores valores de probabilidade de toque de óleo no CVA.

Tabela II.10.4.2.6-1 – *Maiores valores de probabilidade de toque de óleo no CVA Cetáceos – Boto cinza, a partir de vazamentos de 8 m³, 200 m³ e VPC nos pontos de modelagem P2 a P6, 1º e 2º semestres.*

Pontos de modelagem	1º Semestre			2º Semestre		
	Maior Probabilidade			Maior Probabilidade		
	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC
P2	0,0	0,0	3,3	0,0	0,0	32,3
P3	0,0	0,0	6,0	0,0	0,0	19,2
P4	0,0	0,0	2,7	0,0	0,0	8,6
P5	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	4,5
P6	0,0	0,0	5,8	0,0	0,0	7,0

A probabilidade de toque em todos os locais de ocorrência deste CVA, de acordo com o ponto de vazamento e volume vazado, está disponível no **Anexo II.10.4.2.2-2 – Tabela III-1**.

A maior probabilidade de toque no CVA Cetáceos – Boto cinza foi de 32,3%, obtida para VPC no P2 no 2º semestre.

A presença deste CVA Cetáceos – Boto cinza dentro da área suscetível está representada no **Desenho II.10.4.2-1** ao **Desenho II.10.4.2-12 (Anexo II.10.2.4-1)**.

As figuras a seguir (**Figura II.10.4.2.6-1** à **Figura II.10.4.2.6-4**) ilustram a sobreposição dos resultados da modelagem para o pior cenário em cada ponto de vazamento e período analisado com a área de ocorrência do CVA.

CVAs CETACEOS: BOTO CINZA - PIOR CASO - 1º SEMESTRE

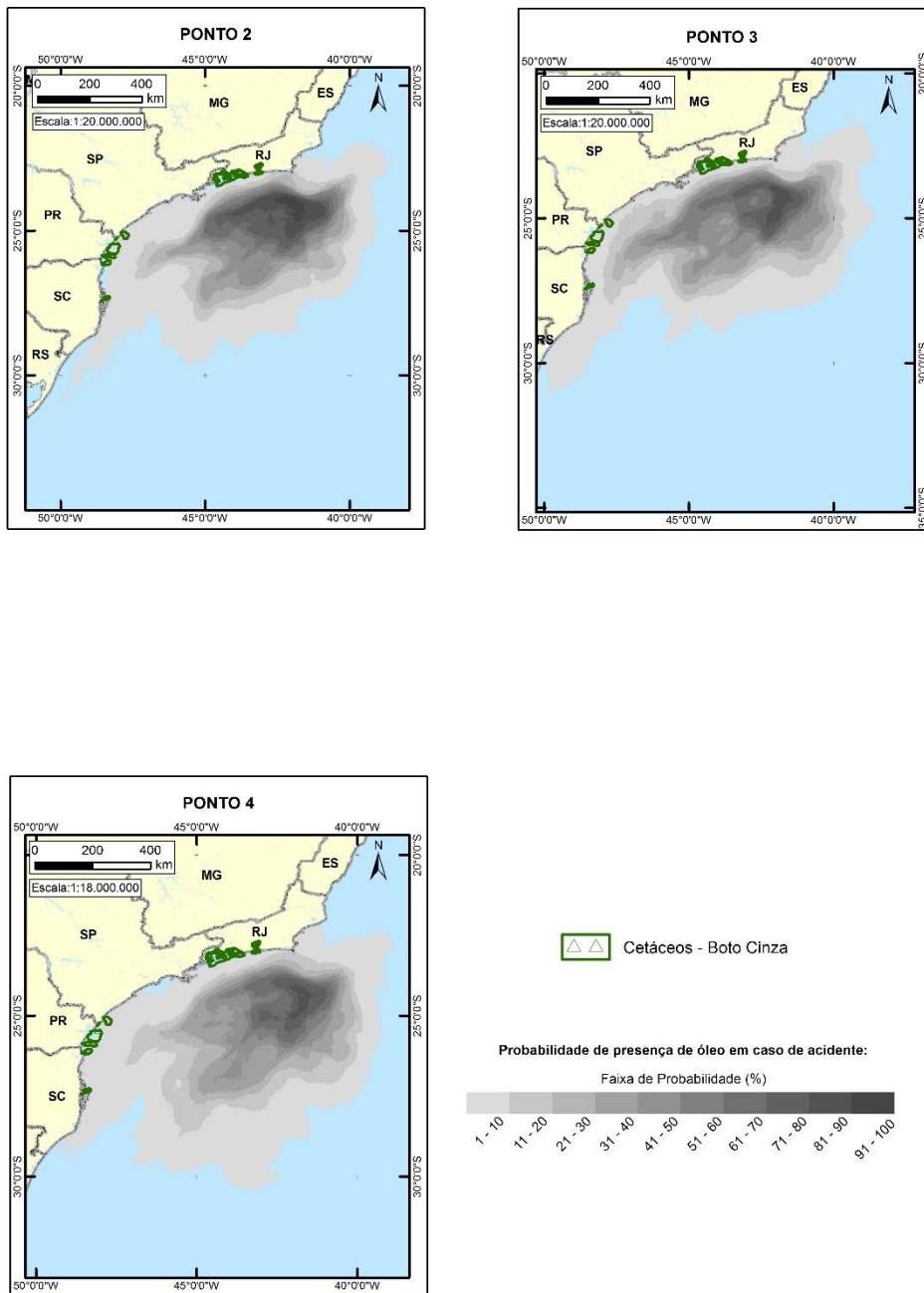


Figura II.10.4.2.6-1 – Sobreposição dos resultados da modelagem para o VPC nos pontos P2, P3 e P4 com a área de ocorrência do CVA Cetáceos – Boto cinza, 1º semestre.

CVA_s CETACEOS: BOTO CINZA - PIOR CASO - 2º SEMESTRE

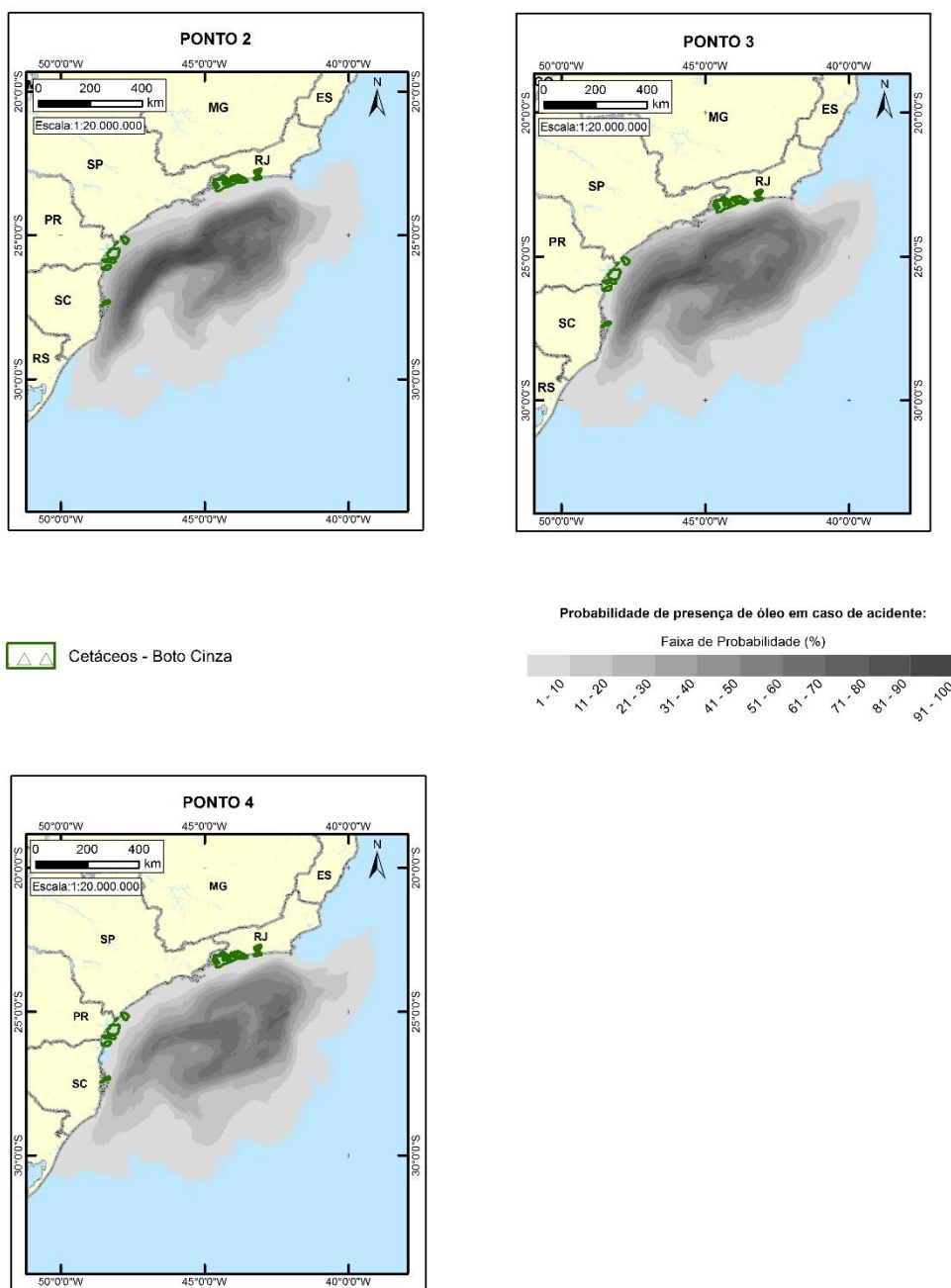


Figura II.10.4.2.6-2 – Sobreposição dos resultados da modelagem para o VPC nos pontos P2, P3 e P4 com a área de ocorrência do CVA Cetáceos – Boto cinza, 2º semestre.

CVA's CETACEOS: BOTO CINZA - PIOR CASO - 1º SEMESTRE

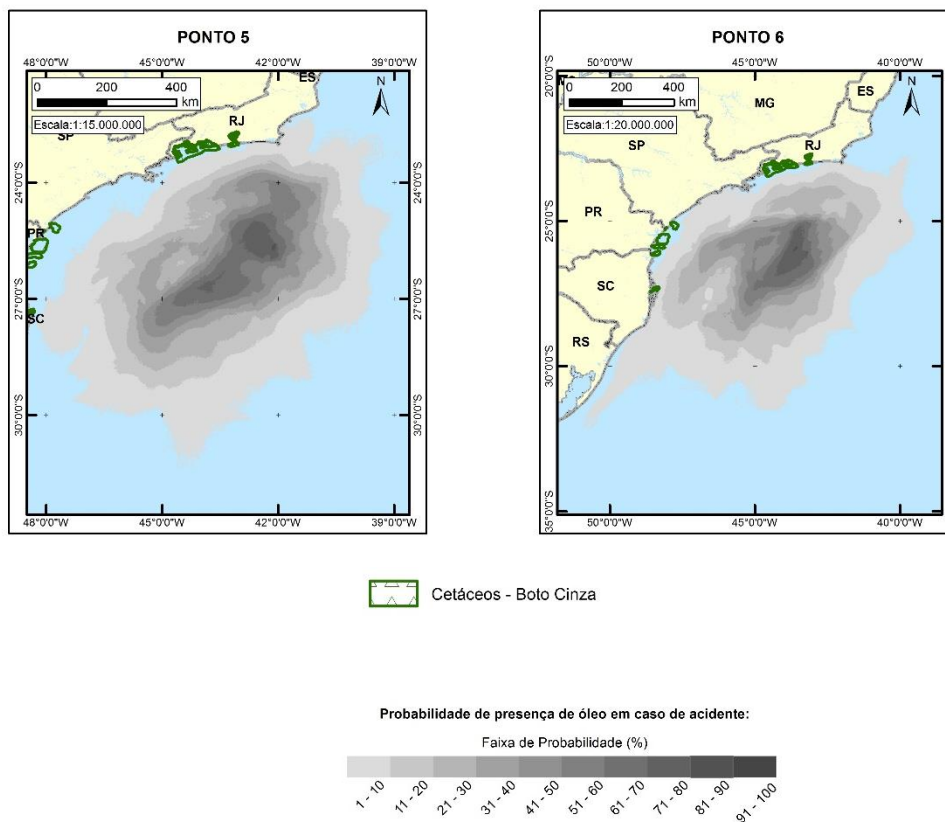


Figura II.10.4.2.6-3 – Sobreposição dos resultados da modelagem para o VPC nos pontos P5 e P6 com a área de ocorrência do CVA Cetáceos – Boto cinza, 1º semestre.

CVAs CETACEOS: BOTO CINZA - PIOR CASO - 2º SEMESTRE

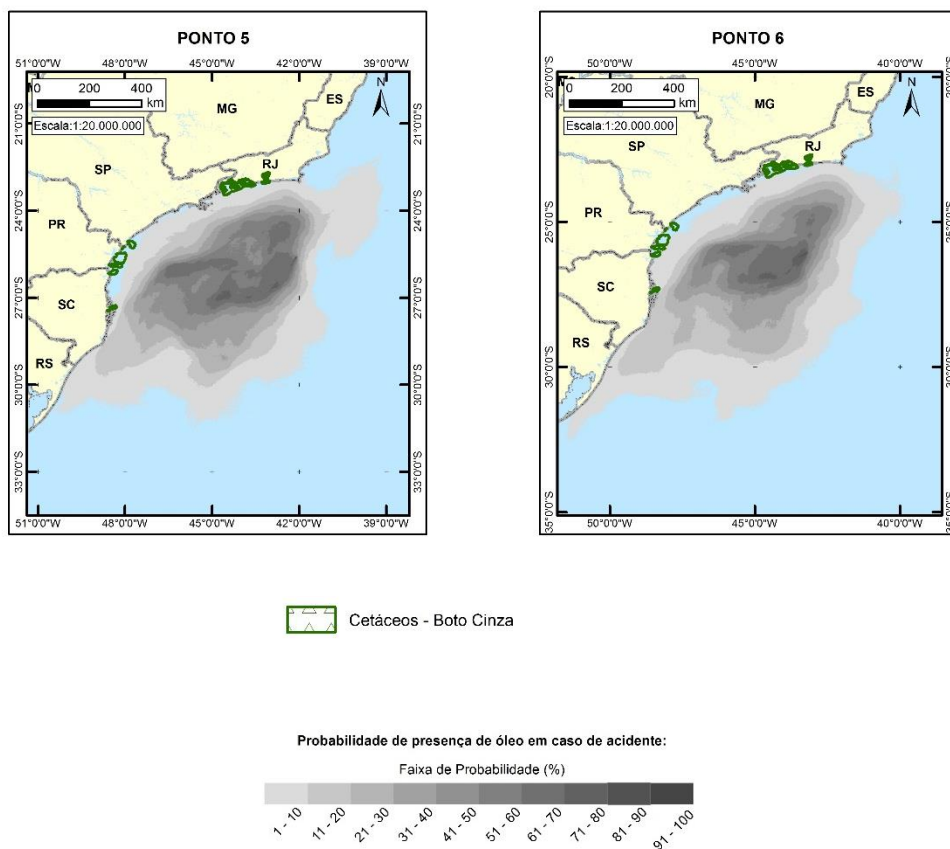


Figura II.10.4.2.6-4 – Sobreposição dos resultados da modelagem para o VPC nos pontos P5 e P6 com a área de ocorrência do CVA Cetáceos – Boto cinza, 2º semestre.

II.10.4.2.7 – Pequenos Cetáceos

Em função de sua importância ecológica, os táxons de golfinhos com avistagens na região costeira e quebra de plataforma e ocorrências difusas similares na área suscetível, segundo dados do SIMMAM (2016), foram agrupados num único CVA Pequenos Cetáceos, que não inclui Toninha e Boto-cinza, uma vez que essas espécies têm áreas de concentração distintas dos demais e mapeadas. Assim, reuniu-se nesse CVA em especial *Tursiops truncatus* (golfinho-nariz-de-garrafa) e *Steno bredanensis* (golfinho-de-dentes rugosos), além do gênero *Stenella* spp.

Esses pequenos cetáceos, conforme indicado no **Meio Biótico (item II.5.2)** e na **Análise de Vulnerabilidade (Anexo II.10.4.2.1-1)**, apresentam alta longevidade, maturação sexual tardia e longo período de gestação (WELLS & SCOTT, 1999; SERGEANT *et. al.*, 1973; COCKROFT & ROSS, 1990).

O tamanho e o status populacional da espécie *T. truncatus* no litoral brasileiro são desconhecidos, embora já se tenham estimativas para populações locais na região sul (SIMÕES-LOPES, 1995; HOFFMAN, 1997; DALLA ROSA, 1999; DAURA-JORGE & SIMÕES-LOPES, 2008). Simões-Lopes & Fabian (1999) verificaram que em Laguna (SC) 88,5% dos indivíduos eram residentes e o restante era não-residente.

Além disso, no Rio de Janeiro, na porção norte da área suscetível, já foi registrada a presença da espécie entre São Francisco de Itabapoana e Arraial do Cabo (LODI *et. al.*, 2008; ZERBINI *et. al.*, 2004a), na região da Baía de Guanabara e do Arquipélago de Cagarras (LODI, *op.cit.*; LODI, 2009) e na Baía da Ilha Grande/Paraty (ZERBINI, *op.cit.*).

Apesar da ampla distribuição da espécie, as populações locais de *T. truncatus*, com número relativamente baixo de indivíduos e alto grau de residência, são particularmente suscetíveis ao impacto de ações antrópicas. Por este motivo, é incluída no grupo de espécies “vulneráveis em virtude de sua proximidade com atividades humanas” (REEVES & LEATHERWOOD, 1994; REEVES *et. al.*, 2003; ROCHA-CAMPOS *et. al.*, 2011).

Capturas incidentais em redes de espera já foram registradas no estado do Rio de Janeiro (DI BENEDITTO & RAMOS, 2001) e podem estar relacionadas ao fato da espécie ser atraída pela presença dos barcos de pesca, em busca de sobras da atividade pesqueira. Dentre as outras ameaças a que as populações estão provavelmente submetidas, podem-se citar o tráfego de embarcações, a poluição ambiental, a exploração excessiva de recursos marinhos importantes na dieta da espécie e até mesmo a interação com humanos.

O trabalho de Smultea & Wursig (1995) investigou o comportamento de golfinhos-nariz-de-garrafa na área e vizinhanças do vazamento de óleo do navio petroleiro Mega Borg ocorrido em 1990 (Texas, EUA) através de sobrevoos e de avistagens oportunísticas, tendo filmado nove grupos de golfinhos. Diante da carência de estudos mais sistemáticos sobre a reação de golfinhos selvagens

dessa espécie ao óleo, das evidências obtidas com animais em cativeiro que indicaram que a espécie pode detectar e evitar óleo pesado (GERACI *et. al.*, 1983; SMITH *et. al.*, 1983) e de relatos de diferentes espécies de cetáceos se alimentando ou passando por manchas de óleos em aparente mudança de comportamento (GOODALE *et. al.*, 1979; GERACI, 1990), os resultados do estudo mostraram que os golfinhos aparentemente detectam mas não evitam com frequência entrar na mancha de óleo e podem não ser capazes de detectar iridescência ou películas de óleo, aumentando sua suscetibilidade à exposição potencialmente nociva a frações tóxicas do óleo.

As três espécies desse gênero mais representativas em termos de registros na área suscetível são *S. attenuata* (golfinho-pintado-pantropical), *S. frontalis* (golfinho-pintado-do-Atlântico) e *S. longirostris* (golfinho-rotador).

Suas características específicas estão descritas no **Meio Biótico (item II.5.2)**, sendo importante destacar o hábito costeiro-oceânico desses três tipos de golfinhos e que os grupos costumam ser mais numerosos quando em alto-mar. Podem estar presentes em profundidades de até 5.000 m (ZERBINI *et. al.*, 1999; MORENO *et. al.*, 2005; REIS, 2011; PALAZZO JR., 2006), mas se distribuem preferencialmente até a isóbata de 1.500 m (SIMMAM, 2016).

Há registros na literatura de golfinhos-de-dentes-rugosos na área suscetível, sobretudo na região costeira do estado do Rio de Janeiro (e.g., SECCO *et. al.*, 2010; MOURA *et. al.*, 2009; LODI *et. al.*, 2012; LODI, 1992; LIMA *et. al.*, 2012), conforme descrito na **Análise de Vulnerabilidade (Anexo II.10.4.2.1-1)**.

Alguns estudos apontam a presença destes golfinhos entre Cabo Frio e Saquarema (LODI & HETZEL, 1998; LODI *et. al.*, 2012), na região da Baía de Guanabara, Arquipélago de Cagarras e Barra da Tijuca (LODI & HETZEL, 1998; LODI *et. al.*, 2012; LIMA *et. al.*, 2012), além da Baía da Ilha Grande/Paraty e Praia de Laranjeiras (LODI & HETZEL, 1998; 1999). Na Baía da Ilha Grande (RJ), golfinhos-de-dentes-rugosos são inclusive utilizados pelos pescadores como indicadores de cardumes e há relatos de capturas acidentais em redes de espera e em cercos (LODI *et. al.*, 1996). Registros de encalhes obtidos por Moura *et. al.*, (2009) e por Secco *et. al.*, (2010) reforçam a Região dos Lagos como área de vida da espécie. O trabalho de Flores & Ximenez (1997) revelou a presença de *S. bredanensis* no entorno da Ilha de Santa Catarina, no sul do Brasil.

Em função desta distribuição, para avaliação das consequências foi considerado o grupo pequenos cetáceos como distribuição difusa, em águas da costa a 1500 m de profundidade.

Os dados do SIMMAM (2016) revelam poucos registros cadastrados para essa espécie em comparação com outros cetáceos, porém grande parte desses registros corresponde a avistagens de grupos com muitos indivíduos, além de encalhes.

Na ponderação do tempo de recuperação, levou-se em conta mais uma vez a lacuna de informações específicas sobre os efeitos do óleo para essas espécies e suas populações. Dessa forma, por similaridade em relação a características biológicas, ecológicas e comportamentais, assumiu-se para esses cetáceos de pequeno porte a mesma estimativa de tempo de recuperação do CVA Cetáceos – Boto-cinza: **10 anos**.

Para fins do cálculo de risco, foi considerado que o CVA Pequenos Cetáceos apresenta padrão de distribuição difuso, com área de ocorrência se estendendo da linha de costa até 1.500 m de profundidade.

Segue abaixo resumo de distribuição e tempo de recuperação para este CVA.

Resumo:

CVA	Distribuição	Tempo de Recuperação
Pequenos Cetáceos	Difusa – da linha de costa até 1500 m	10

As probabilidades de toque de óleo nesse CVA obtidas para possíveis acidentes provenientes dos diferentes projetos da Etapa 3 a partir de seus respectivos pontos de vazamento, nos períodos analisados, constam do **Anexo II.10.4.2.2-2**. A **Tabela II.10.4.2.7-1** mostra a área total considerada e a média ponderada dessas probabilidades.

Tabela II.10.4.2.7-1 – Média ponderada das probabilidades de toque de óleo no CVA Pequenos Cetáceos, a partir de vazamentos de 8 m³, 200 m³ e VPC provenientes dos projetos da Etapa 3 (pontos de modelagem P2, P3, P4, P5 e P6), 1° e 2° semestres.

Pontos de modelagem	1° Semestre	2° Semestre	1° Semestre	2° Semestre
	Área total (km ²)		Prob. Ponderada	

	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC
P2	2840,3	26481,4	211205,9	8341,0	25763,1	248399,6	1,2	1,6	18,9	1,2	2,5	30,7
P3	11287,6	64856,8	236588,6	1606,4	51535,8	253918,4	1,0	1,4	19,5	1,0	1,2	31,1
P4	172,1	33646,7	197158,7	132,0	12908,6	243870,3	1,0	1,2	14,5	1,0	1,1	22,6
P5	0,0	7143,7	138741,7	0,0	352,7	232869,5	0,0	1,0	11,9	0,0	1,0	19,9
P6	0,0	7883,1	219513,7	0,0	765,7	240040,8	0,0	1,0	12,6	0,0	1,0	17,2

O cálculo completo das áreas de acordo com as respectivas probabilidades que subsidiam esta probabilidade ponderada, de acordo com o ponto de vazamento e volume vazado, está disponível no **Anexo II.10.4.2.2-2 – Tabela IV-1 e Tabela IV-2**.

A maior média ponderada de probabilidade de toque no CVA Pequenos Cetáceos foi de 31,1%, obtida para VPC no P3 no 2º semestre.

A presença deste CVA Pequenos Cetáceos dentro da área suscetível está representada no **Desenho II.10.4.2-1** ao **Desenho II.10.4.2-12 (Anexo II.10.4.2-1)**.

As figuras a seguir (**Figura II.10.4.2.7-1** à **Figura II.10.4.2.7-4**) ilustram a sobreposição dos resultados da modelagem para o pior cenário em cada ponto de vazamento e período analisado com a área de ocorrência do CVA.

CVA PEQUENOS CETÁCEOS - PIOR CASO - 1º SEMESTRE

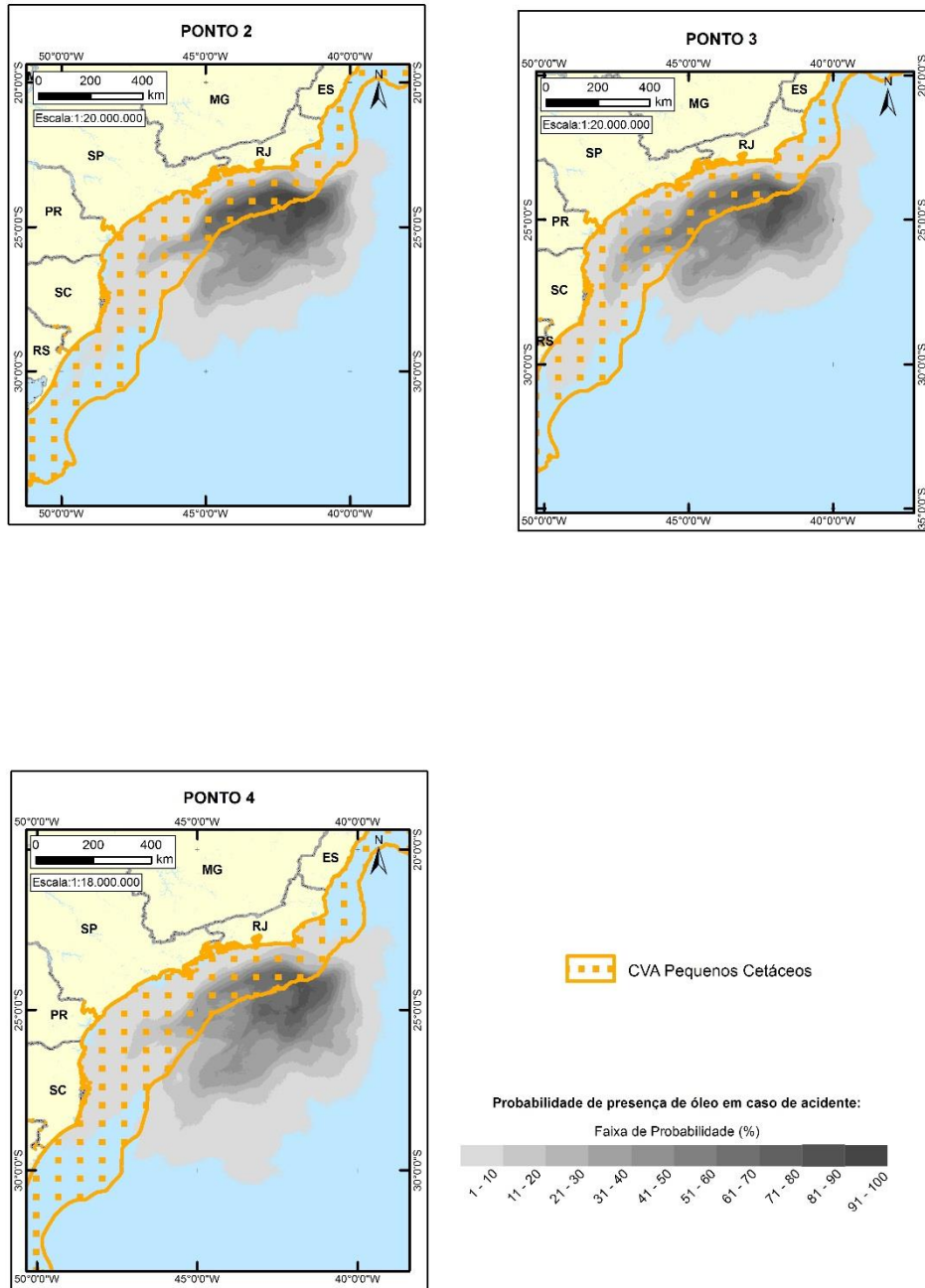


Figura II.10.4.2.7-1 – Sobreposição dos resultados da modelagem para o VPC nos pontos P2, P3 e P4 com a área de ocorrência do CVA Pequenos Cetáceos, 1º semestre.

CVA PEQUENOS CETÁCEOS - PIOR CASO - 2º SEMESTRE

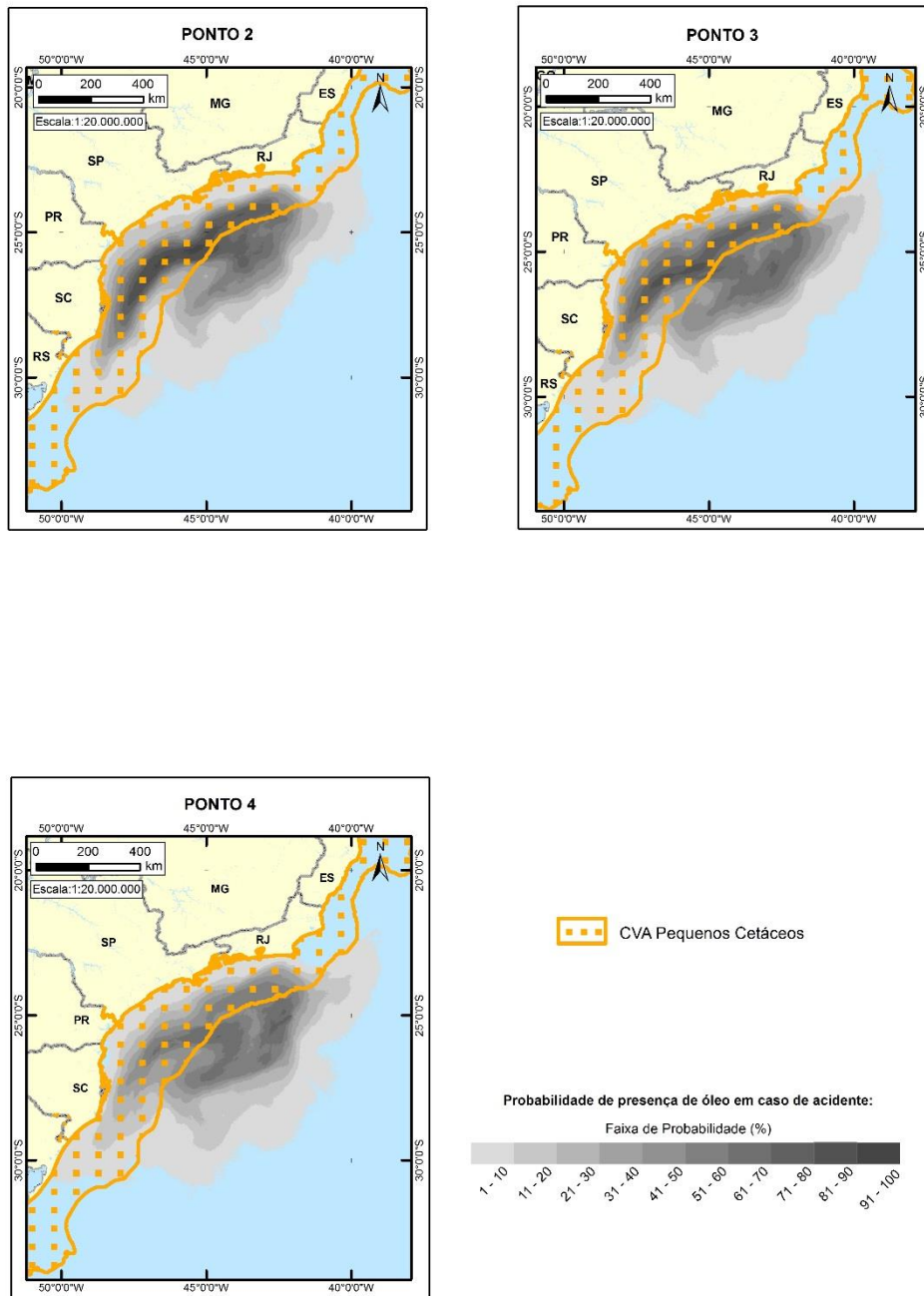


Figura II.10.4.2.7-2 – Sobreposição dos resultados da modelagem para o VPC nos pontos P2, P3 e P4 com a área de ocorrência do CVA Pequenos Cetáceos, 2º semestre.

CVA PEQUENOS CETÁCEOS - PIOR CASO - 1º SEMESTRE

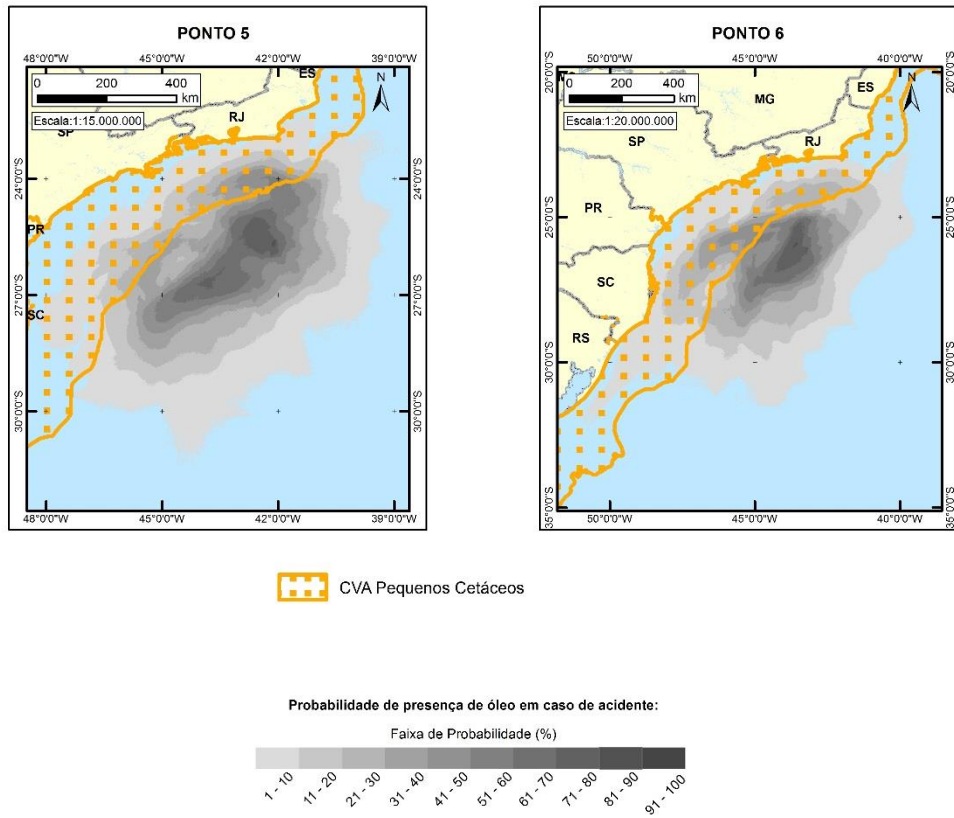


Figura II.10.4.2.7-3 – Sobreposição dos resultados da modelagem para o VPC nos pontos P5 e P6 com a área de ocorrência do CVA Pequenos Cetáceos, 1º semestre.

CVA PEQUENOS CETÁCEOS - PIOR CASO - 2º SEMESTRE

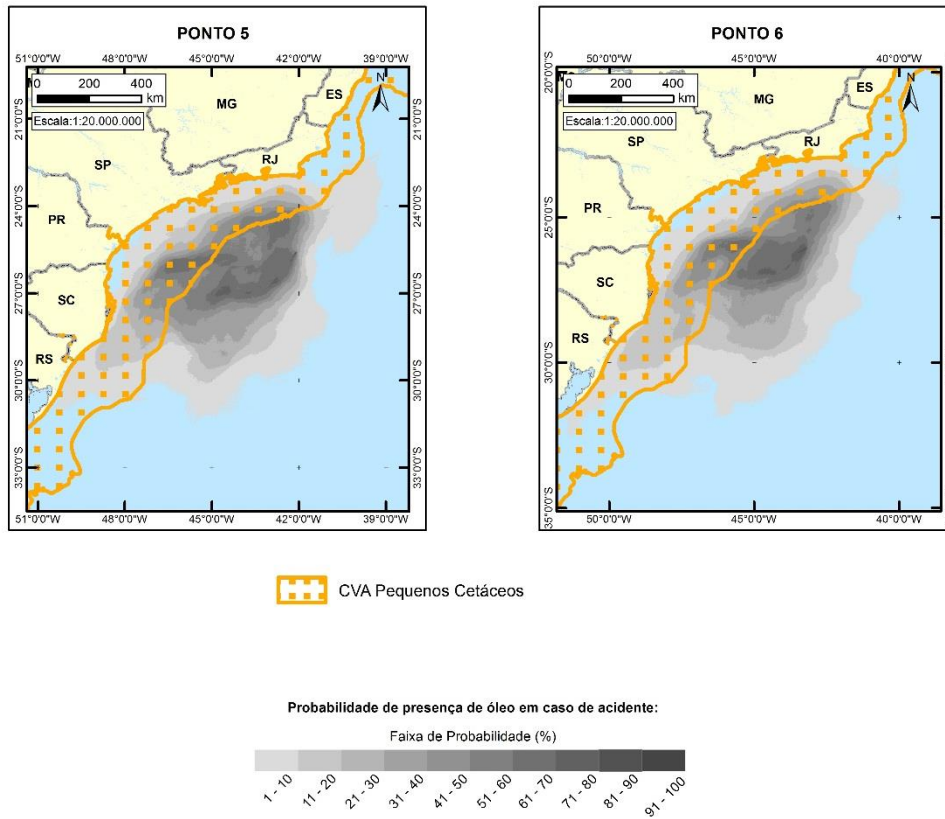


Figura II.10.4.2.7-4 – Sobreposição dos resultados da modelagem para o VPC nos pontos P5 e P6 com a área de ocorrência do CVA Pequenos Cetáceos, 2º semestre.

II.10.4.2.8 – Cetáceos – Toninha

A toninha (*Pontoporia blainvillei*) ocorre em águas costeiras, especialmente nas zonas estuarinas, sendo que sua distribuição se estende do limite norte até o limite sul da área suscetível, sendo que entre Ilha Grande e Macaé (RJ), a espécie é muito rara ou ausente (SICILIANO, 1994; CRESPO *et. al.*, 1998; AZEVEDO *et. al.*, 2002; SICILIANO *et. al.*, 2002; SECCHI *et. al.*, 2003). Deste modo, as populações da área do Paraná/São Paulo e do Norte Fluminense ficam isoladas entre si, fato que dificulta sua conservação.

No Rio Grande do Sul, estudos sobre a mortalidade de toninhas iniciaram-se em meados da década de 1970 através do registro do número de indivíduos encontrados encalhados na praia durante monitoramentos sistemáticos (FERREIRA *et. al.*, 2010). Considerando estes dados, 1076 toninhas foram encontradas encalhadas entre 1979 e 1998, na costa do Rio Grande do Sul (PINEDO & POLACHECK, 1999). No início da década de 90 iniciou-se o monitoramento da frota costeira de emalhe do Rio Grande do Sul, onde dados de capturas acidentais de toninhas vêm sendo sistematicamente coletados (SECCHI *et. al.*, 1997; SECCHI, 2006). A estimativa anual de mortalidade para o litoral norte do Rio Grande do Sul é de aproximadamente 500 animais (MORENO *et. al.*, 1997; OTT *et. al.*, 2002), enquanto que para o litoral sul estes valores podem ser bem mais elevados (SECCHI *et. al.*, 2003a). Secchi *et. al.*, (2001) obtiveram a primeira estimativa de abundância de toninhas para a região do Rio Grande do Sul e do Uruguai, a partir de dados de sobrevoo, estimando o tamanho da população em aproximadamente 42000 indivíduos a partir de sobrevoos realizados em 1996. Há indícios de que esta população de toninhas possa estar em declínio (SECCHI, 1999, *op.cit.*; KINAS, 2002; LAMMARDO, 2002; SECCHI, *op.cit.*) e que a taxa de crescimento populacional não sustente os níveis atuais de capturas acidentais (SECCHI, *op.cit.*; KINAS, *op.cit.*).

Apesar da grande necessidade em se estudar a espécie, principalmente frente ao *status* de ameaça em que se encontra, são muito raros estudos específicos sobre as toninhas.

A principal ameaça à espécie no Brasil é a pesca de emalhe e de arrasto, tanto artesanal como industrial. Conforme apontado pelo ICMBio, essa pesca não

cessou e está crescendo em esforço, não havendo expectativa de cessar dentro da área de ocorrência da espécie. Por ser uma espécie costeira, também sofre com a diminuição da qualidade de habitat, principalmente por poluição. Modelagens e análises quantitativas realizadas até 2002 indicaram que a espécie pode atingir o “quase colapso”, chegando a 10% do tamanho populacional original em média em 23 anos no sul do Brasil (MORENO *et. al.*, 1997; SECCHI *et. al.*, 1997; OTT, 1998; KINAS & SECCHI, 1998, 1999; SECCHI, 1999 *apud.* CAON, 2002).

Outras simulações populacionais para esta espécie realizadas em 2006 sugerem um declínio de 30% do estoque de uma unidade de manejo (Rio Grande do Sul/Uruguai) em 25 anos, e de mais 50% em três gerações para a espécie no Brasil (SECCHI, 2006).

Dados mais recentes sobre as capturas acidentais indicam que as quantidades capturadas anualmente são aproximadamente o dobro dos valores utilizados, de modo que o declínio populacional deve ser maior do que 80% ao longo de três gerações (36 anos) (MMA, 2014).

Considerando-se sua área de distribuição, foi considerado neste estudo como CVA fixo, ocorrendo em águas de até 50 m, com hiato entre Ilha Grande e Barra de São João/Macaé (RJ).

Portanto e conforme explicado no **subitem II.10.4.2.2**, adotou-se um tempo de recuperação para esse CVA de cetáceos que, em função do porte, tempo para alcançar a maturidade sexual e gerarem filhotes, período de gestação, intervalos entre nascimentos e ameaça de extinção crítica, foi intermediário na faixa entre **10 e 20 anos**, uma vez que os estudos disponíveis falam de décadas para a recuperação de cetáceos, sem ainda haver precisão nas estimativas.

Segue abaixo resumo de distribuição e tempo de recuperação para este CVA.

Resumo:

CVA	Distribuição	Tempo de Recuperação
Cetáceos - Toninha	Fixa – Da costa do RJ a SC até a isóbata de 50 m; não ocorre entre Ilha Grande e Barra de São João/Macaé (RJ)	15 anos

Para fins do cálculo de risco, o CVA Cetáceos – Toninha foi considerado como fixo, com área de ocorrência dentro do limite batimétrico de 50 m, não ocorrendo entre Ilha Grande e Barra de São João/Macaé (hiato de distribuição).

A **Tabela II.10.4.2.8-1** mostra os maiores valores de probabilidade de toque de óleo no CVA.

Tabela II.10.4.2.8-1 – *Maiores valores de probabilidade de toque de óleo no CVA Cetáceos – Toninha, a partir de vazamentos de 8 m³, 200 m³ e VPC nos pontos de modelagem P2 a P6, 1º e 2º semestres.*

Pontos de modelagem	1º Semestre			2º Semestre		
	Maior Probabilidade			Maior Probabilidade		
	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC
P2	0,0	0,0	10,0	0,0	0,0	51,0
P3	0,0	0,0	14,0	0,0	1,0	48,0
P4	0,0	0,0	9,0	0,0	0,0	22,0
P5	0,0	0,0	1,0	0,0	0,0	12,0
P6	0,0	0,0	10,0	0,0	0,0	14,0

A maior probabilidade de toque no CVA Cetáceos – Toninha foi de 51%, obtida para VPC no P2 no 2º semestre.

A presença deste CVA Cetáceos - Toninha dentro da área suscetível está representada no **Desenho II.10.4.2-1** ao **Desenho II.10.4.2-12**.

As figuras a seguir (**Figura II.10.4.2.8-1** à **Figura II.10.4.2.8-4**) ilustram a sobreposição dos resultados da modelagem para o pior cenário em cada ponto de vazamento e período analisado com a área de ocorrência do CVA.

CVAs CETACEOS: TONINHAS - PIOR CASO - 1º SEMESTRE

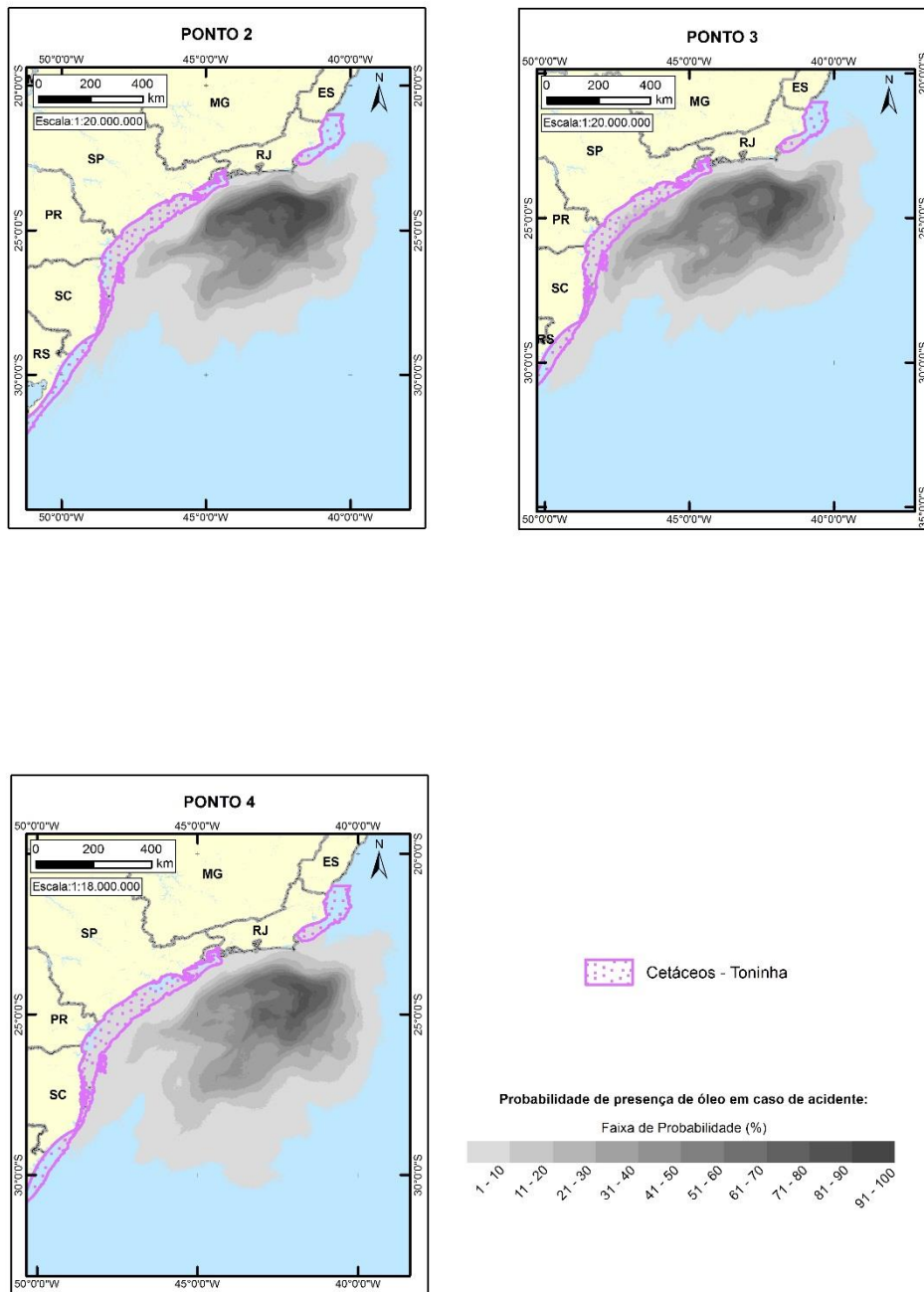


Figura II.10.4.2.8-1 – Sobreposição dos resultados da modelagem para o VPC nos pontos P2, P3 e P4 com a área de ocorrência do CVA Cetáceos – Toninha, 1º semestre.

CVAs CETACEOS: TONINHAS - PIOR CASO - 2º SEMESTRE

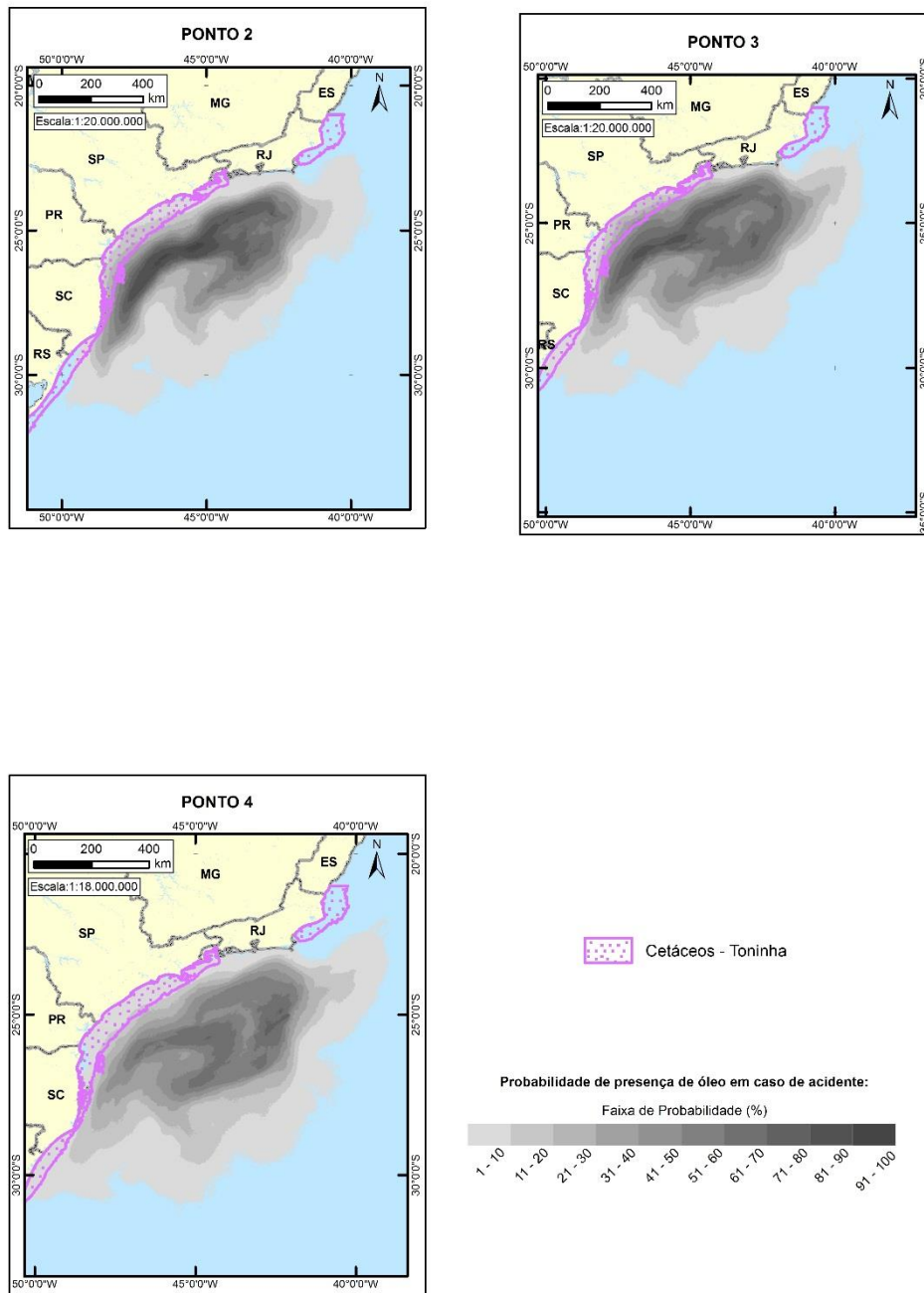


Figura II.10.4.2.8-2 – Sobreposição dos resultados da modelagem para o VPC nos pontos P2, P3 e P4 com a área de ocorrência do CVA Cetáceos – Toninha, 2º semestre.

CVAs CETACEOS: TONINHAS - PIOR CASO - 1º SEMESTRE

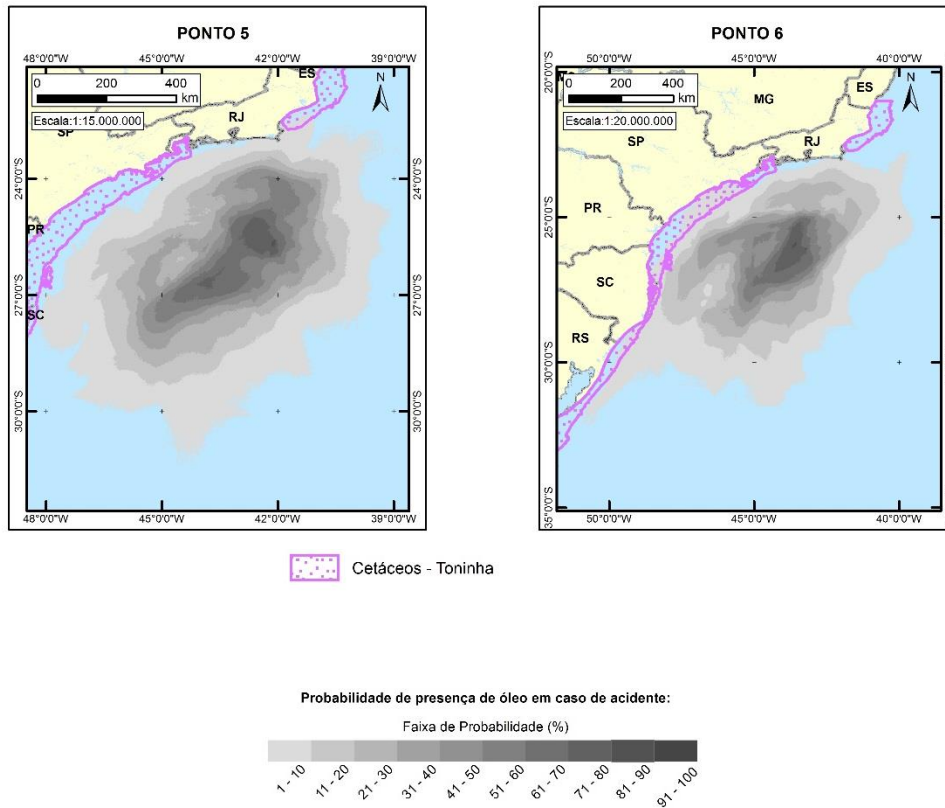


Figura II.10.4.2.8-3 – Sobreposição dos resultados da modelagem para o VPC nos pontos P5 e P6 com a área de ocorrência do CVA Cetáceos – Toninha, 1º semestre.

CVAs CETACEOS: TONINHAS - PIOR CASO - 2º SEMESTRE

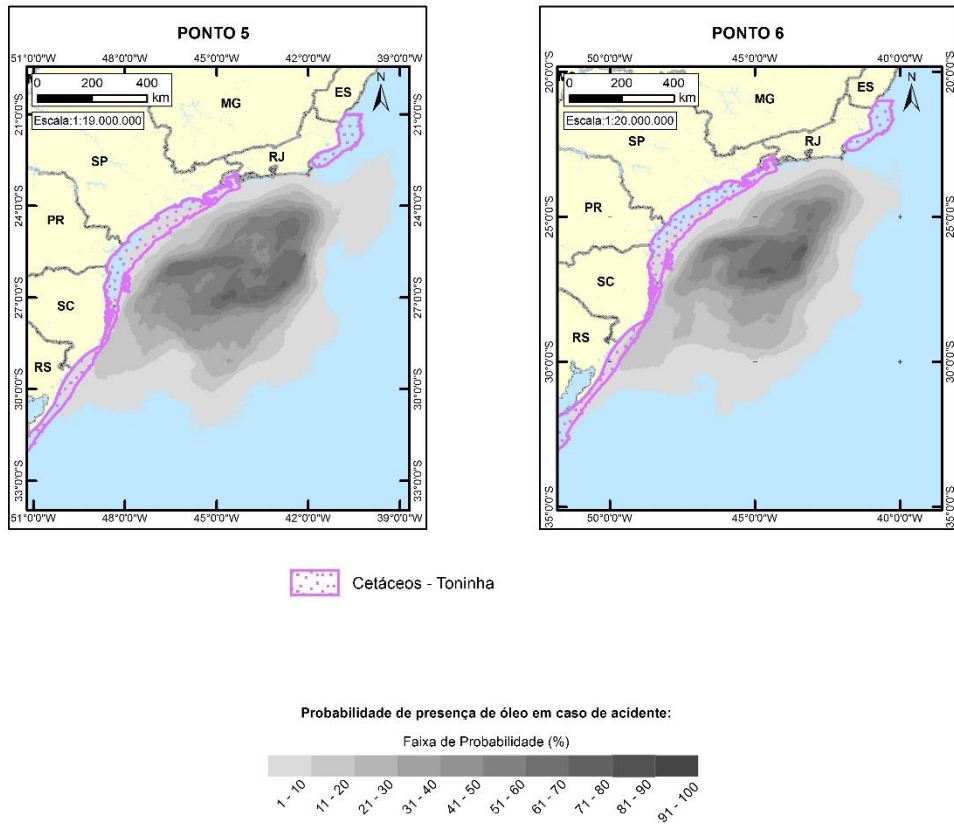


Figura II.10.4.2.8-4 – Sobreposição dos resultados da modelagem para o VPC nos pontos P5 e P6 com a área de ocorrência do CVA Cetáceos – Toninha, 2º semestre.

II.10.4.2.9 – Aves Marinhas

Define-se o grupo das aves marinhas como o das espécies que dependem do oceano para sua sobrevivência, seja para se alimentar ou reproduzir (CROXAL, 1987, SCHREUBER *et. al.*, 2002).

As aves marinhas desempenham papel importante no equilíbrio dos ecossistemas marinhos, tanto pela sua diversidade como pela variedade de nichos e hábitos de vida (VOOREN *et. al.*, 1999). Representam também um elo fundamental nas teias tróficas marinhas, atuando como eficientes consumidores. Inserem-se em vários níveis tróficos, alimentando-se de organismos do plâncton até animais maiores (planctófagos, carnívoros, onívoros, predadores de topo de cadeia). Além de sua inquestionável importância no contexto da biodiversidade marinha, são importantes para o equilíbrio da estrutura das comunidades biológicas costeiras e oceânicas.

Seguindo o arranjo adotado por CBRO (2014), as espécies marinhas brasileiras pertencem a seis ordens: Sphenisciformes (pinguins), Procellariiformes (albatrozes e petréis), Pelecaniformes (pelicanos e fragatas), Suliformes (atobás e biguás), Phaethontiformes (rabos-de-palha) e Charadriiformes (maçaricos, batuíras, gaivotas, trinta-réis e afins). Na lista oficial do CBRO (2014) constam 136 espécies de aves marinhas, totalizando cerca de 15% das aves no país, pertencentes principalmente às famílias Diomedidae (albatrozes), Procellariidae, Phaetontidae (rabos-de-palha), Fregatidae (fragatas), Hydrobatidae (Alma-de-mestre), Sulidae (atobás), Sternidae (trinta-réis) e Stercorariidae (gaivotas-rapineiras ou skuas), Scolopacidae (maçaricos) e Charadriidae (baturas), com várias espécies migrantes que ocorrem tanto em ambientes marinhos como de água doce.

Tanto o Diagnóstico do Meio Biótico, como a **Análise de Vulnerabilidade (Anexo II.10.4.2.1-1)**, demonstraram a grande importância das aves marinhas, na Área de Estudo e na área suscetível, seja pelo seu papel no equilíbrio do ambiente costeiro/marinho, seja pela sua biodiversidade, extensas e numerosas áreas de ocorrência, concentração e reprodução.

Estes estudos mostraram que a área suscetível, incluindo a Área de Estudo, é extremamente importante pela presença de numerosas áreas de reprodução,

especialmente das espécies costeiras (marinhas e limícolas). Apesar de existirem espécies oceânicas (pelágicas) que reproduzem em ilhas oceânicas no Brasil, estas ocorrem na área suscetível apenas em movimentos migratórios e concentrações alimentares.

Os estudos também destacam que neste CVA várias espécies estão categorizadas com algum tipo de ameaça, o que eleva sua importância, considerando os critérios para a definição deste CVA.

A Portaria MMA 444/2014, elenca 24 espécies de aves marinhas ameaçadas distribuídas em Procellariiformes (13), Suliformes (3) e Charadriiformes (8). Deste total, onze espécies ocorrem na área suscetível, sendo cinco delas Vulneráveis (VU), quatro Em Perigo (EN) e duas Criticamente Em Perigo (CR).

Dentre elas, merecem destaque os procellariiformes pelo seu maior grau de ameaça, e o trinta-réis-real (*Thalasseus maximus*) que nidifica nas ilhas paulistas (OLMOS, 2005) e a gaivota-de-rabo-preto (*Larus atlanticus*), ocorrendo nas marismas no extremo sul do país.

Campos *et. al.*, (2004) citam também os trinta-réis (*S. maxima* e *S. hirundinacea*) que estão na lista de espécies ameaçadas de extinção do estado de São Paulo (Decreto Estadual nº 42.838/98). Seis das 22 espécies de albatrozes atualmente existentes, todas ameaçadas de extinção de acordo com a IUCN, têm ocorrências sazonais na área suscetível (VOOREN *et. al.*, 1999; PROJETO ALBATROZ, 2016).

A área suscetível, conforme detalhado na **Análise de Vulnerabilidade (Anexo II.10.4.2.1-1)**, é destacada por vários autores por ser utilizada como sítio reprodutivo por várias espécies costeiras. Vooren *et. al.*, (1999), identificaram atividade reprodutiva de 10 espécies de aves marinhas em 23 pequenas ilhas ou arquipélagos na área suscetível.

Atividade reprodutiva de pelo menos 11 espécies de aves marinhas está registrada para regiões costeiras do Rio de Janeiro, especialmente as ilhas (ALVES *et. al.*, 2004, COELHO *et. al.*, 1991; VOOREN & BRUSQUE, 1999).

Os autores destacam áreas de maior concentração, como Cabo Frio, Baía de Guanabara e, principalmente, o litoral sul fluminense, com várias dezenas de ilhas e ilhotes costeiros entre Angra dos Reis e Paraty (52 ilhas).

No RJ, a Análise de Vulnerabilidade (**Anexo II.10.4.2.1-1**), destaca as ilhas Cagarras, Redonda, Alfavaca, Pontuda, Casa de Pedra, Palmas, Comprida, todas na região da Baía de Guanabara e município do Rio de Janeiro, e Ilha Grande, Jorge Grego e Laje Branca, no litoral sul fluminense (Angra dos Reis e Paraty) com atividade reprodutiva de aves marinhas. No entanto, em várias dezenas de outras ilhas foram registradas atividades de concentração de pouso, alimentar e utilização como dormitório.

Em São Paulo, Campos *et. al.*, (2004) registraram atividade reprodutiva de aves marinhas costeiras em diversas ilhas, ilhotes, lajes e rochedos no litoral paulista. Os autores citam pelo menos 20 ilhas e ilhotas com comprovada atividade reprodutiva de aves marinhas costeiras no litoral paulista: Ilhabela (Cagadinha, Prainha, Figueira, Codó), São Sebastião (Itaçucê, Apará, Arquipélago Alcatrazes, Amigos, Tartaruga, Porto, Rasa, Oratório, Caranha), Santos (Laje de Santos), Itanhaém (Queimada, Redonda, Gaivotas, Conceição, Bom Abrigo), Peruíbe (Garantama) e Cananéia (Castilho).

As ilhas do Paraná também representam importantes sítios reprodutivos de aves marinhas costeiras, especialmente em seus três aglomerados insulares: Arquipélago dos Currais; Ilhas Itacolomis e Ilha da Figueira (KRUL, 2004). O autor destaca o Arquipélago de Currais e as Ilhas Itacolomis como áreas especiais, com grandes concentrações destas aves, especialmente fragatas e atobás.

Em Santa Catarina, a grande quantidade de ambientes rochosos insulares (255 ilhas costeiras) sustenta diversos sítios reprodutivos e áreas de concentração de aves costeiras. Segundo Branco (2004), as principais ilhas dessas áreas, utilizadas para pouso e reprodução, são: Tamboretas; Itacolomis; Galés; Deserta; Arvoredo; Xavier; Moleques do Sul; Araras e Lobos.

Na costa do Rio Grande do Sul, onde os costões rochosos e ilhas são substituídos por extensos segmentos de cordões arenosos, lagunas e restingas, há especial concentração e diversidade de aves marinhas, muitas delas migratórias.

Vooren *et. al.*, (1999) definem a costa do Rio Grande do Sul como sendo estratégica para as aves migratórias, que utilizam os ambientes costeiros como "áreas de condicionamento" (*staging areas*) das suas rotas migratórias para a hibernação na Patagônia, e os locais de nidificação no Ártico.

Considerando o hábito gregário e colonial nos períodos reprodutivos da grande maioria das espécies de aves marinhas, é de se esperar que vazamentos ocorridos em períodos reprodutivos resultem em impactos muito maiores do que quando as populações estão dispersas no oceano (NRC, 2003). No que se refere à área suscetível, os meses de inverno são a época de maior vulnerabilidade das aves marinhas, uma vez que neste período as espécies migratórias e oceânicas se juntam às espécies costeiras, de ocorrência permanente.

Apesar dos inúmeros estudos sobre os efeitos agudos e crônicos sobre as populações de aves marinhas atingidas por derrames, são poucos os trabalhos que determinam o tempo de recuperação destas populações (NRC, 1994).

Embora seja difícil generalizar sobre os efeitos do derramamento de óleo em aves marinhas, populações de aves marinhas parecem ter resiliência considerável para as perturbações associadas a este tipo de acidente. Na realidade, a variabilidade natural das populações pode ser um fator determinante na sua resiliência (capacidade de retornar às condições de equilíbrio). Como citado na Análise de Vulnerabilidade, populações de aves marinhas de altas latitudes, naturalmente apresentam falhas reprodutivas esporádicas (HARRIS & WANLESS, 1991; WOOLLER *et. al.*, 1992) e mortalidade localizada associada às variações no fornecimento de alimentos ou tempestades severas (HARRIS & WANLESS, 1984). Ainda, devido à alta expectativa de vida, a perda de oportunidades de reprodução em alguns anos isolados, pode ter um efeito relativamente pequeno em longo prazo. Populações de aves marinhas estão distribuídas em áreas de larga escala, nas quais os efeitos dos acidentes envolvendo vazamento de óleo podem ser relativamente localizados e rapidamente dissipados (WIENS, 1996).

Como exposto pelo relatório produzido por NRC (2003), exceto em algumas raras ocasiões, é muito difícil demonstrar os efeitos pós-impacto do óleo sobre as populações de aves marinhas ao longo do tempo, especialmente com base em censos populacionais. A variabilidade temporal e espacial nos ambientes e associadas às espécies é enorme, o que dificulta a identificação de resultados precisos. A falta de informação de base sobre as aves marinhas, como tamanho das populações, estratégias reprodutivas, razão sexual, deslocamentos e migrações, torna extremamente difícil a determinação dos impactos efetivos sobre as espécies e de seu tempo de recuperação.

Irons *et. al.*, (2000), avaliando as espécies de aves marinhas afetadas no vazamento do Exxon Valdez, observaram que nove anos após o acidente, as populações de algumas espécies ainda não tinham retornado ao equilíbrio. Entretanto, estas conclusões contrastam com os resultados de Wiens *et. al.*, (1996, 2001) e Murphy *et. al.*, (1997), que também demonstraram que as densidades de muitas espécies foram impactadas. Contudo, observou-se uma recuperação das espécies impactadas em um período entre sete e nove anos.

É importante ressaltar que, mesmo após desaparecidos os efeitos agudos, efeitos subletais podem ser identificados em aves marinhas por muitos anos após o vazamento (NRC, 2003).

O tempo de recuperação de aves marinhas petrolizadas está associado a vários fatores, tais como: época do ano, tipo e quantidade de óleo derramado, espécies atingidas, presença de áreas de reprodução, bem como também depende das ações de contingência implementadas e, conseqüentemente, do sucesso da limpeza das aves.

Esse tempo de recuperação tende a ser maior em eventos com severas mortalidades, como ocorreu com o Exxon Valdez e Apex Houston (KINGSTON, 2002; CARTER *et. al.*, 2003), cujos inventários chegaram à casa dos milhares de indivíduos mortos.

Peterson *et. al.*, (2003) citam eventos de vazamentos de óleo onde espécies de aves apresentam sinais de contaminação e impactos nove ou 10 anos após o vazamento. Muitos destes impactos estão associados aos hábitos destas espécies, normalmente costeiras, que se alimentam em áreas cronicamente contaminadas.

Barros *et. al.*, (2014) avaliaram a estabilidade reprodutiva das aves marinhas após o acidente Prestige e constataram perturbações até pelo menos os 10 anos seguintes.

Kingston (2002) citando os impactos do Exxon Valdez sobre Charadriformes do gênero *Uria*, estima que, para o grupo como um todo (Charadriformes), observou-se uma efetiva recuperação entre nove e 12 anos após o acidente, o que foi corroborado por Wiens (2004).

Atualmente, as técnicas de despetrolização de aves marinhas estão bastante avançadas e aumentam efetivamente a chance de sobrevivência dos indivíduos

recuperados, apesar das grandes perdas ocorridas mesmo depois de concluída a descontaminação. Em um acidente com vazamento de óleo na Baía de Guanabara – Rio de Janeiro, em 2000, de acordo com Barcelos *et. al.*, (2003), 83,5% das aves marinhas resgatadas estavam vivas, e destas 44% foram devolvidas ao ambiente.

Conforme discutido no Diagnóstico do Meio Biótico do presente estudo, as diferenças entre as aves marinhas costeiras (*inshore*) e oceânicas (*offshore, oceanic, pelagic*) são bastante nítidas, especialmente relacionadas ao ciclo de vida, processos reprodutivos, distribuição e dinâmica populacional (SCHREIBER *et. al.*, 2002; WEIMERSKIRCH, 2002; COELHO *et. al.*, 1990; SICK, 1997).

Diante das diferenças nas características ecológicas intrínsecas dos dois grupos tipológicos de aves marinhas, há diferenças nos tempos esperados de recuperação entre aves costeiras e oceânicas atingidas por vazamentos de óleo. As espécies costeiras, com maiores taxas reprodutivas, crescimento rápido e maior número de prole, podem se recuperar mais rapidamente, em comparação com as espécies oceânicas, com baixas taxas reprodutivas, crescimento lento e baixo número de prole (BALSEIRO *et. al.*, 2005). Portanto, para melhor descrever este grupo, as aves marinhas foram divididas em dois CVAs: Aves Marinhas Costeiras e Aves Marinhas Oceânicas.

II.10.4.2.9.1 – Aves Marinhas Costeiras

Os principais representantes das aves marinhas costeiras são as espécies das ordens Phaethontiformes, Suliformes e Charadriiformes que nidificam em ilhas costeiras, tendo as gaivotas, atobás, trinta-réis e fragatas, as espécies mais comuns.

As espécies de aves marinhas costeiras estão associadas aos ambientes litorâneos e costeiros, como praias, costões, estuários, marismas, manguezais, ilhas costeiras e demais ambientes neríticos, sobre os domínios da plataforma continental. Estas aves costeiras têm ciclo de vida curto quando comparadas às oceânicas. Seus filhotes, mais numerosos, crescem mais rápido e necessitam de cuidado parental mais curto (nidífugas).

Com base nas informações disponibilizadas sobre este grupo de espécies, o CVA Aves Marinhas Costeiras foi definido como **fixo**, uma vez que há efetivamente uma tendência das populações se agregarem em torno de ilhas costeiras, e na costa (praias, costões, manguezais, estuários) - locais utilizados para descanso, alimentação e reprodução.

Sabe-se que considerando o levantamento das informações disponíveis na literatura, é muito difícil estabelecer um tempo de recuperação para as aves marinhas como um todo, diante da enorme variedade de cenários possíveis, como anteriormente discutido. No entanto, considerando os relatos de Irons *et. al.*, (2000), Kingston (2002), Carter *et. al.*, (2003), Peterson *et. al.*, (2003), Barros *et. al.*, (2014), Moreno *et. al.*, (2013) e Wiens (2004), observa-se que **10 anos** é um tempo de recuperação justificável para aves marinhas costeiras contaminadas por vazamentos de óleo, e portanto adotado para o presente estudo.

Segue abaixo um resumo da distribuição e do tempo de recuperação admitidos para este CVA.

Resumo:

CVA	Distribuição	Tempo de Recuperação
Aves Marinhas Costeiras	Fixo - Ilhas Costeiras e Áreas de concentração na costa	10 anos

As probabilidades de toque de óleo nesse CVA obtidas para possíveis acidentes provenientes dos diferentes projetos do Etapa 3 a partir de seus respectivos pontos de vazamento, nos períodos analisados, constam do **Anexo II.10.4.2.2-2 - Tabela V-1**. A **Tabela II.10.4.2.9.1-1** mostra os maiores valores de probabilidade de toque de óleo no CVA, sendo a maior probabilidade identificada de 35,6% em cenário de VPC do P2.

Tabela II.10.4.2.9.1-1 – Maiores valores de probabilidade de toque de óleo no CVA Aves Marinhas Costeiras, a partir de vazamentos de 8 m³, 200 m³ e VPC nos pontos de modelagem P2 a P6, 1º e 2º semestres.

Pontos de modelagem	1º Semestre			2º Semestre		
	Maior Probabilidade			Maior Probabilidade		
	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC
P2	0,0	0,0	17,8	0,0	0,0	35,6
P3	0,0	0,0	9,9	0,0	0,0	23,0
P4	0,0	0,0	9,6	0,0	0,0	10,9
P5	0,0	0,0	5,3	0,0	0,0	7,6
P6	0,0	0,0	6,3	0,0	0,0	12,1

A presença deste CVA dentro da área suscetível está representada no **Desenho II.10.4.2-1** ao **Desenho II.10.4.2-12**.

As figuras a seguir (**Figura II.10.4.2.9.1-1** à **Figura II.10.4.2.9.1-4**) ilustram a sobreposição dos resultados da modelagem para o pior cenário em cada ponto de vazamento e período analisado com a área de ocorrência do CVA.

CVA_s AVES COSTEIRAS - PIOR CASO - 1º SEMESTRE

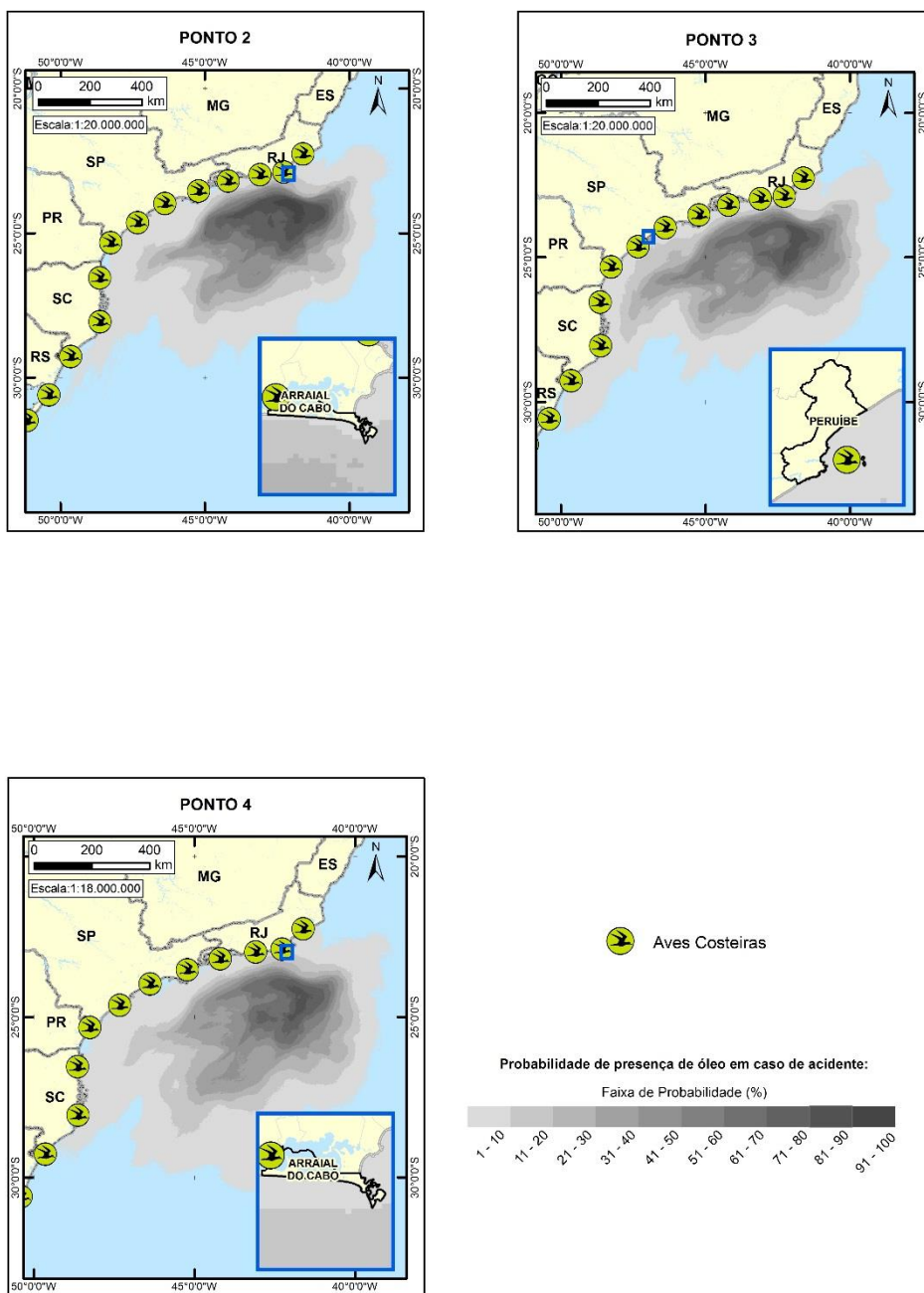


Figura II.10.4.2.9.1-1 – Sobreposição dos resultados da modelagem para o VPC nos pontos P2, P3 e P4 com a área de ocorrência do CVA Aves Marinhas Costeiras, 1º semestre.

CVAs AVES COSTEIRAS - PIOR CASO - 2º SEMESTRE

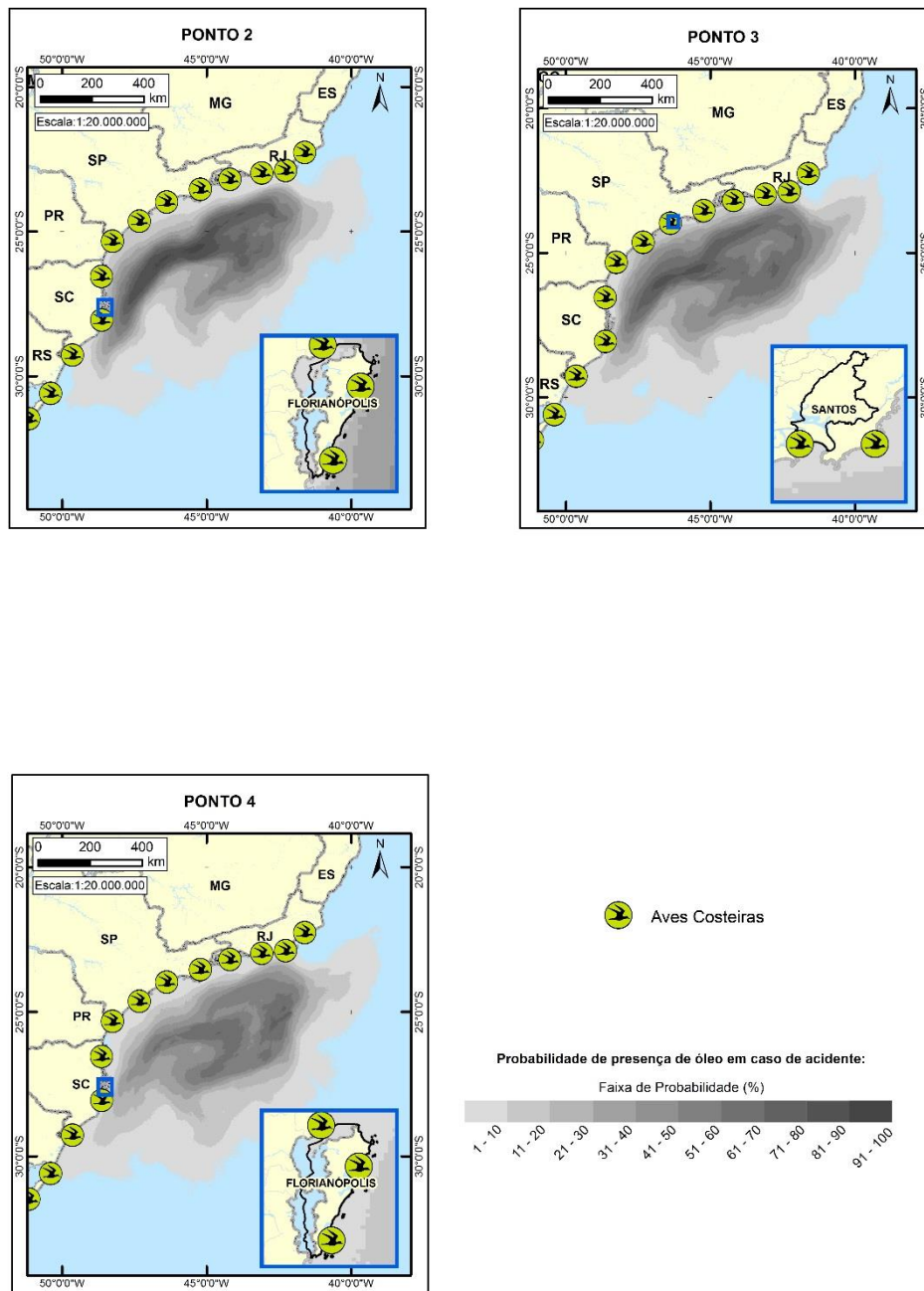


Figura II.10.4.2.9.1-2 – Sobreposição dos resultados da modelagem para o VPC nos pontos P2, P3 e P4 com a área de ocorrência do CVA Aves Marinhas Costeiras, 2º semestre.

CVA_s AVES COSTEIRAS - PIOR CASO - 1º SEMESTRE

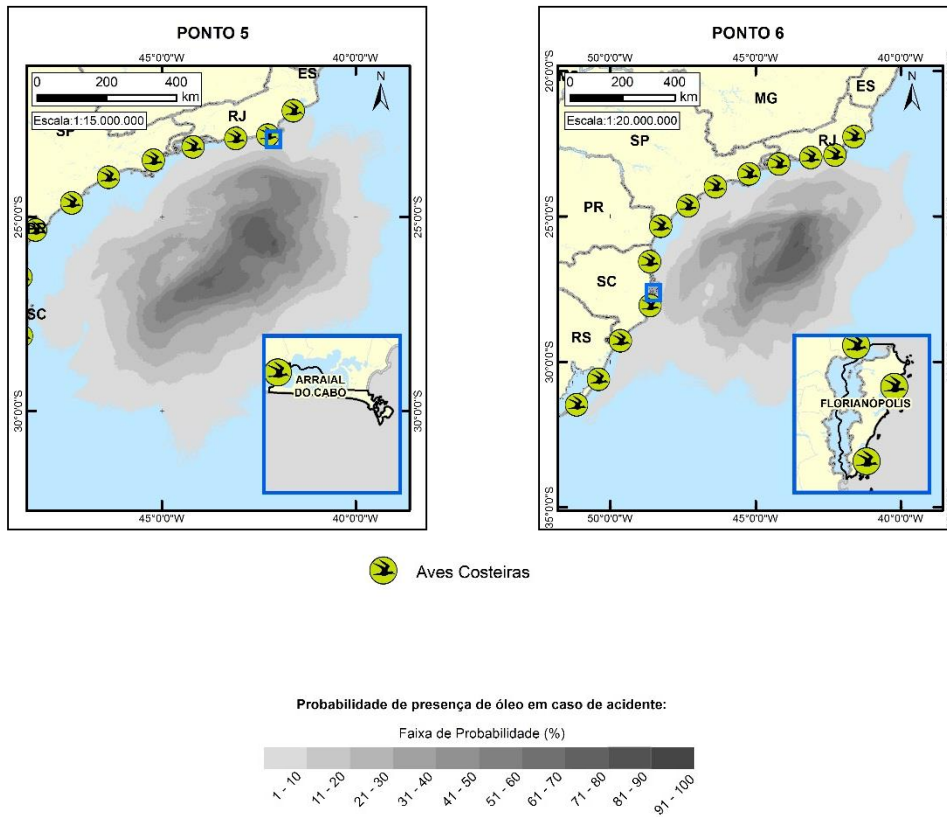


Figura II.10.4.2.9.1-3 – Sobreposição dos resultados da modelagem para o VPC nos pontos P5 e P6 com a área de ocorrência do CVA Aves Marinhas Costeiras, 1º semestre.

CVAs AVES COSTEIRAS - PIOR CASO - 2º SEMESTRE

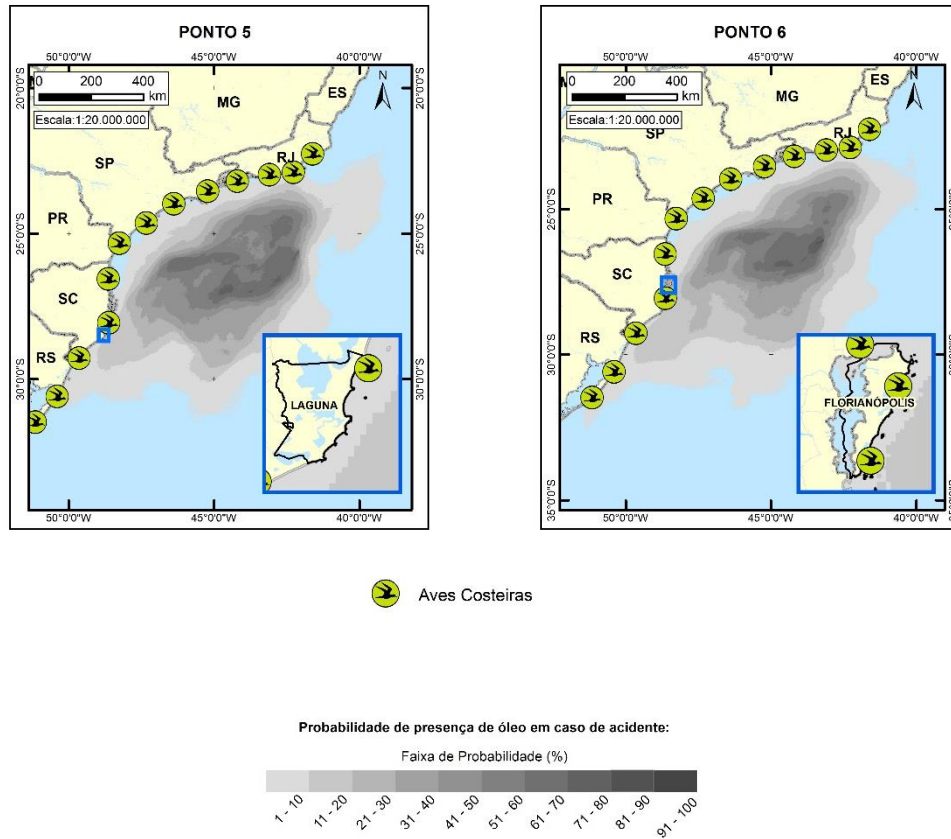


Figura II.10.4.2.9.1-4 – Sobreposição dos resultados da modelagem para o VPC nos pontos P5 e P6 com a área de ocorrência do CVA Aves Marinhas Costeiras, 2º semestre.

II.10.4.2.9.2 – Aves Marinhas Oceânicas

Como detalhado no Diagnóstico do Meio Biótico, as espécies de aves marinhas oceânicas passam a maior parte da vida voando, pousando em terra apenas para se reproduzirem, o que ocorre em média a cada dois anos. Pousam na água para se alimentar e descansar, e se reproduzem em ilhas oceânicas, onde formam grandes colônias.

As aves oceânicas, portanto, têm populações bastante dispersas, exceto nos períodos reprodutivos que ocorrem anual ou bianualmente, quando se tornam bastante gregárias. Dentre as aves marinhas oceânicas, estão os albatrozes, petréis, e demais espécies das famílias Procellariidae, Hydrobatidae, Diomedidae, Fregatidae. Caracteristicamente, as espécies oceânicas possuem ciclo de vida longo, crescimento lento e poucos filhotes, que crescem devagar (nidícolas). Produzem geralmente apenas um ovo por temporada reprodutiva, que pode ocorrer em intervalos de dois ou mais anos. Os albatrozes, tipicamente oceânicos, vivem até 80 anos e tem maturidade sexual tardia, de dois a 11 anos (<http://www.projetoalbatroz.org.br>).

Muitas destas espécies oceânicas são migratórias, como os albatrozes, petréis e pardelas, que migram entre a Antártica e as águas mais quentes do Hemisfério Sul.

A vida longa e a baixa taxa de fecundidade são características que tornam as espécies que vivem em ambiente oceânico, como os albatrozes, extremamente vulneráveis aos diversos impactos antrópicos, especialmente à pesca e aos vazamentos de petróleo.

Todas as 22 espécies de albatrozes atualmente existentes estão ameaçadas de extinção de acordo com a IUCN (2015), sendo que seis delas ocorrem na área suscetível, como detalhado na Análise de Vulnerabilidade.

As aves marinhas pelágicas são, em sua grande maioria, de hábitos coloniais, agregando até milhares de indivíduos nos períodos reprodutivos (SCHREUBER & BURGER, 2001; COULSON, 2001). Nestes períodos, é frequente a necessidade dos pais de se deslocarem por grandes distâncias entre os ninhos e as áreas de alimentação. Dessa forma, mesmo nos períodos de reprodução, quando as espécies se concentram em colônias, as populações

continuam ocorrendo de forma difusa, em grandes áreas, em busca de alimento para a prole (COULSON, 2001), ocorrendo as mesmas ocorrem de forma difusa, especialmente em águas oceânicas, a partir da quebra do talude acima da isóbata de 200 metros e plataforma externa.

Uma vez que as Aves Marinhas Oceânicas podem ser consideradas mais sensíveis em relação às aves costeiras, especialmente se afetadas por vazamentos de óleo em épocas de maior adensamento das populações (períodos reprodutivos e migratórios), adotou-se o tempo de recuperação de 12 anos para este CVA, com base nos relatos de Kingston (2002), Moreno (2013) e Wiens (2004).

Ressalta-se que em cenários acidentais nos meses com ausência de espécies migratórias ou épocas reprodutivas, o menor número de animais suscetíveis refletirá num menor tempo de recuperação das populações.

Não há registros de sítios reprodutivos de aves oceânicas na área suscetível resultante da modelagem de dispersão de óleo. Assim, o CVA Aves Oceânicas será tratado como difuso, uma vez que as populações destas espécies ocorrem em toda a área de interesse, especialmente a partir da isóbata de 200 metros, em direção ao talude continental e águas oceânicas.

Segue abaixo um resumo da distribuição e do tempo de recuperação admitidos para este CVA.

Resumo:

CVA	Distribuição	Tempo de Recuperação
Aves Marinhas Oceânicas	Difusa – toda área oceânica a partir da isóbata de 200 m.	12 anos

As probabilidades de toque de óleo nesse CVA obtidas para possíveis acidentes provenientes dos diferentes projetos da Etapa 3 a partir de seus respectivos pontos de vazamento, nos períodos analisados, constam do **Anexo II.10.4.2.2-2 - Tabela VI-1 e Tabela VI-2**. A **Tabela II.10.4.2.9.2-1** mostra a área total considerada e a média ponderada dessas probabilidades.

Tabela II.10.4.2.9.2-1 – Média ponderada das probabilidades de toque de óleo no CVA Aves Marinhas Oceânicas, a partir de vazamentos de 8 m³, 200 m³ e VPC provenientes dos projetos da Etapa 3 (pontos de modelagem P2 a P6), 1° e 2° semestres.

Pontos de modelagem	1° Semestre			2° Semestre			1° Semestre			2° Semestre		
	Área total (km ²)						Prob. Ponderada					
	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC
P2	8127,5	40709,1	347826,1	10000,8	29969,3	357794,1	1,3	2,3	26,3	1,2	2,8	22,3
P3	17270,8	87767,2	348838,1	6762,0	43638,0	408889,4	1,1	1,4	24,5	1,2	1,6	23,4
P4	12865,0	70365,6	397826,2	9478,8	62206,4	409895,2	1,2	1,8	21,9	1,4	1,8	23,0
P5	14664,7	83270,0	405197,3	11863,2	61077,0	405944,9	1,2	1,4	23,1	1,3	1,8	26,2
P6	12903,9	65230,3	403339,2	9913,6	51182,7	382889,0	1,1	1,6	21,1	1,2	1,7	23,5

A presença deste CVA dentro da área suscetível está representada no **Desenho II.10.4.2-1** ao **Desenho II.10.4.2-12**.

As figuras a seguir (**Figura II.10.4.2.9.2-1** à **Figura II.10.4.2.9.2-4**) ilustram a sobreposição dos resultados da modelagem para o pior cenário em cada ponto de vazamento e período analisado com a área de ocorrência do CVA.

CVAs AVES OCEÂNICAS - PIOR CASO - 1º SEMESTRE

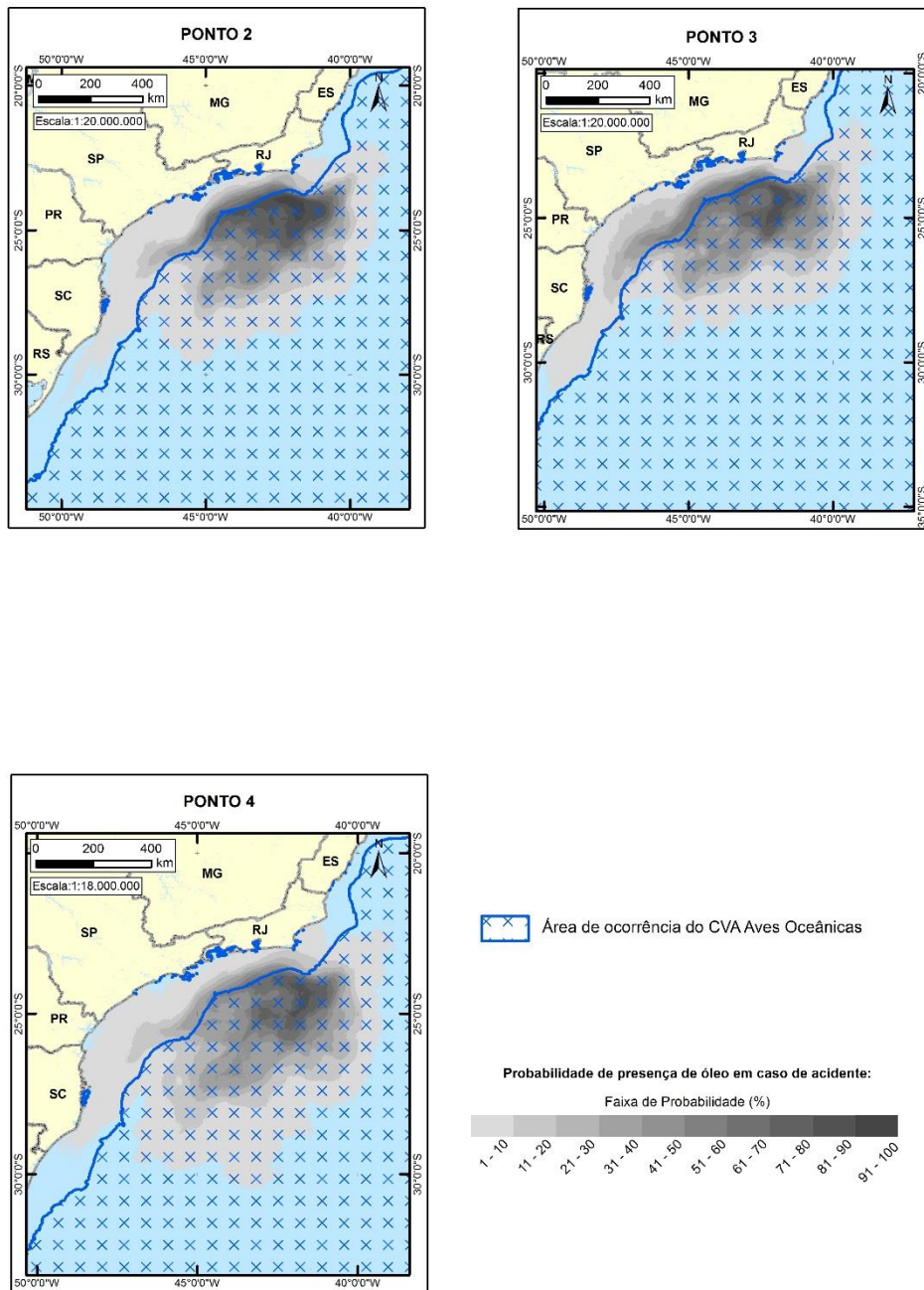


Figura II.10.4.2.9.2-1 – Sobreposição dos resultados da modelagem para o VPC nos pontos P2, P3 e P4 com a área de ocorrência do CVA Aves Marinhas Oceânicas, 1º semestre.

CVA_s AVES OCEÂNICAS - PIOR CASO - 2º SEMESTRE

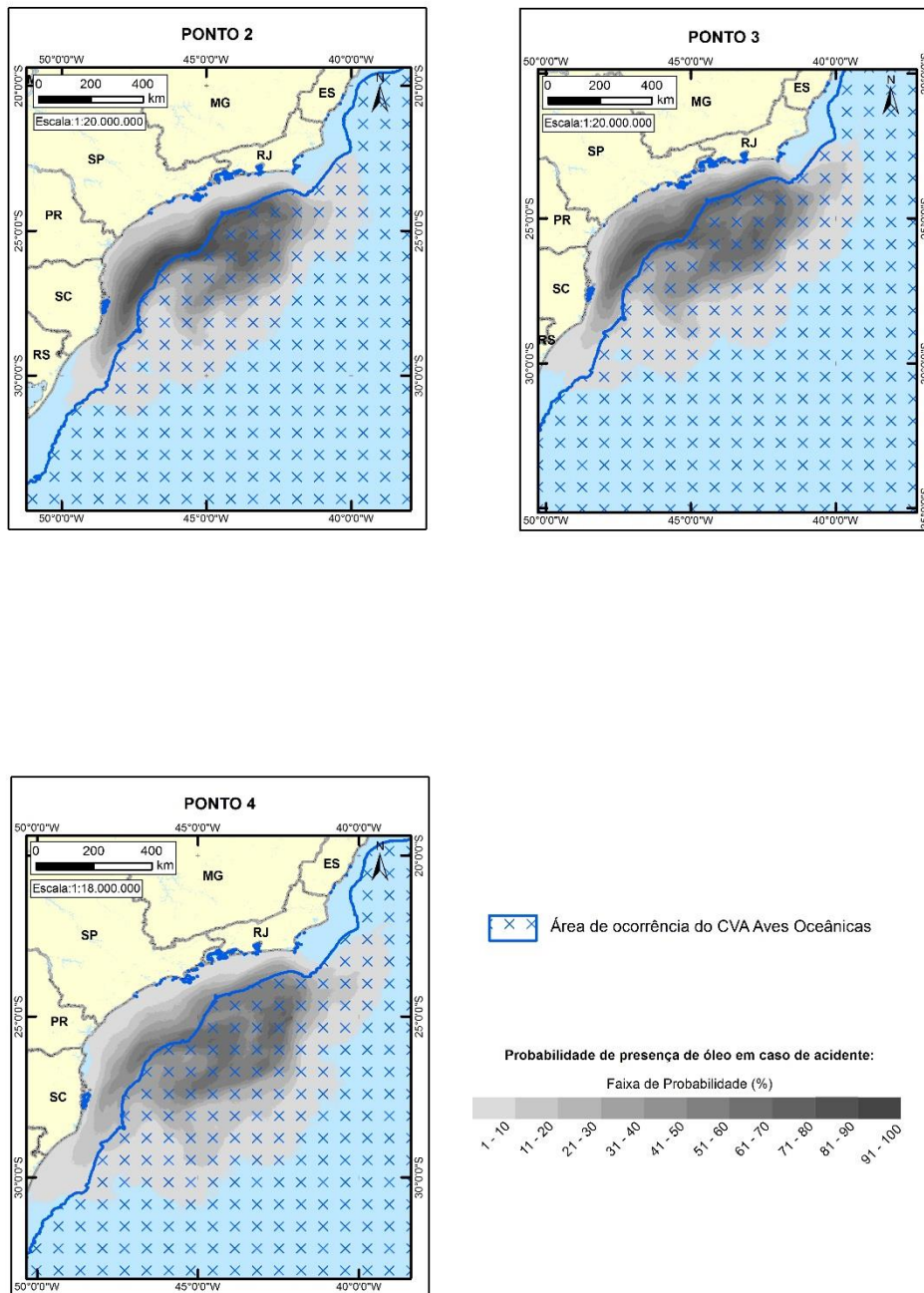


Figura II.10.4.2.9.2-2 – Sobreposição dos resultados da modelagem para o VPC nos pontos P2, P3 e P4 com a área de ocorrência do CVA Aves Marinhas Oceânicas, 2º semestre.

CVAs AVES OCEÂNICAS - PIOR CASO - 1º SEMESTRE

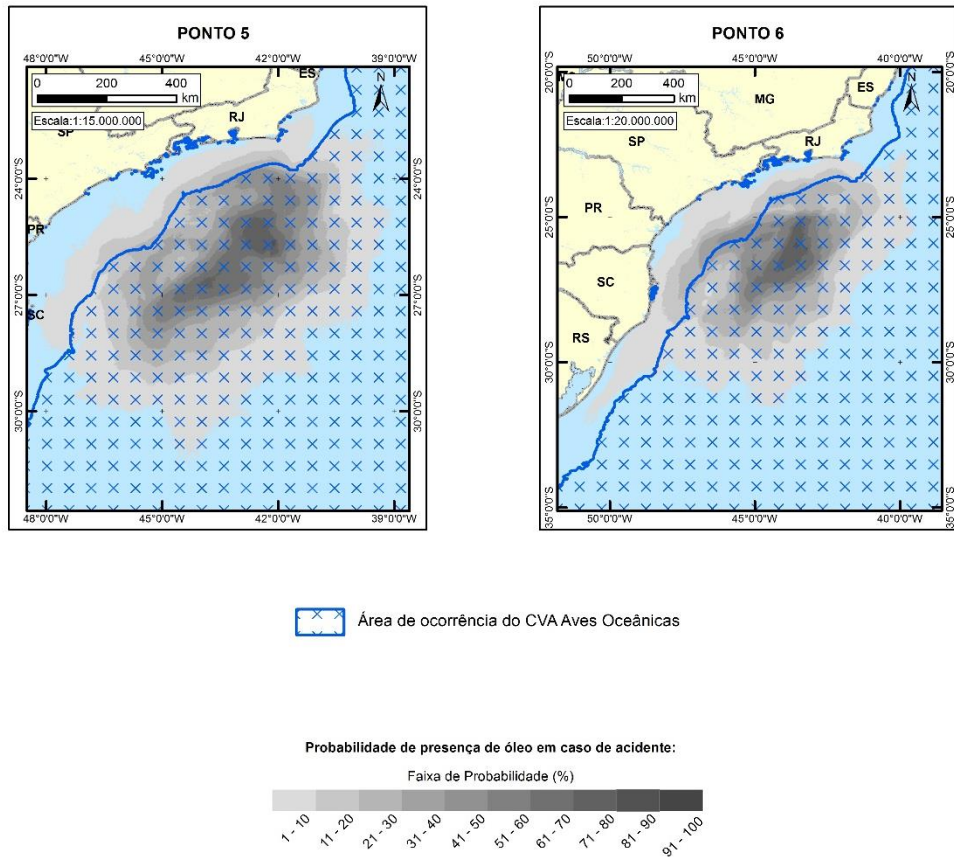


Figura II.10.4.2.9.2-3 – Sobreposição dos resultados da modelagem para o VPC nos pontos P5 e P6 com a área de ocorrência do CVA Aves Marinhas Oceânicas, 1º semestre.

CVA_s AVES OCEÂNICAS - PIOR CASO - 2º SEMESTRE

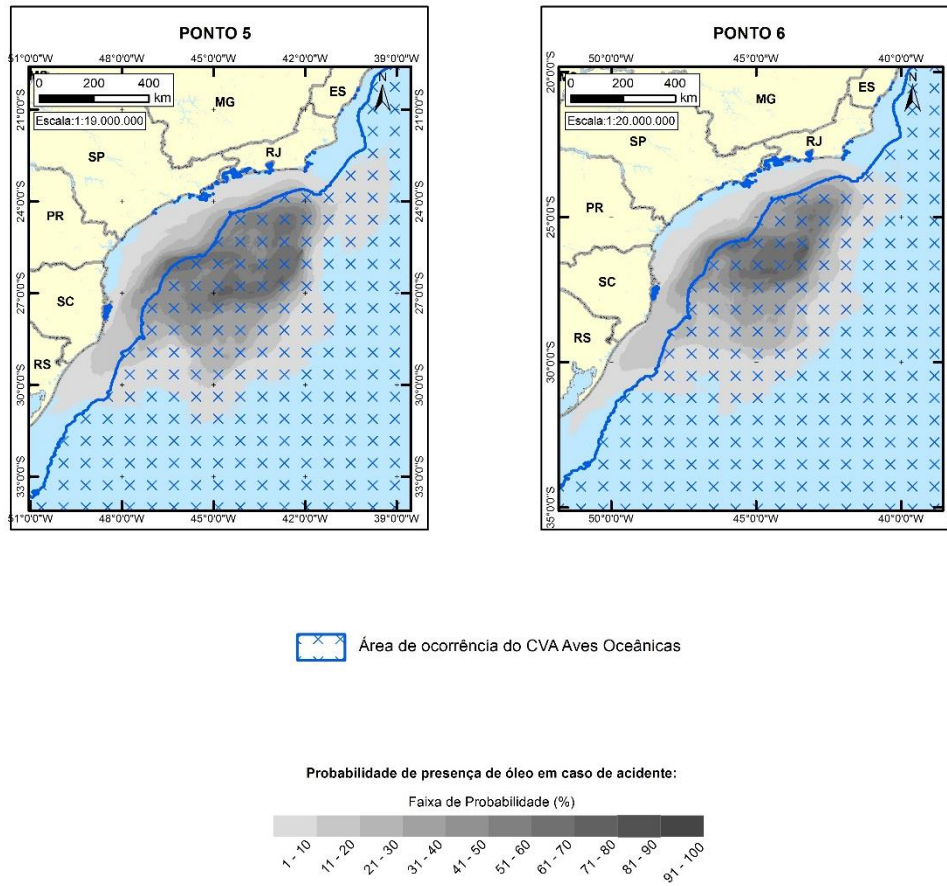


Figura II.10.4.2.9.2-4 – Sobreposição dos resultados da modelagem para o VPC nos pontos P5 e P6 com a área de ocorrência do CVA Aves Marinhas Oceânicas, 2º semestre.

II.10.4.2.10 – Peixes

A escolha do CVA Peixes deve-se à sua importância ecológica, sobretudo como parte da cadeia trófica dos ecossistemas marinhos. Na forma de consumidores primários (herbívoros), secundários (carnívoros) e de níveis superiores, até predadores de topo (como os tubarões), os peixes exercem papel no controle populacional de outras espécies e na manutenção da biodiversidade dos ecossistemas. Algumas espécies ainda se alimentam de detritos ou possuem relações simbióticas com outros organismos (anêmonas, outros peixes, etc.).

Deve-se ainda ressaltar a importância dos estoques pesqueiros de espécies comercialmente importantes, que são explorados pelos pescadores artesanais e industriais atuantes na região e vendidos aos consumidores finais, nacionais e internacionais, e o grau de ameaça de extinção que algumas espécies apresentam.

Um importante aspecto a ser considerado para se estimar os possíveis danos ambientais de um derramamento de óleo sobre os estoques pesqueiros é aquele relacionado à época de reprodução, uma vez que o ictioplâncton, correspondente ao estágio de vida inicial dos peixes (ovos e larvas), é a etapa mais vulnerável e sensível do ciclo de vida dessas espécies (IPIECA, 2000) e determina o recrutamento para a fase adulta, influenciando sua dinâmica populacional.

Assim, caso um acidente com vazamento de óleo ocorra em época de desova e em área costeira e abrigada, os danos para as populações pesqueiras podem ser mais intensos (IPIECA, 2000).

Estudo feito por Katsuragawa *et. al.*, (1993) na região ao largo de Ubatuba (sobre a plataforma continental do estado de São Paulo) demonstrou que a maioria das espécies de peixes desovou preferencialmente durante o verão, aproveitando as condições bióticas e abióticas favoráveis na região. Por outro lado, foram também observadas diferentes estratégias de desova, como no caso da anchoíta (*Engraulis anchoita*), que manteve níveis relativamente altos em termos de abundância de ovos e larvas, mesmo no inverno.

Quanto à distribuição, felizmente, várias espécies de interesse comercial costumam desovar em grandes áreas ou possuem inúmeros sítios de desova. Isso pode ser exemplificado pela utilização para desova por *S. brasiliensis*, de

toda a região nerítica entre o Cabo de São Tomé até o Cabo de Santa Marta Grande (IBAMA, 2011).

A maioria das espécies de peixes com fase juvenil pelágica produz enormes quantidades de ovos e larvas. Porém, destes, apenas uma pequena proporção sobrevive até a fase adulta, sendo que o restante é predado ou morto por outros motivos. O número de jovens que irá sobreviver até o final da fase planctônica e alcançar um tamanho suficiente para ser recrutado nos estoques pesqueiros varia naturalmente de acordo com inúmeros fatores ambientais, como condições climáticas e sucesso reprodutivo. Uma perda devido a um vazamento de óleo será menos significativa se o recrutamento naquela temporada tiver sido favorável (IPIECA, 2000).

A maioria dos peixes ósseos produz, em grande número, ovos que flutuam. Estes ovos, assim como as larvas que deles eclodem, deslocam-se junto com as correntes superficiais. Peixes cartilaginosos como os tubarões e as raias, por outro lado, produzem pequenas quantidades de ovos. Suas características biológicas, que incluem baixa fecundidade, maturidade tardia e crescimento lento, os tornam mais sensíveis do que os peixes ósseos.

Segundo relatório da *International Petroleum Industry Environmental Conservation Association* - IPIECA (2000) sobre os impactos biológicos da poluição por óleo na pesca, não existiam até então evidências de que algum vazamento de óleo já tivesse matado um número significativo de peixes adultos ou de seus estágios juvenis no ecossistema de mar aberto a ponto de afetar significativamente as populações de adultos. Como exemplo, nenhum efeito adverso em peixes adultos foi reportado após o *blowout* no campo de Ekofisk (no mar do Norte, em 1977) ou após o vazamento do navio-tanque Argo Merchant (na costa de Massachusetts, Estados Unidos, em 1976).

Por outro lado, nas proximidades do vazamento do Amoco Cadiz (na costa noroeste da França, em 1978), houve mortalidade imediata de peixes de espécies de pequeno valor comercial. Houve também uma redução das capturas de peixe na região afetada por este derrame um ano após o evento (MAURIN, 1981), tendo sido observada uma diminuição no recrutamento de algumas espécies de peixes. Entretanto, o recrutamento foi recuperado cerca de um ano após este acidente (DESAUNAY, 1981). Este baixo efeito sobre as populações de peixe pode estar

associado ao fato de que na maioria dos vazamentos em mar aberto a concentração de óleo sob a mancha é baixa e também ao fato de peixes adultos tenderem a nadar para longe da mancha (IPIECA, 1991).

Foi verificada contaminação em peixes nos vazamentos do Argo Merchant, Amoco Cadiz e no campo de Ekofisk, mas apenas em quantidades pequenas e em pequenas porções dos peixes examinados, segundo Mackie *et. al.* (1978), Macleod *et. al.* (1978) e Neff & Haensly (1981). Tais autores destacam que embora peixes adultos possam ser mortos por derrames de óleo, isto provavelmente representaria um efeito menos severo aos estoques do que aquele associado à pesca comercial, por exemplo.

Em ocasiões em que houve grande mortandade de larvas, o impacto não foi posteriormente detectado nas populações de adultos, possivelmente porque os sobreviventes tiveram uma vantagem competitiva (mais alimento e menor vulnerabilidade a predadores) (IPIECA, 1991). Mas Peterson *et. al.*, (2003) relataram que a exposição prolongada de embriões de peixe ao óleo pode, sim, ter consequências sobre a população através de efeitos indiretos sobre o crescimento, o aparecimento de deformidades e impactos de longo prazo sobre a reprodução.

Quando manchas de óleo atingem regiões costeiras, pode haver acúmulo de óleo nos sedimentos, com efeito adverso maior sobre populações locais de espécies bentônicas e demersais. Após o grande vazamento de óleo do Amoco Cadiz, a reprodução e o crescimento de peixes demersais e bentônicos em estuários e baías foram perturbados, e anormalidades histopatológicas ainda eram evidentes em linguados dois anos depois do acidente (IPIECA, 2000). Este é, no entanto, considerado um caso extremo, devido ao enorme volume de óleo vazado e à proximidade com a costa (5 km).

A partir do acidente do Tasman Spirit no Paquistão, Alrai & Rizvi (2005) previram danos aos ovos e larvas de espécies de interesse comercial na zona afetada, que poderiam resultar em perda da contribuição dessa área para o futuro recrutamento dos estoques pesqueiros. Dados de arrastos de fundo indicaram imediata mortandade de peixes costeiros, resultando em drástica redução de populações de linguados, solhas e de tainha na área, além de diminuição da

captura de atuns. Altas concentrações de HPAs foram observadas em todos os peixes capturados na área impactada.

É preciso lembrar, porém, que o acidente em questão ocorreu muito próximo da costa, a menos de 3 km; portanto, o óleo vazado não foi significativamente intemperizado e não sofreu grande perda de volume antes de adentrar as áreas mais ricas em organismos.

Em águas oceânicas, devido à sua elevada mobilidade, os peixes exibem baixa vulnerabilidade ao óleo, porque costumam deixar as áreas contaminadas em busca de locais livres de poluentes (IPIECA, 1991). Assim, uma vez que as atividades do empreendimento em questão serão realizadas na região *offshore*, no evento de um vazamento seria esperado que somente uma parte das populações oceânicas de peixes sofressem impacto.

A ictiofauna sofreria maior impacto no caso de a mancha atingir regiões mais próximas da costa. As espécies demersais, em especial, geralmente contam com pequenos estoques e áreas de desova e reprodução restritas. Os peixes costeiros, sobretudo os que vivem associados a fundos consolidados (corais, rochas) e exibem comportamento territorial, são mais vulneráveis do que a maioria, pois têm maior oportunidade de contato com as frações hidrossolúveis do poluente e de ingestão do produto por conta da contaminação de seus recursos alimentares (LOPES *et. al.*, 2007).

Por outro lado, uma recente avaliação do impacto do acidente do Golfo do México sobre os peixes costeiros não verificou efeitos para os juvenis (FODRIE & HECK, 2011). Ao contrário, houve aumento de sua densidade após o acidente.

Dentre os fatores que contribuiriam para a recuperação dos estoques pesqueiros após um vazamento de óleo, podem ser citados os seguintes: condições climáticas favoráveis à floração do fitoplâncton, aumentando a oferta de alimento para a ictiofauna, e diminuição das populações de aves marinhas que se alimentam desses peixes. Além disso, o “alívio” na pressão de pesca pode colaborar muito com a mitigação de possíveis efeitos sobre as populações de peixes (COLLINS *et. al.*, 2003).

O tempo de recuperação do plâncton, incluindo o ictioplâncton, segundo a literatura, pode variar numa escala de dias até no máximo um ano, dependendo entre outros fatores da coincidência com as épocas de desova, que poderia, num

cenário crítico, comprometer parcialmente o recrutamento anual de algumas espécies de peixes em alguns locais (ex: estuários). Diversas citações bibliográficas corroboram o tempo de recuperação do CVA Peixes de até um ano (STRAUGHAN, 1972; GRAINGER *et. al.*, 1984; MOLDAN *et. al.*, 1985; LANCASTER *et. al.*, 1985; SÁNCHEZ *et. al.*, 2006 *apud.* PETROBRAS, 2014; FODRIE & HECK, 2011; NAS, 2013; ROOKER *et. al.*, 2013).

Por outro lado, alguns estudos recentes apontam efeitos mais prolongados de vazamentos de óleo sobre a ictiofauna (que não se limitam ao período de reposição anual dos estoques), como os que vêm acompanhando as consequências do acidente no Golfo do México (2010): Herdter & Murawski (2014); Incardona *et. al.*, (2014); Hueter *et. al.*, (2013). Tais estudos revelam possíveis efeitos indiretos que perdurariam além da estação reprodutiva subsequente ao impacto (declínio da taxa de crescimento, malformação do coração em estágios iniciais levando à mortalidade tardia de adultos, alteração de rotas migratórias).

Ademais, é preciso lembrar que uma porção da ictiofauna é representada pelos peixes cartilagosos, cuja estratégia reprodutiva (incluindo tempo de gestação, número de descendentes, entre outras características relevantes ao intervalo de renovação dos estoques) difere daquela dos peixes ósseos. Nos Chondrichthyes, os nascimentos não ocorrem necessariamente a cada ano, e algumas espécies apresentam um ou mais anos de “descanso” entre gestações (FIELD *et. al.*, 2009).

Com base no que foi exposto, é plausível inferir que o tempo de recuperação baseado nas referências citadas pode ser até um ano, no entanto, considerando uma comunidade ictiofaunística com significativa diversidade, ou seja que inclui predadores de topo como tubarões, cações e raias, em função do comprometimento com a época reprodutiva de uma espécie que naturalmente possui intervalos bianuais ou trianuais de desova/concepção, o tempo de recuperação adotado neste estudo é de três anos.

Assim, considerando essas informações, e de maneira conservadora, uma vez que o VPC no presente estudo não está relacionado a cenário de *blowout* de poço e não se permite na legislação brasileira o uso de dispersantes (que aumentariam a biodisponibilização de componentes tóxicos do óleo na coluna

d'água) como ocorreu no acidente no Golfo do México, o tempo de recuperação do CVA Peixes foi definido como **três anos**.

Considerando que as espécies relacionadas a esse CVA habitam tanto a região costeira quanto a oceânica, sua ocorrência, assim como a do ictioplâncton, possui caráter difuso. A presença mais concentrada de determinadas espécies em alguns ecossistemas, como manguezais, marismas e costões rochosos não foi negligenciada nessa análise, tendo sido levada em conta quando da descrição dos impactos e da recuperação das funções ecológicas desses CVAs.

Segue abaixo resumo de distribuição e tempo de recuperação para este CVA.

Resumo:

CVA	Distribuição	Tempo de Recuperação
Peixes	Difusa – toda área costeira e oceânica	3 anos

As probabilidades de toque de óleo nesse CVA obtidas para possíveis acidentes provenientes dos diferentes projetos da Etapa 3 a partir de seus respectivos pontos de vazamento, nos períodos analisados, são as mesmas já apresentadas para o CVA Quelônios e constam do **Anexo II.10.4.2.2-2** e na **Tabela II.10.4.2.3-1** (área total considerada e a média ponderada).

A presença deste CVA Peixes dentro da área suscetível está representada do **Desenho II.10.4.2-1** ao **Desenho II.10.4.2-12 (Anexo II.10.4.2-1)**.

A sobreposição dos resultados da modelagem para o pior cenário em cada ponto de vazamento e período analisado com a área de ocorrência deste CVA está apresentado da **Figura II.10.4.2.10-1** à **Figura II.10.4.2.10-4**.

CVAs PEIXES - PIOR CASO - 1º SEMESTRE

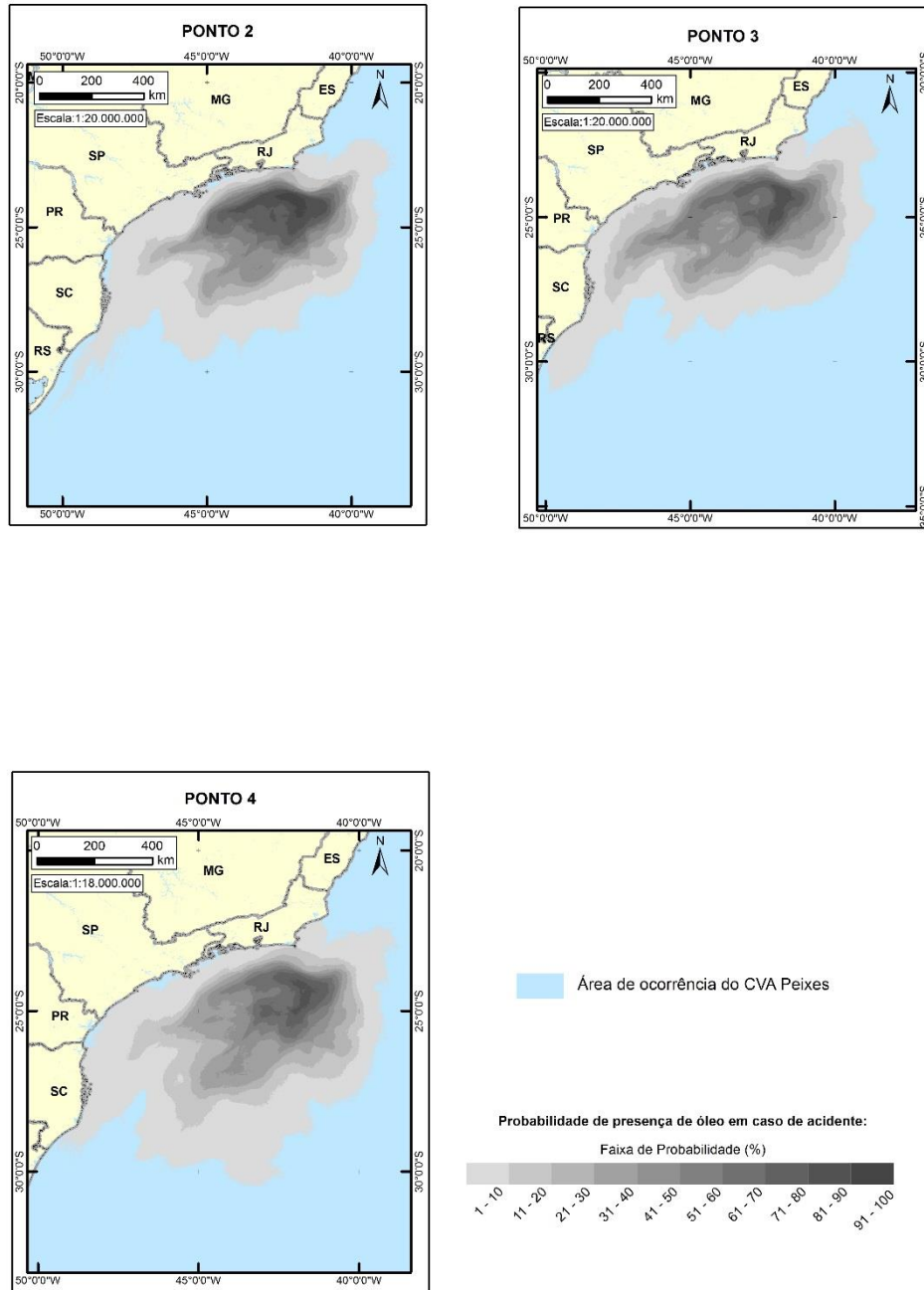


Figura II.10.4.2.10-1 – Sobreposição dos resultados da modelagem para o VPC nos pontos P2, P3 e P4 com a área de ocorrência do CVA – Peixes, 1º semestre.

CVAs PEIXES - PIOR CASO - 2º SEMESTRE

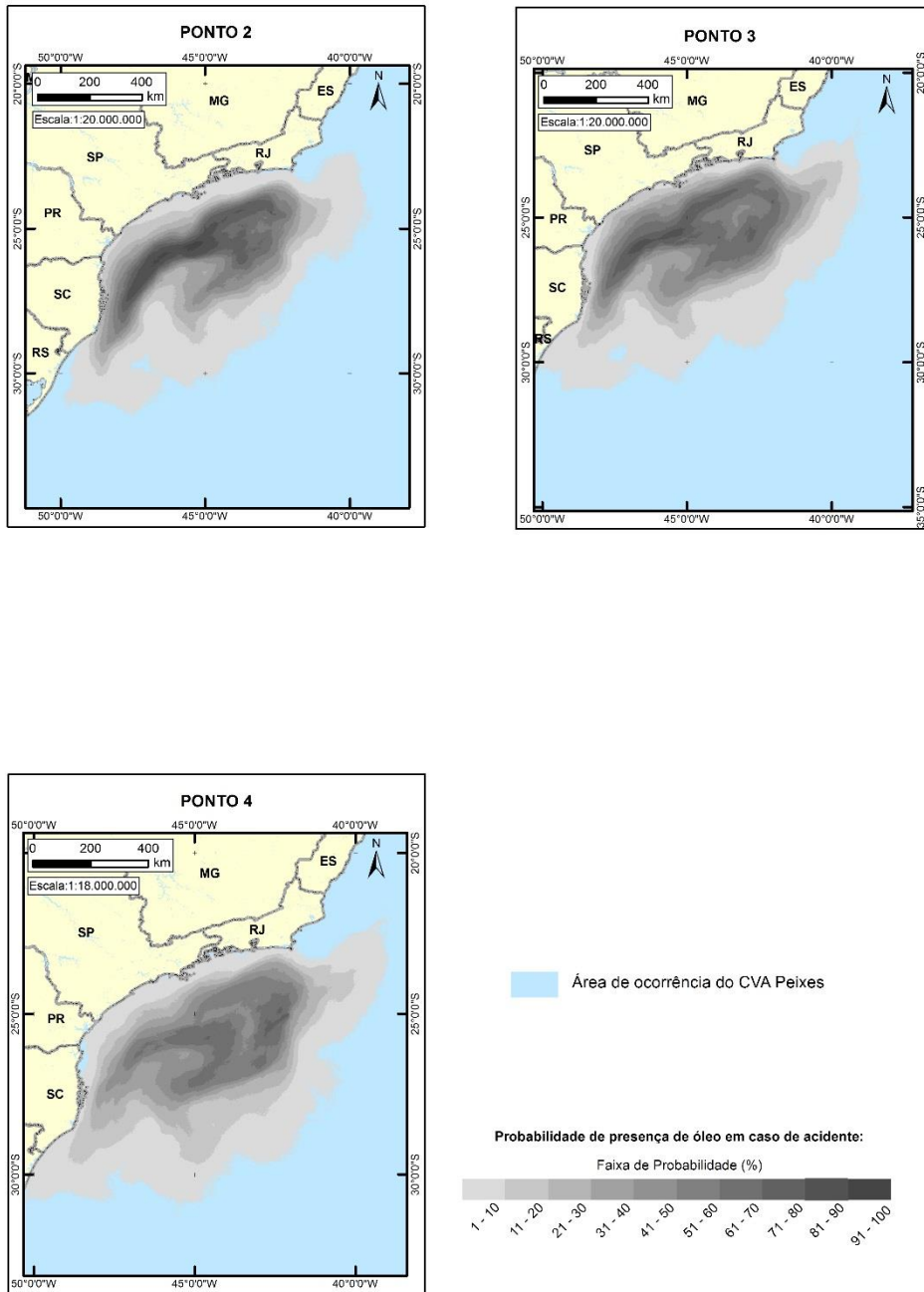


Figura II.10.4.2.10-2 – Sobreposição dos resultados da modelagem para o VPC nos pontos P2, P3 e P4 com a área de ocorrência do CVA – Peixes, 2º semestre.

CVAs PEIXES - PIOR CASO - 1º SEMESTRE

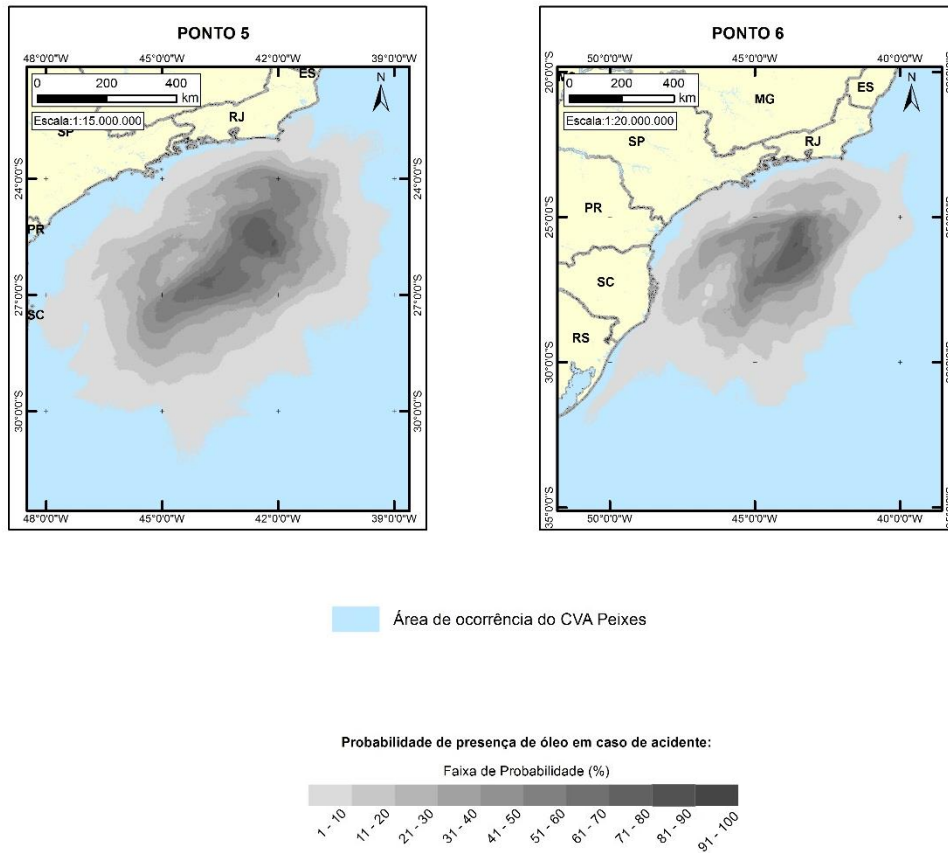


Figura II.10.4.2.10-3 – Sobreposição dos resultados da modelagem para o VPC nos pontos P5 e P6 com a área de ocorrência do CVA – Peixes, 1º semestre.

CVA_s PEIXES - PIOR CASO - 2º SEMESTRE

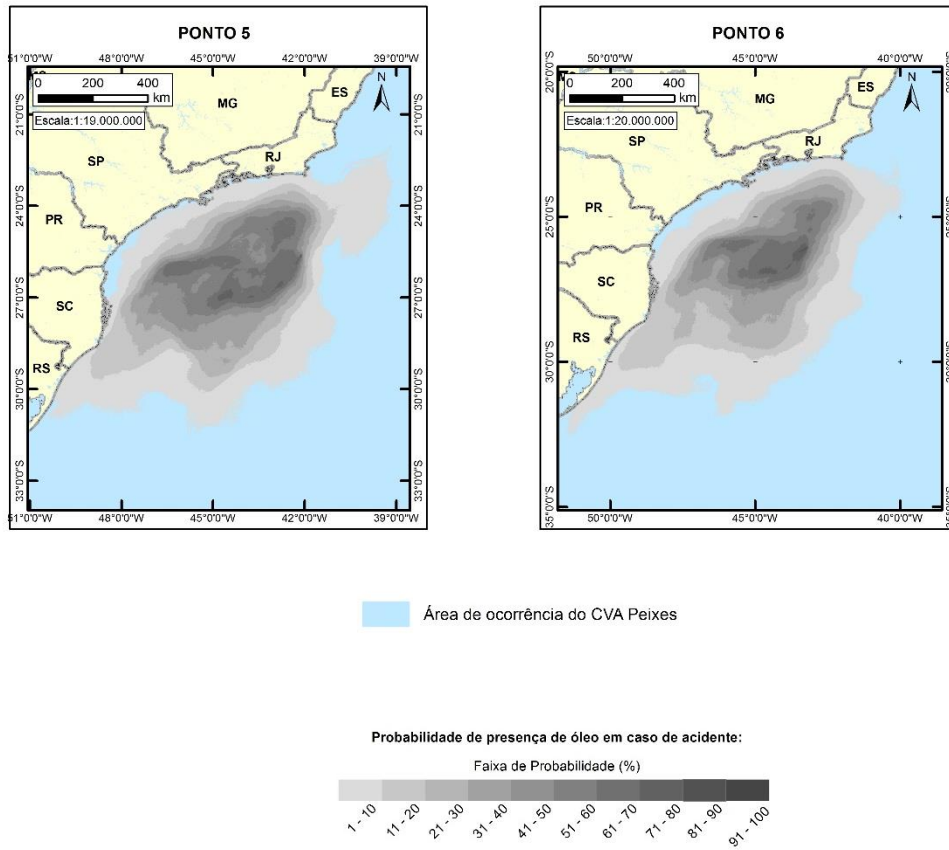


Figura II.10.4.2.10-4 – Sobreposição dos resultados da modelagem para o VPC nos pontos P5 e P6 com a área de ocorrência do CVA – Peixes, 2º semestre.

II.10.4.2.11 – Praias

Como indicado na Análise de Vulnerabilidade, as praias são ambientes conspícuos e frequentes em toda a área suscetível. Além disso, têm importante papel na zona costeira, como reduto de biodiversidade e interagindo com os demais ecossistemas costeiros. São visitadas por espécies migratórias, espécies pelágicas e espécies em extinção. São extremamente importantes na socioeconomia, geradoras de bens e serviços. Esses atributos sustentam a definição das praias como CVA na presente AGRA.

Os impactos de vazamentos de óleo em praias estão associados ao impacto físico de recobrimento e à intoxicação dos organismos que vivem neste ambiente (impacto químico). Lopes *et. al.*, (2007) e API (1985) citam os principais impactos sobre o ambiente praias no **Quadro II.10.4.2.11-1**, abaixo:

Quadro II.10.4.2.11-1 – Principais impactos do óleo sobre praias.

RECOBRIMENTO FÍSICO SOBRE A BIOTA DE PRAIA
Mortalidade direta por recobrimento e asfixia
Redução da taxa fotossintética
Interferência na locomoção
Entupimento de tubos e galerias
Perturbação na alimentação
Perturbações reprodutivas
Aumento da temperatura do sedimento
Estresse térmico (temperatura do corpo)
Redução da circulação de água intersticial
EFEITO QUÍMICO SOBRE A BIOTA DE PRAIA
Mortalidade direta por intoxicação
Alterações fisiológicas e metabólicas (crescimento, reprodução, respiração)
Narcotização (alcanos, parafinas)
Alterações comportamentais
Vulnerabilidade a predadores
Desalojamento da fauna
ALTERAÇÕES NA ESTRUTURA E FUNÇÃO DO ECOSSISTEMA
Eliminação seletiva de espécies ou grupos funcionais
Disrupção do processamento de detritos (ciclagem de nutrientes)
Eliminação seletiva de espécies-chaves e espécies fundadoras essenciais para a estruturação da comunidade

O universo de tipologias das praias suscetíveis é extremamente diverso. Quantitativamente, as praias batidas e semiabrigadas são as mais numerosas, observando o contorno e heterogeneidade da costa. No entanto, as dezenas de enseadas e baías ao longo da costa concentram as praias abrigadas e lamosas de baixo declive.

Quanto à granulometria, todas as classes de praias ocorrem de forma relevante na área potencialmente atingida. Nas áreas com as maiores probabilidades de toque são encontradas diversas praias de areia fina e abrigadas, em regiões estuarinas, enseadas e baías. Assim, o diverso mosaico de tipologias praias presentes na área suscetível, com seus distintos potenciais bióticos, faz com que esse CVA seja especialmente importante, incorporando uma elevada riqueza biológica, especialmente para as praias abrigadas, de sedimentos finos e baixo declive.

Esse gradiente de complexidade ecológica das praias sustenta uma consequente diferença na sensibilidade dos diferentes tipos de praias a vazamentos de óleo.

De acordo com estas classificações de sensibilidade, as praias abrigadas são tratadas como mais sensíveis do que as praias batidas pelas ondas, devido aos seguintes aspectos:

- Maior número de espécies
- Maior biomassa
- Maior complexidade trófica
- Maior tempo de permanência do óleo
- Maior tempo necessário para sua recuperação (menor resiliência)

Considerando a elevada capacidade de limpeza natural gerada pelas ondas, o óleo tende a permanecer por poucas semanas nas praias de alta energia, enquanto que em praias abrigadas e terraços lamosos o óleo pode permanecer por anos, em situações envolvendo praias de baixa energia, deposicionais, e produtos de maior persistência (CAIRNS *et. al.*, 1984; API, 1985; IPIECA, 2000; STROH, 2011).

Nas praias de areia grossa a penetração do óleo pode superar 25 cm de profundidade no sedimento, fazendo com que o tempo de permanência seja mais elevado. O grau de penetração depende também das características do óleo. O

sedimento frouxo dessas praias dificulta operacionalmente a limpeza e retirada do óleo (LOPES *et. al.*, 2007).

Em quantidades maiores, o óleo pode recobrir grandes extensões de areia, e em algumas áreas localizadas formar manchas de pavimento asfáltico sobre ela (MICHEL & HAYES, 1992), caso não seja removido. Nestes ambientes, a biota é consideravelmente rica, complexa, e sensível ao óleo, representada tanto pela epifauna como pela infauna/endofauna. A maior parte da biota concentra-se na camada superficial do sedimento, justamente a região mais diretamente afetada pelo óleo (LOPES *et. al.*, 2007).

Os estudos consistentes sobre o tempo de recuperação de praias afetadas por impactos antrópicos e atingidas por vazamentos de óleo são escassos (DEFEO *et. al.*, 2009; HAYWORTH *et. al.*, 2011). Muitos estudos são pontuais, de curta duração, ou carecem de dados pretéritos e séries temporais adequadas para sustentarem conclusões cientificamente embasadas.

Considerando os ecossistemas praias e seu infralitoral raso, os estudos de longo prazo apesar de raros, destacam que a recuperação da fauna bentônica destes ambientes é mais lenta do que da fauna vágil (peixes, macroinvertebrados) (ELMGREN *et. al.*, 1983; BAKER *et. al.*, 1990; BAKER, 1991; KINGSTON *et. al.*, 1997; DAUVIN, 1998; KINGSTON, 2002, *apud.* HAYWORTH *et. al.*, 2011). Um aspecto importante, citado pelos autores, é que no processo de recuperação do ecossistema praias (o que vale também para todos os demais ecossistemas) não devem ser considerados apenas aspectos como a produtividade e biomassa (cuja recuperação é relativamente mais rápida), mas também a estrutura da comunidade em si, a qual necessita de mais tempo para retornar ao equilíbrio.

O tempo de recuperação de praias afetadas por vazamentos está associado principalmente com o hidrodinamismo. Praias batidas pelas ondas tendem a ter recuperação mais rápida do que praias abrigadas, quando o tempo de recuperação pode ser de vários anos (MICHEL *et. al.*, 1992; IPIECA, 2000).

Estudos que mostram um monitoramento adequado, no entanto em condições diferenciadas das encontradas no Projeto Etapa 3 são descritas a seguir.

IPIECA (2000) indica claramente que a recuperação depende da persistência do óleo no sedimento. Em sedimentos de ambientes abrigados (sedimentos

lamosos) o óleo tende a permanecer por muito mais tempo. Michel *et. al.*, (1992) citam praias da Arábia Saudita e Bahrain onde pavimentos asfálticos resultantes de vazamentos permaneceram por cerca de 10 anos. Estes autores também apresentam os resultados de estudos posteriores ao vazamento do navio Urquiola, nos quais ainda se observa óleo em algumas praias abrigadas 12 anos após o acidente. O tempo de recuperação citado não foi considerado, pois foi baseado em um cenário diferente do presente estudo, visto que foi um derrame intencional durante a Guerra do Golfo, onde vazou óleo de vários terminais e tanques de cinco navios e cerca de dois milhões de barris foram depositados na zona entre-marés. Adicionalmente a limpeza foi bastante dificultada pela situação de guerra e praticamente só houve recuperação de parte do óleo que estava na água.

Para avaliar o tempo de recuperação do ecossistema praias foram consideradas as referências a seguir. Estas referências consideraram um tempo de monitoramento adequado e condições mais semelhantes às esperadas no caso de um acidente com os projetos do Etapa 3.

Blaylock & Houghton (1989), acompanhando os impactos do acidente com o navio Arco Anchorage, em 1985, sobre a infauna de praias atingidas, observaram recuperação de até três nos pontos com maior hidrodinamismo (menos de um ano). Também McLachlan & Harty (1982), estudando frações da meiofauna no supralitoral sujeitas à contaminação experimental, concluíram que a meiofauna neste segmento praias (supralitoral) se recupera em poucos meses.

Alguns estudos consultados mas onde não houve acompanhamento da recuperação total da biota são descritos a seguir.

Schlacher *et. al.*, (2011), De La Huz *et. al.*, (2005) abordaram os impactos do óleo em praias em estudos de curto prazo. O trabalho de De La Huz *et. al.*, (2005) mostrou que nas praias afetadas pelo acidente do Prestige (2002) houve uma importante perda de riqueza, reduzindo em 66% a riqueza total existente, em relação à situação antes do evento. No entanto, os autores não acompanharam ou informaram o tempo necessário para a total recuperação da comunidade afetada.

Schlacher *et. al.*, (2011) estudando os efeitos do acidente com o navio Pacific Adventurer, na Austrália, em 2009, demonstraram que os efeitos na biota em uma

praia severamente atingida foram grandes, com poucas espécies remanescentes já na primeira semana após o acidente, o que permaneceu pelos três meses de monitoramento pós impacto. Os autores concluem que, apesar de se tratar de um pequeno vazamento, causou impactos relevantes no ecossistema o que pode resultar no prolongamento do tempo de recuperação necessário. No entanto, não houve acompanhamento do processo de recuperação da biota. Hayworth *et. al.*, (2011) avaliaram os efeitos do vazamento da *Deepwater Horizon* sobre as praias de areia no Alabama (EUA). Um ano após o acidente, observaram que os efeitos de longo prazo continuavam se consolidando, apesar dos esforços de limpeza, adotados pela BP (British Petroleum). Destacam que poucas informações estão disponíveis sobre a efetividade da limpeza das praias atingidas e principalmente do destino em longo prazo do óleo remanescente nos ecossistemas praias (HAYWORTH, *op.cit.*). Esta realidade também ocorre no Brasil, uma vez que existe uma grande deficiência nos estudos e caracterização do ambiente praias na costa brasileira, deficiência essa ainda maior ao se tratar de programas de monitoramento e avaliação pós impacto dos efeitos do óleo e da limpeza de ambientes atingidos.

Destacando as praias como um ambiente bastante dinâmico, Hayworth *et. al.*, (2011) observam que os movimentos naturais da areia e da massa d'água (correntes de deriva, correntes de retorno, ondas e marés e a dinâmica de entrada e saída de areia) continuam redistribuindo e transformando o óleo livre remanescente no sistema. No caso das praias do Alabama, um ano depois ainda era possível observar diferentes estados de intemperismo do óleo, enterrado em diferentes profundidades e na superfície na praia e infralitoral raso. Assim, não foi possível no estudo avaliar a quantidade de óleo ainda remanescente no ambiente. O estudo mostra a existência de agregados óleo-minerais (*oil mats*) de tamanhos variados e descontínuos enterrados até profundidades de um metro sob a areia, em uma grande área, representando um volume importante de óleo remanescente nas praias. Relatam que há evidências de que, dentre os HPAs persistentes no sedimento, os compostos alquilados (com presença de compostos aromáticos) são mais recalcitrantes (compostos orgânicos de difícil degradação, hidrofóbicos, e bioacumulativos) no ambiente e podem ser mais tóxicos a certos organismos.

Owens *et. al.*, (2008), fizeram uma extensa revisão a respeito da persistência do óleo em praias, avaliando seu tempo de permanência e os fatores envolvidos no processo. Destacam pontos importantes com base na avaliação de diversos eventos reais, especialmente Amoco Cadiz, Arrow, Florida e Metula, que devem ser considerados ao se avaliar os tempos de recuperação dos ambientes praias. Um dos pontos relevados pelos autores é o fato de que, via de regra, grande parte do volume de óleo que chega a uma praia é eliminada em um curto espaço de tempo (poucas semanas ou meses), por processos de intemperismo dos compostos mais voláteis e solúveis. No entanto, os autores afirmam que em condições específicas, volumes residuais, que se acumulam no interior do sedimento (percolados ou recobertos), e no infralitoral raso (que também é parte integrante do ecossistema praias), são mais difíceis de degradar, se tornando mais estáveis podendo persistir por décadas (de 10 a 30 anos ou mais). Destacam que nestes casos os piores cenários ocorrem em praias com sedimentos grosseiros (com muito espaço intersticial), quando atingem camadas mais profundas. O tempo de residência do óleo no sedimento vai depender da conjunção de vários aspectos como o volume, das características físicas e químicas de óleo que chega à praia, do hidrodinamismo, da dinâmica de sedimentação da praia (ciclos construtivos e destrutivos). Os autores ressaltam que a granulometria grosseira é o aspecto mais importante na dilatação do tempo de residência do óleo. Em praias de areias grossas e também de baixa energia hidrodinâmica, espera-se que o óleo residual persista por muito tempo com pouca perda de volume. Assim, nas praias de areias finas e compactas, a expectativa de residência do óleo é bem menor, diante do seu reduzido espaço intersticial, limitando a percolação do óleo.

Estudos de longo prazo avaliando os efeitos do óleo nas praias a partir do Exxon Valdez mostram que, 12 anos após o acidente, a biota das praias afetadas continua sujeita ao óleo presente como uma ativa fonte de hidrocarbonetos poliaromáticos (Short *et. al.*, 2004) e 16 anos após o acidente há um retardamento no processo de intemperismo do óleo residual e a retenção prolongada de HPAs tóxicos nos sedimentos praias (Short *et. al.*, 2007). Esta situação é bem diferente da encontrada nos acidentes de óleo no Brasil, em especial do projeto em licenciamento, pois este acidente ocorreu muito próximo à costa, em clima muito

mais frio que o cenário do Brasil, com menor capacidade microbiana de degradação do óleo e grandes diferenças extremas na sedimentologia das praias.

Neste cenário deve-se ressaltar a importância das características ambientais da área, com baixas temperaturas, reduzindo a capacidade de biodegradabilidade e intemperismo do óleo, e o fato de o óleo residual, basicamente constituído de hidrocarbonetos de cadeia longa e asfaltenos, ser um composto de elevada persistência.

Em outro estudo de longo prazo, Fernández-Fernández *et. al.*, (2011), estudando a persistência do óleo originado no acidente do navio Prestige, detectaram a presença de hidrocarbonetos nas praias afetadas da Galícia sete anos depois do acidente, revelando que o óleo pode ter elevada persistência nas praias arenosas, apesar de serem ambientes naturalmente dinâmicos. Um aspecto relevante neste sentido diz respeito ao entendimento do conceito de recuperação do ambiente como um processo de retorno do ecossistema ao equilíbrio esperado na ausência do acidente. Isso leva em conta tanto a recuperação da biota propriamente dita como o retorno do ambiente (*latu sensu*) a uma condição não contaminada. Neste sentido é importante o entendimento defendido por Kingston (2002) sobre o processo de recuperação: assumindo que o óleo foi eliminado do ambiente (o que pode demorar anos ou décadas, como visto acima), os impactos ambientais de longo prazo são geralmente associados a anomalias da estrutura da comunidade, que persistem associados à longevidade das espécies presentes.

A presença de óleo degradado em subsuperfície não necessariamente representa uma fonte disponível de hidrocarbonetos para a biota e que a comunidade da macrofauna não tenha se recuperado.

Nesse sentido, destaca-se um estudo recente de longo prazo (JUNOY *et. al.*, 2013) sobre a macrofauna de praia no acidente do Prestige o qual conclui que “as análises dos dados mostraram que o acidente praticamente não afetou a estrutura da comunidade bentônica (macrofauna) de 2003 a 2009 e, que seus efeitos se limitaram à primeira campanha (2003), seis meses após o acidente”.

De maneira geral, os autores concluem que os casos com longo tempo de permanência do óleo nas praias não são uma regra (e dependem da conjunção

de vários aspectos associados ao óleo e ao ambiente), sendo que na maioria dos eventos espera-se a degradação do óleo em poucos meses ou anos.

Além dos trabalhos acima citados, PETROBRAS (2014) avaliou 20 estudos relativos aos impactos do óleo em praias arenosas, sendo Bodin (1988) o maior tempo registrado para praias arenosas (três anos para Nematoda e cinco anos para Harpacticoida). Este e mais oito trabalhos não foram considerados como referência para tempo de recuperação, pois não comparavam os resultados com dados pretéritos, apresentaram dados apenas qualitativos e apresentaram um curto período de análise. Em PETROBRAS *op.cit.*, dentre os trabalhos analisados criteriosamente, Fricke *et. al.*, (1981); Mc Lachlan & Harty (1982); Moore *et. al.*, (1997); Ansari & Ingole (2002) e Jones (2003) apresentam período de recuperação de quatro a 12 meses e Blaylock & Houghton (1989) apresentou três anos. Com isso, conclui-se que o tempo de três anos é adequado como o tempo de recuperação de praias arenosas (tanto expostas como abrigadas) afetadas por derramamentos de óleo.

Nesse contexto, considerando que as praias com elevado hidrodinamismo compõem grande parte da área suscetível e que existem procedimentos eficientes de limpeza que minimizam danos adicionais e aceleram a sua recuperação (LOPES *et. al.*, 2007), e considerando os estudos de Blaylock & Houghton (1989) e Skalski *et. al.* (2001), foi estabelecido o tempo de recuperação de **três anos** para as praias em caso de contaminação com óleo. Esse tempo é assumido como factível, considerando que uma limpeza eficiente e com mínimos impactos adicionais (seguindo os critérios recomendados por Lopes *et. al.*, *op.cit.*) resultará na efetiva remoção do contaminante do ambiente a níveis que permitam a recolonização do substrato entremarés, tanto por indivíduos e espécies adultas das áreas não afetadas como pelo input larval (meroplâncton), vindo de outras regiões. Assume-se também que a limpeza natural da zona entremarés (ondas, correntes e marés) contribua de forma significativa e progressiva para reduzir o potencial tóxico do óleo remanescente.

Considerando a detalhada caracterização da Análise de Vulnerabilidade, a costa suscetível com presença do CVA Praias, representadas pelos ISLs 3 (a, b), 4 (a, b, c), 5 (a) e 6 (a), indicada na modelagem tem seu limite norte no município de Quissamã, no RJ indo até o município de Santa Vitória do Palmar, no RS,

totalizando 80 municípios em cinco estados, com pelo menos 483 praias com chance de toque, em mais de 2.000 km de costa (base PPLC, 2015; MMA, 2007).

Destaca-se que na área suscetível ocorrem várias dezenas de ilhas costeiras. Apesar de a grande maioria das praias estarem no continente, também ocorrem em diversas destas ilhas na área suscetível. Considerando que a maioria das ilhas se concentra entre Rio de Janeiro e Santa Catarina, este é o trecho mais representativo de praias insulares. Dentre as ilhas suscetíveis com presença do ambiente praias mais relevante estão:

- Ilha de Paquetá – RJ
- Ilha do Governador – RJ
- Ilha de Jurubatiba – RJ
- Ilha de Itacuruçá – RJ
- Ilha de Jaguanum – RJ
- Ilha da Marambaia – RJ
- Ilha da Jipoia – RJ
- Ilha Grande – RJ
- Ilhabela – SP
- Ilha do Guarujá – SP
- Ilha de Cananeia – SP
- Ilha do Cardoso – SP
- Ilha do Mel – PR
- Ilha de Florianópolis – SC

Associado a isto, deve-se considerar que o óleo produzido no Polo Pré-Sal da Bacia de Santos é relativamente leve e os tempos mínimos de toque na costa modelados estão acima de seis dias de deriva. Assim, caso ocorra este contato, o óleo que atinge a costa apresenta alto grau de intemperismo, que faz com que os efeitos adversos (especialmente os efeitos químicos) sobre este CVA sejam minimizados.

De acordo com MMA (2007), apesar de ocorrerem praias de cascalho (ISL 5) na Área de Estudo (ex Pedra de Guaratiba – RJ), predominam praias de areia fina a grossa (ISL 4) no Rio de Janeiro, São Paulo, Paraná e Santa Catarina. Sendo assim, estas referências relacionadas aos maiores tempos que correspondem a

sedimentos grosseiros, além de regiões de climas muito mais frios não foram consideradas no tempo de recuperação adotado neste estudo.

Segue abaixo um resumo da distribuição e do tempo de recuperação admitidos para este CVA.

Resumo:

CVA	Distribuição	Tempo de Recuperação
Praias	Fixo	3 anos

A partir da área de ocorrência das praias, considerou-se o maior valor de probabilidade de toque de óleo no CVA, para cada ponto de vazamento, faixa de volume e estação (verão/inverno), sem nenhum tipo de ponderação.

As probabilidades de toque de óleo nesse CVA obtidas para possíveis acidentes provenientes dos diferentes projetos da Etapa 3 a partir de seus respectivos pontos de vazamento, nos períodos analisados, constam do **Anexo II.10.4.2.2-2**. A **Tabela II.10.4.2.11-1** mostra os maiores valores de probabilidade de toque de óleo no CVA.

Tabela II.10.4.2.11-1 – *Maiores valores de probabilidade de toque de óleo no CVA Praias, a partir de vazamentos de 8 m³, 200 m³ e VPC nos pontos de modelagem P2 a P6, 1º e 2º semestres.*

Pontos de modelagem	1º Semestre			2º Semestre		
	Maior Probabilidade			Maior Probabilidade		
	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC
P2	0,0	0,0	10,2	0,0	0,0	29,0
P3	0,0	0,0	5,7	0,0	0,0	11,8
P4	0,0	0,0	5,8	0,0	0,0	8,3
P5	0,0	0,0	4,1	0,0	0,0	8,2
P6	0,0	0,0	5,2	0,0	0,0	10,8

A presença deste CVA dentro da área suscetível está representada no **Desenho II.10.4.2-1** ao **Desenho II.10.4.2-12**.

As figuras a seguir (**Figura II.10.4.2.11-1 à Figura II.10.4.2.11-4**) ilustram a sobreposição dos resultados da modelagem para o pior cenário em cada ponto de vazamento e período analisado com a área de ocorrência do CVA.

CVAs PRAIAS ARENASAS - PIOR CASO - 1º SEMESTRE

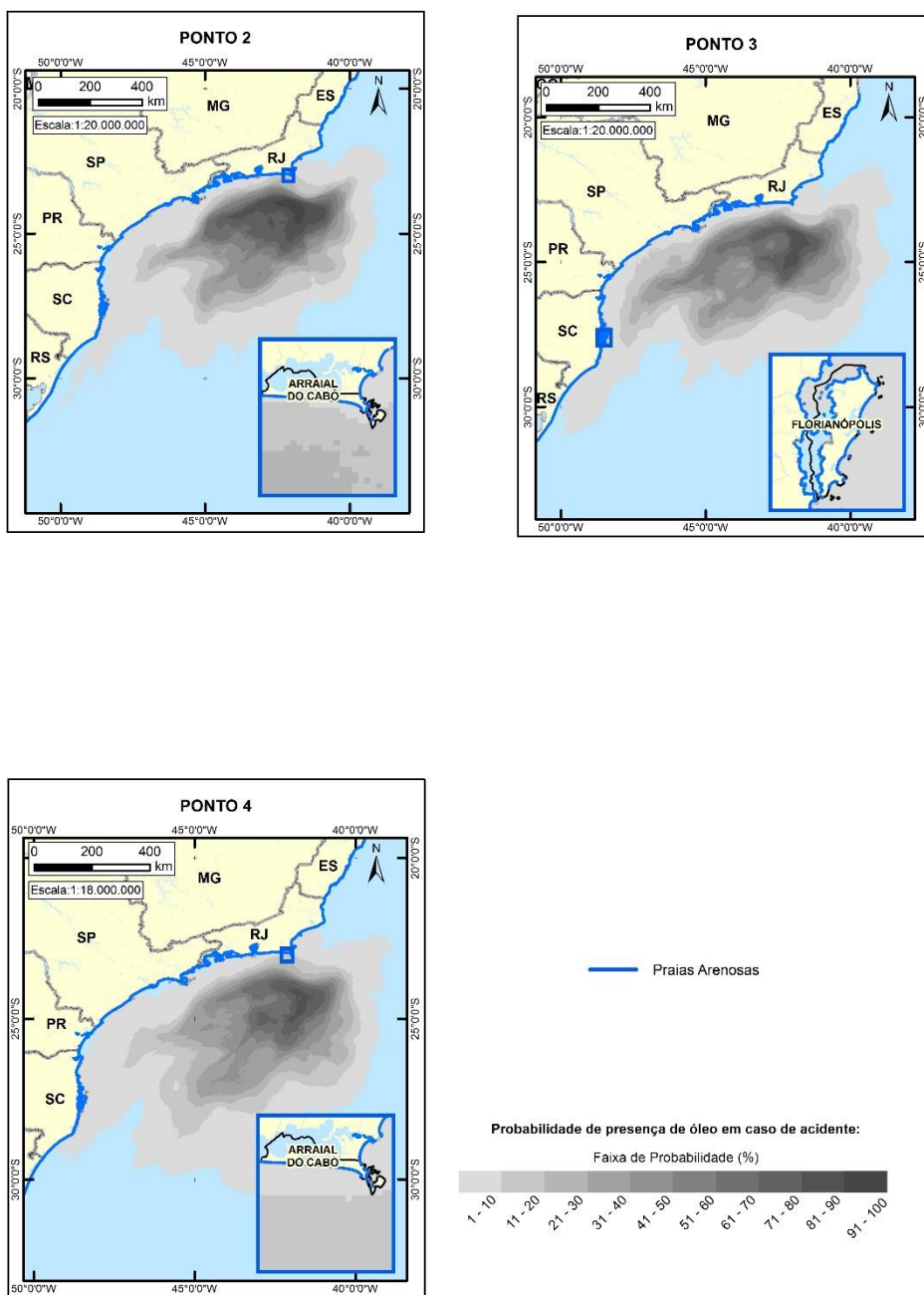


Figura II.10.4.2.11-1 – Sobreposição dos resultados da modelagem para o VPC nos pontos P2, P3 e P4 com a área de ocorrência do CVA Praias, 1º semestre.

CVAs PRAIAS ARENOSAS - PIOR CASO - 2º SEMESTRE

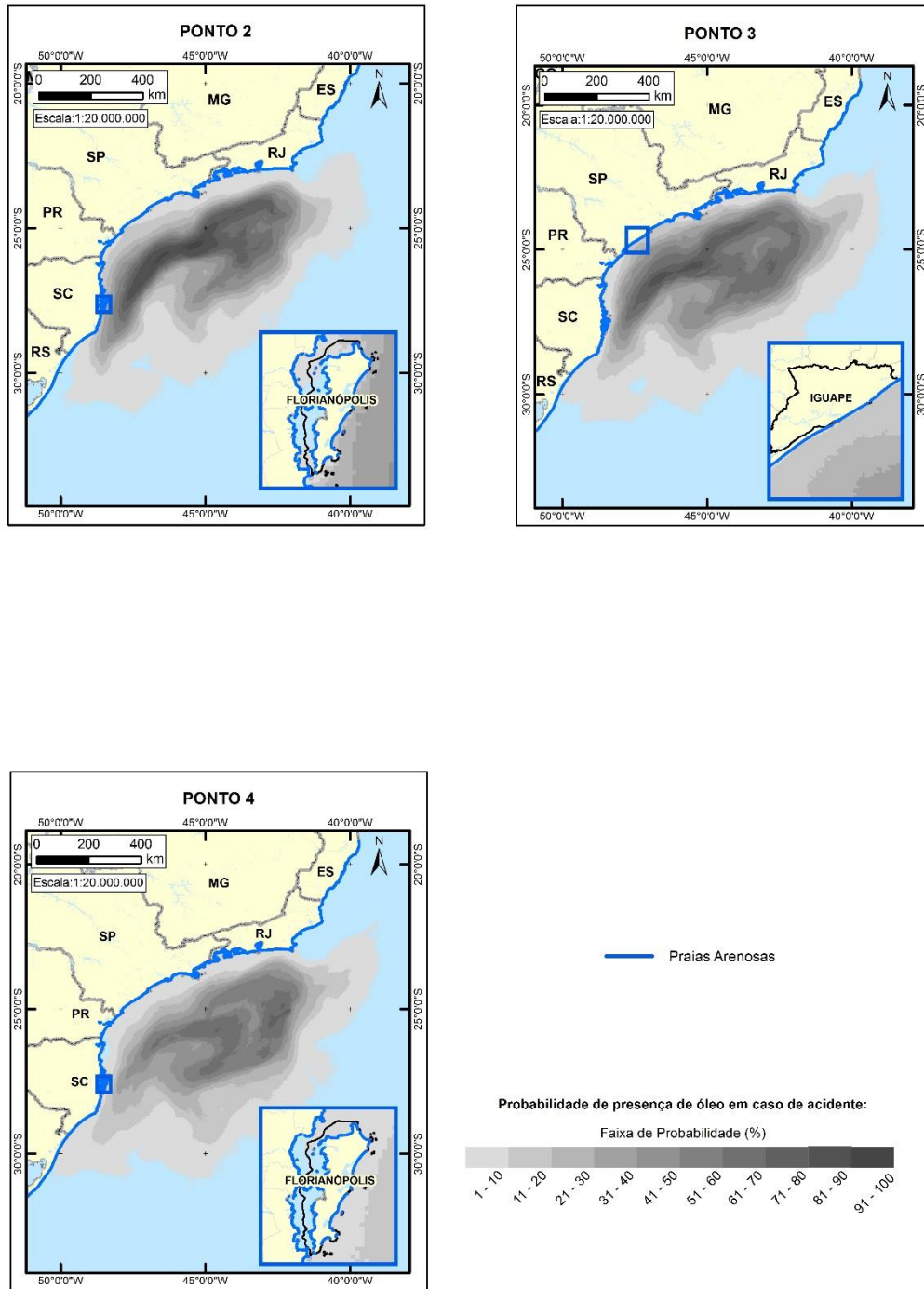


Figura II.10.4.2.11-2 – Sobreposição dos resultados da modelagem para o VPC nos pontos P2, P3 e P4 com a área de ocorrência do CVA Praias, 2º semestre.

CVA_s PRAIAS ARENOSAS - PIOR CASO - 1º SEMESTRE

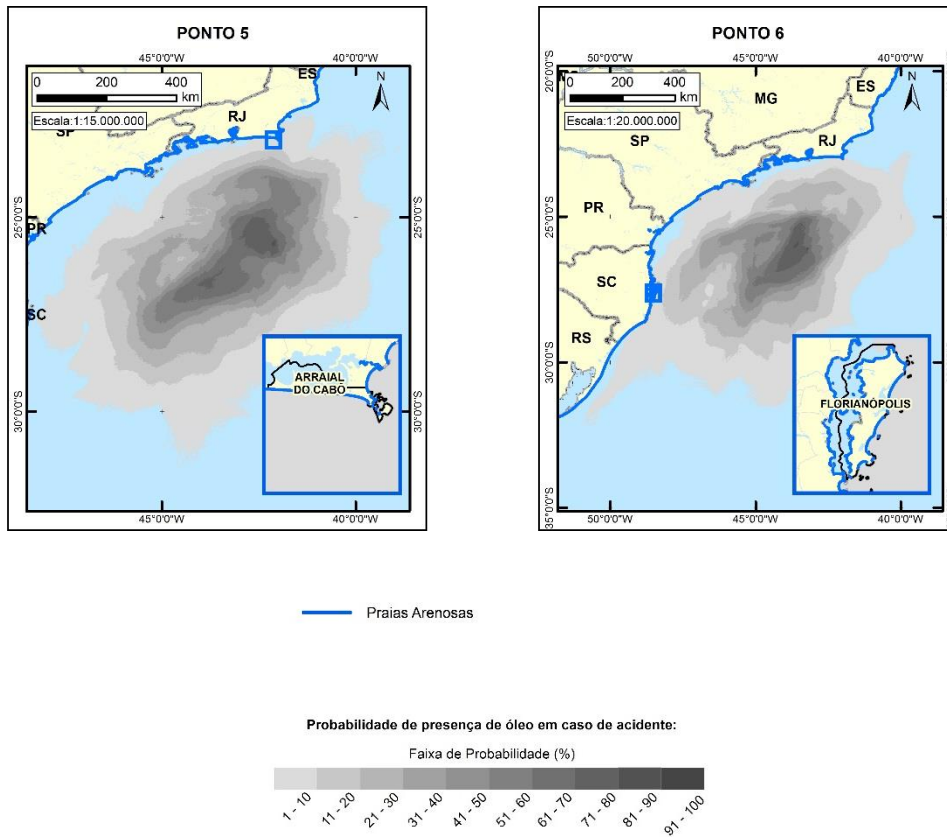


Figura II.10.4.2.11-3 – Sobreposição dos resultados da modelagem para o VPC nos pontos P5 e P6 com a área de ocorrência do CVA Praias, 1º semestre.

CVAs PRAIAS ARENOSAS - PIOR CASO - 2º SEMESTRE

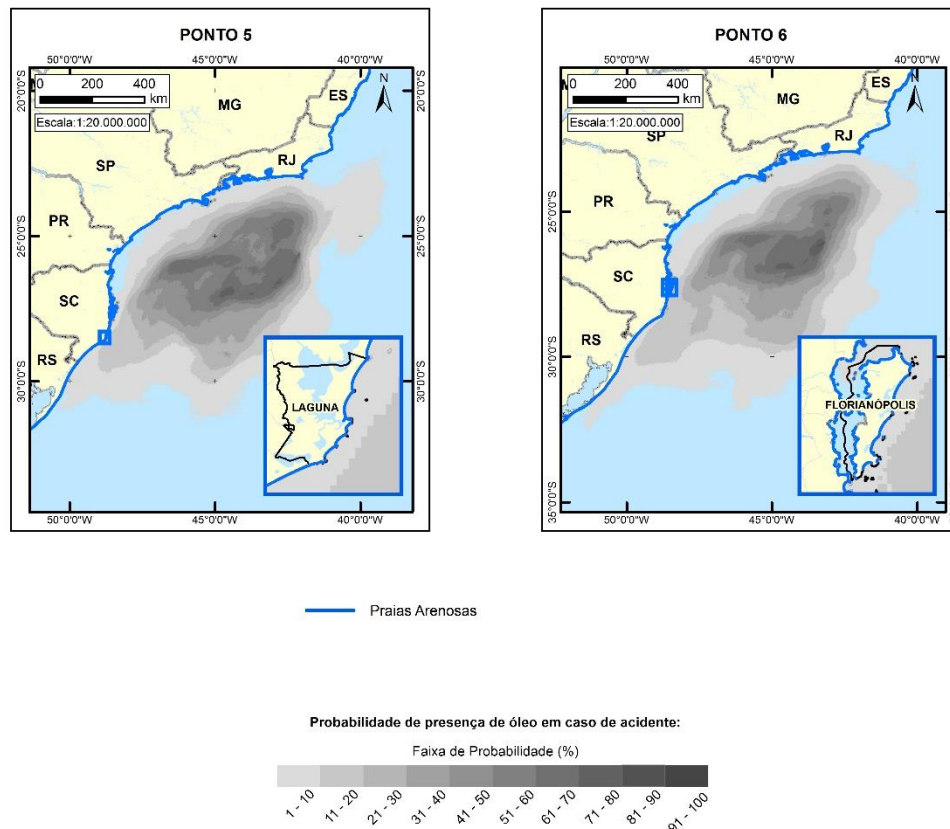


Figura II.10.4.2.11-4 – Sobreposição dos resultados da modelagem para o VPC nos pontos P5 e P6 com a área de ocorrência do CVA Praias, 2º semestre.

II.10.4.2.12 – Planícies de maré, baixios lodosos e terraços de baixa-mar

Como indicado na Análise de Vulnerabilidade, Planícies de maré, baixios lodosos e terraços de baixa mar são ambientes conspícuos e frequentes em toda a área suscetível. Estão agrupados já que, por serem ambientes sedimentares, deposicionais e abrigados, apresentam características ecológicas, respostas ao óleo e tempos de recuperação similares. Estes ambientes têm importante papel na zona costeira, como reduto de biodiversidade e interagindo com os demais ecossistemas costeiros. São visitados por espécies migratórias, espécies pelágicas e espécies em extinção. São extremamente importantes na

socioeconomia, geradoras de bens e serviços. Esses atributos sustentam a definição das planícies de maré, baixios lodosos e terraços de baixa-mar como um CVA na presente AGRA.

De acordo com MMA (2004) os baixios arenosos/lamosos, planícies de maré e terraços de baixa-mar estão contemplados em suas diferentes características de granulometria, declividade e hidrodinamismo nos ISLs 7A, 9A e 9B.

Dentre os ambientes não consolidados entremarés, os terraços de baixa-mar e planícies de maré abrigados são os mais sensíveis, abaixo apenas de manguezais. Lopes *et. al.*, (2007) ressaltam que cenários envolvendo contaminação de planícies de maré e terraços de baixa-mar lamosos são ambientalmente preocupantes pela elevada sensibilidade biológica e limitações nos procedimentos de limpeza. Já as planícies de maré expostas são consideradas menos sensíveis, pelo maior hidrodinamismo a que estão expostas, o que diminui o tempo de permanência do óleo (MMA, 2004).

As planícies de maré e os terraços de baixa-mar são ambientes costeiros frequentemente associados às praias arenosas, manguezais e estuários, na zona entre marés, ocorrendo com frequência em regiões abrigadas da ação direta das ondas, constituídos de sedimentos lamosos e arenosos (silte, argila e areia fina) (DITTMANN, 2002; MMA, 2004; LOPES *et. al.*, 2007). Estas feições, por serem de baixo declive, formam extensos terraços de areia fina e/ou lama, os quais ficam expostos na baixa-mar, especialmente nas marés de sizígia. Por serem ambientes deposicionais, estão presentes em áreas com baixo hidrodinamismo e abrigadas da ação direta das ondas. No entanto, podem ocorrer planícies de maré com elevado hidrodinamismo, sujeitas a ação de ondas.

As planícies de maré e terraços de baixa-mar lamosos são ambientes de elevada riqueza biológica constituída por uma rica e complexa comunidade bentônica (epifauna e infauna), com elevada biomassa, inclusive de peixes, tanto demersais como bentônicos (SCHOLZ *et. al.*, 1992, DITTMANN, 2002, VENDEL, 2003 *apud.* LOPES *et. al.*, 2007).

Por serem formadas de sedimentos finos e ricos em matéria orgânica, as planícies de maré, terraços e baixios lamosos entremarés são normalmente saturados de água e com pouco espaço intersticial, fazendo com que o óleo não penetre profundamente no sedimento. Neste sentido, PETROBRAS (2014) cita

Puente *et. al.*, (2009), que avaliaram os efeitos do derrame do Prestige sobre comunidades bentônicas estuarinas e não observaram elevadas mortalidades nem alterações significativas na estrutura das comunidades bentônicas indicando que os sedimentos saturados de água e a conseqüente reduzida penetração do óleo minimizaria os impactos sobre a biota bêntica, especialmente a infauna.

Por outro lado, nas regiões abrigadas das ondas (baixo hidrodinamismo), espera-se que o óleo permaneça no ambiente por mais tempo, considerando a sua baixa declividade, reduzida limpeza natural, presença de matéria orgânica e limitações de limpeza. Como resultado da ação de subida e descida das marés, o óleo tende a acumular na parte superior do ambiente. Lopes *et. al.*, (2007), citando vários autores, destacam que em episódios de contaminação intensa, a pavimentação do substrato destes ambientes pode persistir por muitos anos (GUNDLACH & HAYES, 1978; MICHEL & HAYES, 1992; SCHOLZ *et. al.*, 1992; KINGSTON, 2002; API, 1985).

Os impactos do contato direto com o óleo nesses ecossistemas sensíveis podem ser severos (MICHEL & HAYES, 1992; SCHOLZ *et. al.*, 1992), resultantes tanto do recobrimento físico como do efeito químico. Lopes *et. al.*, (2007) destacam que em termos gerais, os impactos esperados em praias de areia são os mesmos para estes ambientes deposicionais como alteração no equilíbrio trófico, desaparecimento de espécies-chave e espécies fundadoras, redução da biodiversidade e efeitos subletais na fisiologia e comportamento das espécies, impactos associados aos efeitos do recobrimento e da intoxicação. Segundo os autores, estes efeitos podem perdurar por longos períodos, como conseqüência da permanência do óleo, especialmente em regiões abrigadas, de baixo hidrodinamismo.

Por outro lado, sabe-se que a intensidade do dano nestes ambientes depende de diversos fatores, especialmente da dimensão espacial da contaminação, do tipo de óleo e do hidrodinamismo (LOPES *et. al.*, 2007; API, 1985). Egres (2011), avaliando os efeitos do óleo diesel sobre as associações bênticas de baixios não vegetados da Baía de Paranaguá (Paraná) através da simulação de um derrame *in situ*, adotando o poderoso modelo *Multivariate Before and After/Control and Impact* (M-BACI), observou que as associações bênticas avaliadas se mostraram tolerantes ou resilientes nas escalas de tempo e

espaço adotadas no experimento. A autora constatou efeito agudo pós-impacto, mas a recuperação dos níveis populacionais pré-impacto foi extremamente rápida. O principal vetor de recolonização foi a migração ativa de adultos dos sedimentos adjacentes. Mais uma vez fica ressaltada a importância da dimensão espacial da área afetada que, assim como nos outros ambientes, vai determinar (entre outros fatores) o tempo maior ou menor de recuperação da biota.

Michel *et. al.*, (2005) avaliaram o longo tempo de recuperação das planícies de maré, juntamente com outros ambientes abrigados como manguezais e marismas, afetados pelo vazamento de óleo da Gerra do Golfo (1991). No cenário deste vazamento, intencionalmente foram atingidos vários terminais e tanques de cinco navios, gerando 640.000 toneladas ou 11 milhões de barris – onde cerca de dois milhões de barris foram depositados na zona entre-marés, muito próximo à costa, além da limpeza ser bastante dificultada pela situação de guerra e praticamente só houve recuperação de parte do óleo que estava na água. Doze anos depois, os autores constataram ainda a presença relevante de resíduos oleosos em grande parte dos ambientes originalmente afetados e a necessidade de longos períodos de recuperação natural destes ecossistemas.

Zabbey & Hart (2014) em recente estudo avaliando os efeitos de vazamentos nos bancos intermareais abrigados do delta do Niger, apresentam também projeções de tempos de recuperação acima de 10 anos para planícies de maré após quase 20 anos do vazamento oriundo da Guerra do Golfo, já citado no CVA praia como um caso atípico em função o volume vazado próximo à costa e dificuldade de acesso.

Para ambientes deposicionais abrigados são citados tempos de recuperação acima de 10 anos na revisão de Teal & Howarth (1984), que avaliaram os efeitos de diversos acidentes como Amoco Cadiz, Ixtoc e Florida. Um tempo de recuperação de mais de 20 anos é citado por Minter *et. al.*, (2014) após o vazamento do Golfo, em planícies de maré, em que são avaliados os efeitos de procedimentos mecânicos de limpeza no processo de recuperação destes ambientes. O estudo se refere aos procedimentos de limpeza e remediação para retirada de óleo residual enterrado em algumas áreas de planície de maré. Não foi avaliada a recuperação da comunidade bentônica.

A partir dos dados disponíveis, os tempos de recuperação de planícies de maré e terraços de baixa-mar variaram, portanto, desde poucos meses a mais de 10 anos. Considerando que a expectativa de permanência do óleo nestes ambientes é maior que no CVA Praias, devido ao baixo hidrodinamismo, a baixa declividade e finalmente pela dificuldade de limpeza, porém tendo em vista que o óleo produzido no Polo Pré-Sal da Bacia de Santos é relativamente leve e os tempos mínimos de toque na costa modelados estão acima de cinco dias de deriva (óleo com alto grau de intemperismo), que faz com que os efeitos adversos (especialmente os efeitos químicos) sobre este CVA sejam minimizados, foi portanto adotado, de forma conservadora, o tempo de recuperação de **10 anos** para este CVA.

A Análise de Vulnerabilidade mostrou, com base na modelagem de dispersão de óleo e na base PPLC, que 38 municípios dos cinco estados da área suscetível têm alguma probabilidade de toque em planícies de maré e terraços de baixa-mar, entre Rio das Ostras (RJ) e Tavares (RS).

Segue abaixo um resumo da distribuição e do tempo de recuperação admitidos para este CVA.

Resumo:

CVA	Distribuição	Tempo de Recuperação
Planícies de Maré e Terraços de Baixa-mar	Fixo	10 anos

Para se determinar a probabilidade de toque neste CVA, os ambientes na área suscetível foram mapeados, a partir de informações de MMA (2007) e do banco de dados do PPLC. A partir de tal mapeamento, considerou-se o maior valor de probabilidade de toque de óleo no CVA, para cada ponto de vazamento, faixa de volume e estação (1º e 2º semestre), sem nenhum tipo de ponderação.

Seguindo a tendência de todos os outros ambientes costeiros, Florianópolis (SC) apresenta as maiores probabilidades de toque também neste CVA (15,83% para o ponto 7, 2º semestre). Nos demais municípios, os toques são todos muito baixos, abaixo de 10%, com exceção da Ilha Comprida (SP), com 10,58%. De modo geral, o estado de Santa Catarina é o mais suscetível ao toque em planícies de maré e baixios lamosos.

As probabilidades de toque de óleo nesse CVA obtidas para possíveis acidentes provenientes dos diferentes projetos da Etapa 3 a partir de seus respectivos pontos de vazamento, nos períodos analisados, constam do **Anexo II.10.4.2.2-2**. A **Tabela II.10.4.2.12-1** mostra os maiores valores de probabilidade de toque de óleo no CVA.

Tabela II.10.4.2.12-1 – *Maiores valores de probabilidade de toque de óleo no CVA Planícies de Maré e Terraços de Baixa-mar, a partir de vazamentos de 8 m³, 200 m³ e VPC nos pontos de modelagem P2 a P6, 1º e 2º semestres.*

Pontos de modelagem	1º Semestre			2º Semestre		
	Maior Probabilidade			Maior Probabilidade		
	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC
P2	0,0	0,0	3,2	0,0	0,0	13,1
P3	0,0	0,0	4,5	0,0	0,0	10,6
P4	0,0	0,0	2,0	0,0	0,0	4,9
P5	0,0	0,0	1,0	0,0	0,0	5,4
P6	0,0	0,0	1,8	0,0	0,0	5,6

A presença deste CVA dentro da área suscetível está representada no **Desenho II.10.4.2-1** ao **Desenho II.10.4.2-12**.

As figuras a seguir (**Figura II.10.4.2.12-1** à **Figura II.10.4.2.12-4**) ilustram a sobreposição dos resultados da modelagem para o pior cenário em cada ponto de vazamento e período analisado com a área de ocorrência do CVA.

CVAs PLANÍCIES DE MARÉ, BAIXIOS LODOSOS E TERRAÇOS DE BAIXA-MAR - PIOR CASO - 1º SEMESTRE

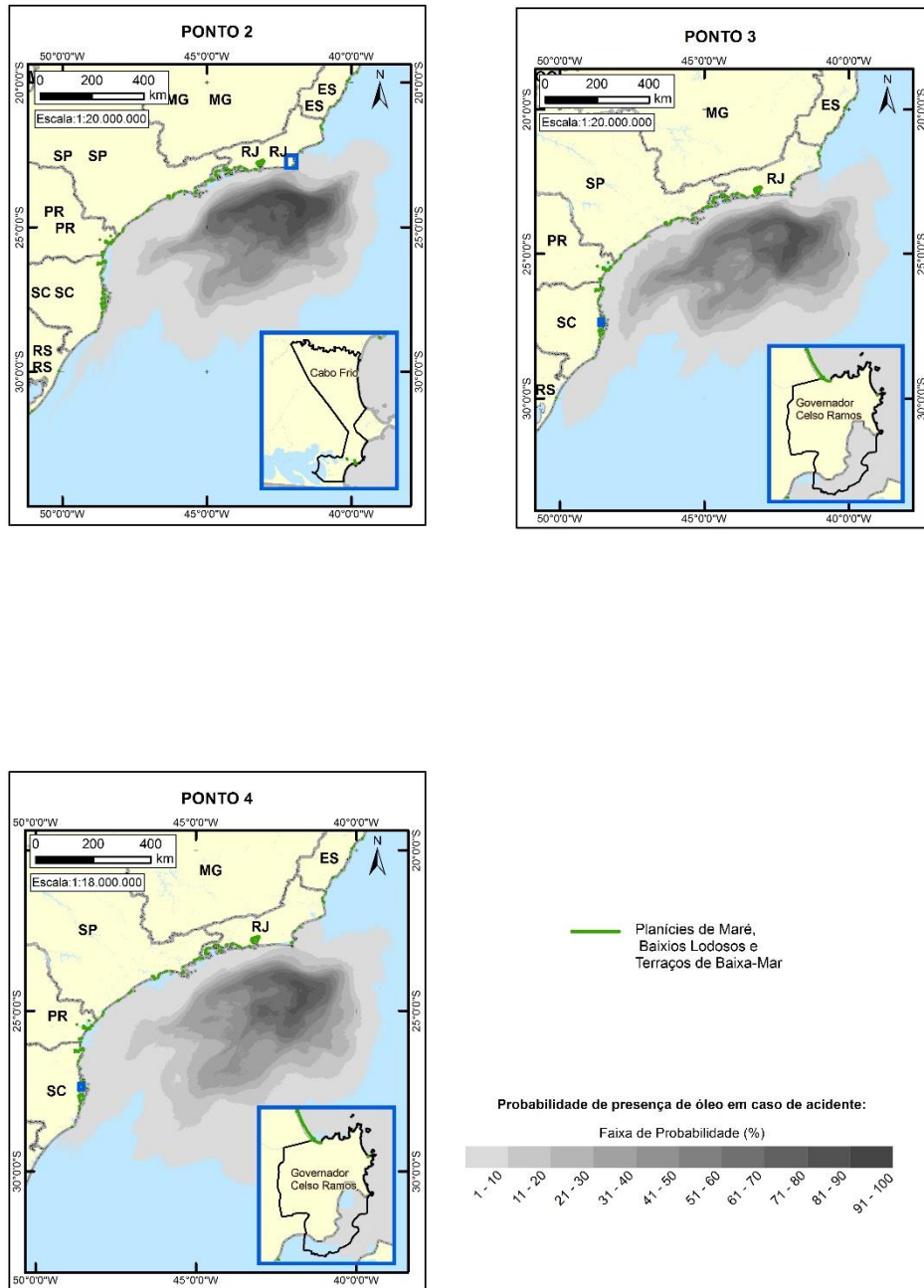


Figura II.10.4.2.12-1 – Sobreposição dos resultados da modelagem para o VPC nos pontos P2, P3 e P4 com a área de ocorrência do CVA Planícies de Maré, Baixios Lodosos e Terraços de Baixa-mar, 1º semestre.

**CVAs PLANÍCIES DE MARÉ, BAIXIOS LODOSOS E TERRAÇOS
DE BAIXA-MAR - PIOR CASO - 2º SEMESTRE**

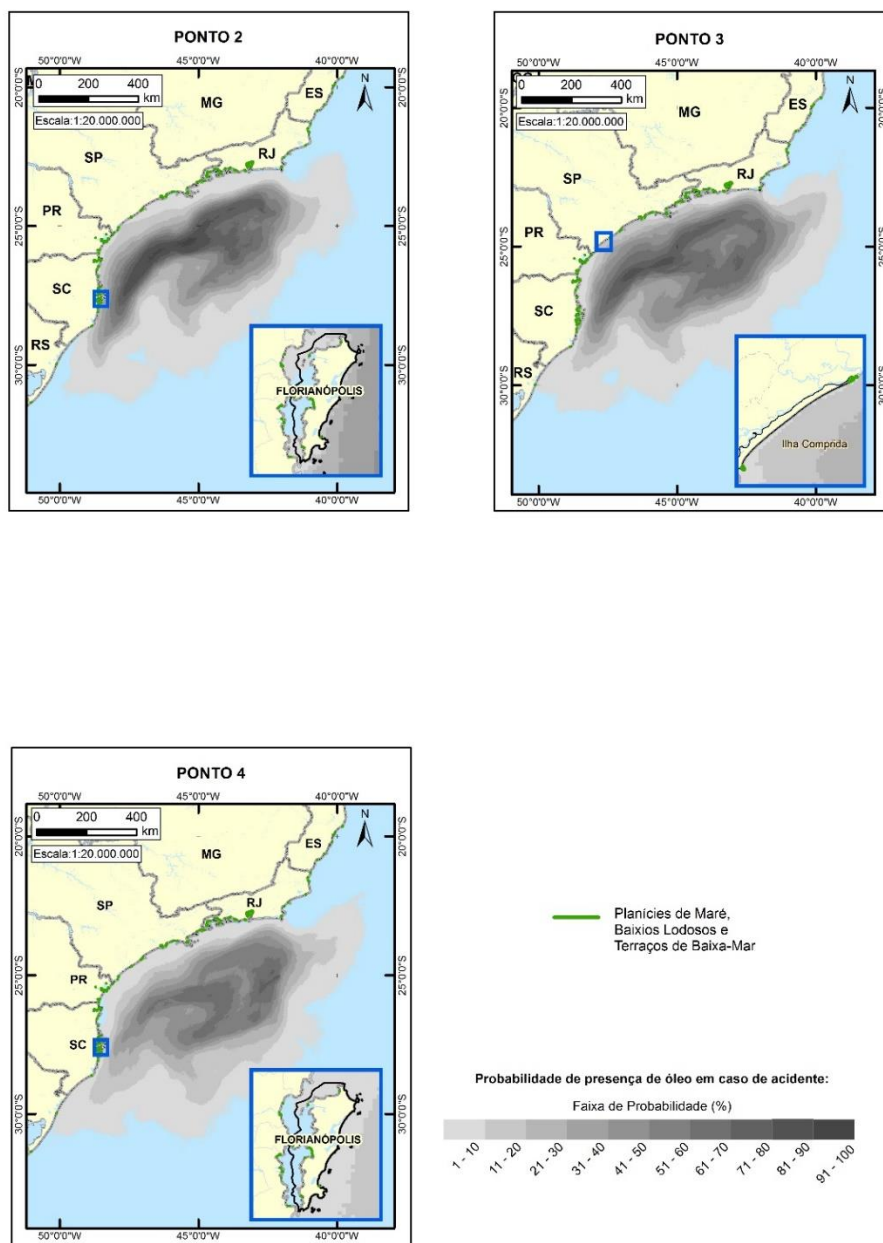


Figura II.10.4.2.12-2 – Sobreposição dos resultados da modelagem para o VPC nos pontos P2, P3 e P4 com a área de ocorrência do CVA Planícies de Maré, Baixios Lodosos e Terraços de Baixa-mar, 2º semestre.

CVAs PLANÍCIES DE MARÉ, BAIXIOS LODOSOS E TERRAÇOS DE BAIXA-MAR - PIOR CASO - 1º SEMESTRE

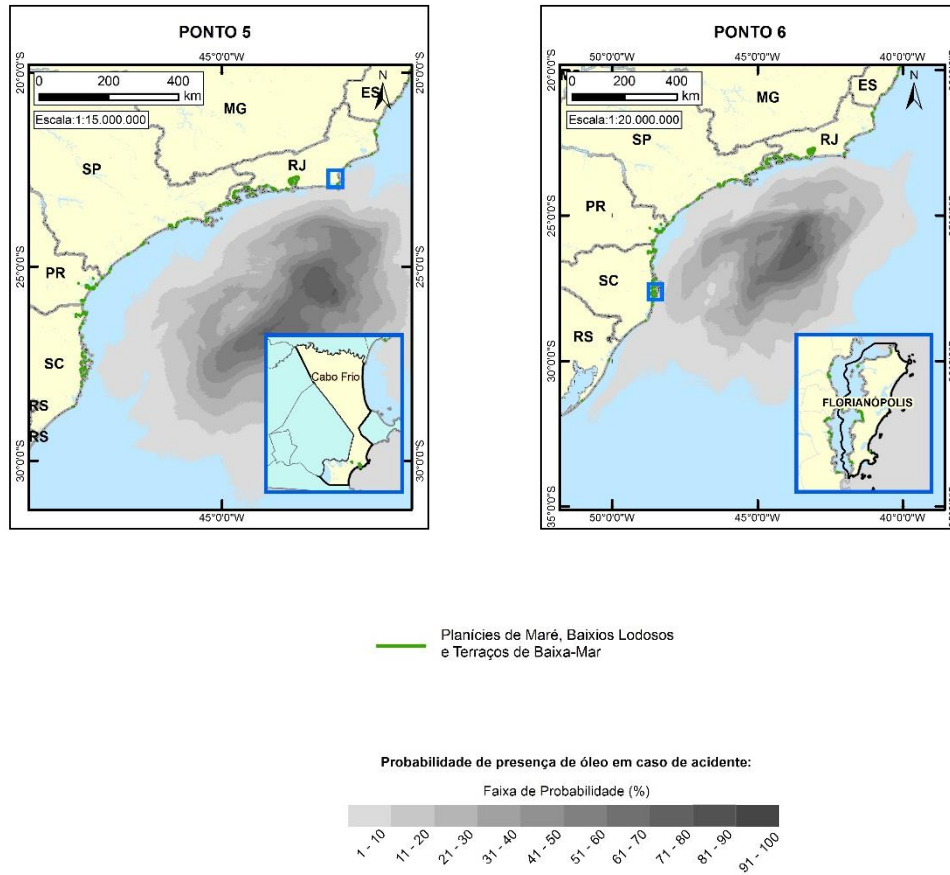


Figura II.10.4.2.12-3 – Sobreposição dos resultados da modelagem para o VPC nos pontos P5 e P6 com a área de ocorrência do CVA Planícies de Maré, Baixios Lodosos e Terraços de Baixa-mar, 1º semestre.

**CVAs PLANÍCIES DE MARÉ, BAIXIOS LODOSOS E TERRAÇOS
DE BAIXA-MAR - PIOR CASO - 2º SEMESTRE**

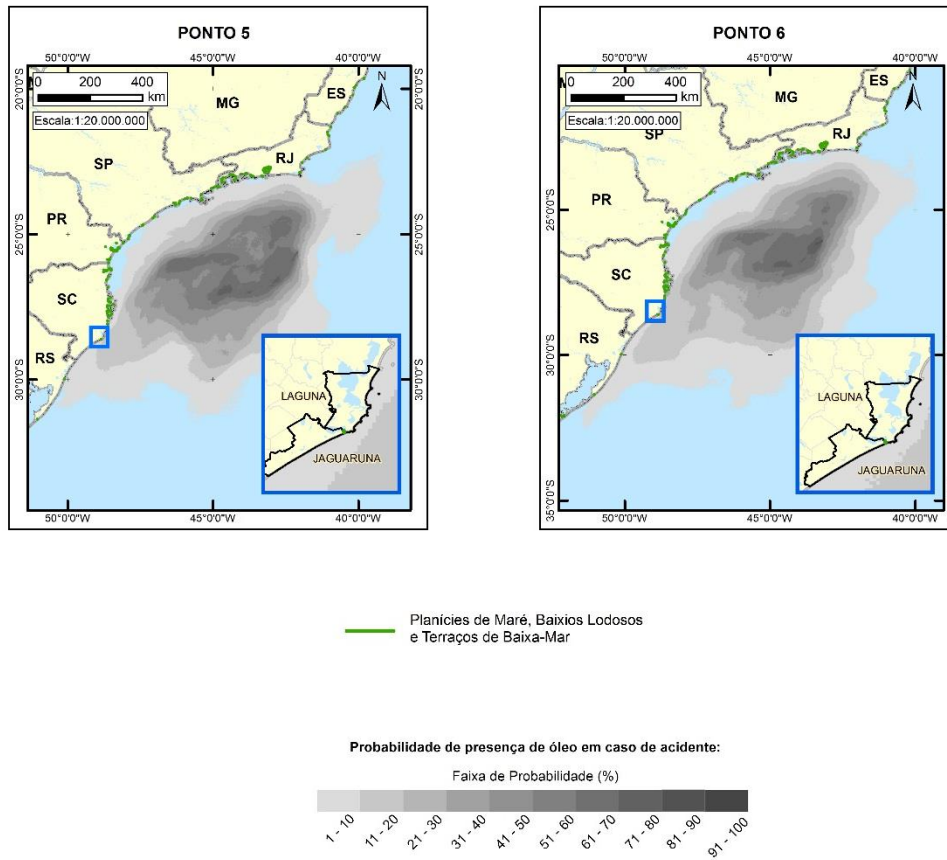


Figura II.10.4.2.12-4 – Sobreposição dos resultados da modelagem para o VPC nos pontos P5 e P6 com a área de ocorrência do CVA Planícies de Maré, Baixios Lodosos e Terraços de Baixa-mar, 2º semestre.

II.10.4.2.13 – Costões rochosos

Como indicado na Análise de Vulnerabilidade, Costões Rochosos são ambientes conspícuos e frequentes em grande parte da área suscetível. Este ambiente tem importante papel na zona costeira, como reduto de biodiversidade e interagindo com os demais ecossistemas costeiros. São extremamente importantes na socioeconomia, geradoras de bens e serviços. Esses atributos sustentam a definição dos costões rochosos como um CVA na presente AGRA.

Estes costões têm elevada representatividade espacial na costa, especialmente nos estados de São Paulo e Santa Catarina. No Rio Grande do Sul estes ambientes são pouco comuns, substituídos por extensos cordões arenosos, restingas e lagunas costeiras.

Nestas áreas suscetíveis a vazamento de óleo, de acordo com os resultados das modelagens de dispersão de óleo apresentadas, ocorrem de forma difusa todas as tipologias de costões rochosos, especialmente quanto ao hidrodinamismo. Assim, observa-se um mosaico de costões batidos e abrigados ao longo da costa, como bem representado nos mapas da base PPLC (2015). Em muitos casos, em uma mesma localidade as duas tipologias ocorrem simultaneamente, especialmente nos costões do tipo “campo de matacões”, constituídos por rochas isoladas de diferentes dimensões, com faces expostas ao mar aberto e faces abrigadas. O mesmo ocorre nos costões das várias dezenas de ilhas na área suscetível, com seus costões expostos nas faces abertas e abrigados nas faces interiores, como, Ilhabela, Florianópolis, Ilha do Mel, Alcatrazes, Ilha Vitória, Ilha Anchieta e muitas outras.

Essas diferenças são explicitadas nos ISLs das Cartas de Sensibilidade ao Óleo – SAO táticas e operacionais destas áreas (BRASIL-MMA, 2007; PINCINATO, 2007; WIECZOREK, 2007; CANTAGALO *et. al.*, 2008; LIMA *et. al.*, 2008; POLETTO *et. al.*, 2008; PERINOTO *et. al.*, 2011; ROCHA *et. al.*, 2011; ROMERO *et. al.*, 2011).

A sensibilidade de um costão rochoso a vazamentos de óleo é variável e está fundamentalmente associada com sua declividade, hidrodinamismo e heterogeneidade física, fatores estes que determinam sua composição biológica,

intensidade do impacto e tempo de recuperação (MILANELLI, 2003; LOPES *et al.*, 2007).

Dentre os diversos aspectos relevantes que afetam o grau de impacto do óleo em costões, o principal é o hidrodinamismo (grau de agitação, ondas e correntes). O grau de hidrodinamismo é determinado pela frequência e força de ondas e correntes que atuam no ambiente. Em costões com elevado hidrodinamismo a dispersão do óleo tende a ser mais eficiente, minimizando seus efeitos. A limpeza natural gerada pelas ondas pode ser bastante efetiva, protegendo os organismos dos efeitos danosos do recobrimento físico (MICHEL *et al.*, 1992; IPIECA, 2000b). Por isso, Michel *et al.*, (*op.cit.*) citam os costões expostos e batidos pelas ondas como os ambientes com a menor sensibilidade entre os ambientes entremarés.

Por outro lado, em costões abrigados, o óleo pode permanecer por muito tempo (escala temporal de anos), ampliando os seus efeitos e retardando a recuperação da comunidade atingida (GUNDLACH *et al.*, 1978; API, 1985; MICHEL *et al.*, 1992; IPIECA, 2000 a, b; LOPES *et al.*, 2007).

Este aspecto é tão importante para os costões rochosos que é considerado um dos critérios que estabelecem o grau de sensibilidade dos mesmos (e também dos outros ambientes costeiros) a impacto por óleo (NOAA, 1997; MMA, 2004). A diferença entre costões batidos e abrigados, no que diz respeito à dimensão do impacto e tempo de recuperação, definiram classificações bastante distintas no ISL - Índice de Sensibilidade dos ecossistemas costeiros ao óleo, adotado no Brasil, colocando os costões abrigados entre os mais sensíveis, próximos a manguezais e marismas (ISL 8). Já os costões expostos são classificados com ISLs 1 e 2.

As duas vias principais nas quais o óleo causa impactos nos organismos marinhos são o **efeito físico** resultante do recobrimento e o **efeito químico**, associado à toxicidade dos compostos presentes (ITOPF, 2002; USCG, 1999).

É importante ressaltar que os efeitos não são excludentes, mas, sim, podem ocorrer simultaneamente em um vazamento de óleo. A diferença está centrada na combinação entre densidade/viscosidade e toxicidade do óleo vazado e sua variação com o tempo. O efeito químico de toxicidade é predominante nos óleos de baixa densidade e, nos óleos de alta densidade, é o efeito físico de

recobrimento que predomina. No entanto, o intemperismo pode elevar a densidade/viscosidade de um óleo e ao mesmo tempo reduzir sua toxicidade.

No presente cenário de eventos acidentais, a modelagem aponta pelo menos 129 h de deriva do óleo até o primeiro toque na costa. Esse tempo é suficiente para o intemperismo atuar sobre a mancha, reduzindo sua toxicidade e elevando sua densidade.

Especificamente em costões rochosos, a severidade de um vazamento é influenciada também pela sua geomorfologia e características abióticas. Assim, um mesmo vazamento pode gerar respostas distintas em costões fisiograficamente distintos (MILANELLI, 2004).

De modo geral, a recuperação das espécies impactadas pelo óleo no costão, assumindo que o ambiente esteja livre dos efeitos químicos e físicos do contaminante, depende da dinâmica natural das populações, ou seja, da frequência reprodutiva, input de larvas, dimensões da prole, taxas de sobrevivência, presença de outros impactos, entre outros vários fatores. Espécies r-estrategistas, de ciclo de vida curto e com elevadas taxas reprodutivas, tendem a recolonizar o ambiente rochoso mais rapidamente, enquanto que espécies K-estrategistas, de maturidade tardia, de ciclo de vida mais longo e crescimento lento, demoram mais para retornar ao equilíbrio. Dessa forma, o período de recuperação de costões rochosos e demais substratos consolidados é extremamente variável, dependendo do cenário ambiental e das características do acidente (MILANELLI, 2003, LOPES *et. al.*, 2007; API, 1985).

Costões expostos têm tempos de recuperação geralmente menores que um ano, já que as ondas protegem os organismos do recobrimento físico além de reduzirem o tempo de persistência do contaminante no ambiente (API, 1985). Corroborando este entendimento pode-se citar recente trabalho de Sukumaran *et. al.*, (2014) que não identificaram efeitos significativos de longo prazo em costões rochosos afetados pelo vazamento de óleo no porto de Mubai.

No acidente do navio Jéssica em 2001 nas proximidades das Ilhas Galápagos, Edgar *et. al.*, (2003) indicaram poucos efeitos adversos em costões após um mês do vazamento. Entretanto, estes autores ressaltam que as condições meteorológicas durante e imediatamente após o acidente claramente ajudaram a minimizar os impactos. O clima quente favoreceu a evaporação da

maior parte do óleo e correntes favoráveis transportaram o óleo em direção à região oceânica. Os autores especulam que se a condição climática tivesse sido diferente e a maior parte do vazamento tivesse se propagado em direção à terra, uma catástrofe ambiental poderia ter ocorrido.

Dicks (1999) ressalta que costões expostos estão entre os ambientes mais resilientes aos efeitos do óleo e tendem a se recuperar relativamente rápido. Segundo o autor, a recuperação às condições normais de equilíbrio, demora de um a cinco anos, mas a completa recuperação pode demorar muitos anos em situações extremas, onde grandes áreas são afetadas, e também em consequência de procedimentos inadequados de limpeza.

Sell *et. al.*, (1995) realizaram uma ampla pesquisa bibliográfica e concluíram que três anos seria o tempo máximo de recuperação para qualquer costão rochoso em um caso típico de derrame.

Em costões rochosos e substratos consolidados abrigados, em situações com intensa contaminação, o óleo pode permanecer por vários anos (GUNDLACH *et. al.*, 1978; CONAN, 1982; API, 1985; MICHEL *et. al.*, 1992; DICKS, 1999; SELL *et. al.*, 1999; MICHEL & HAYES, 2002; KINGSTON, 2002; ITO PF 2011).

Em French McCay (2009), foram analisados diversos tempos de recuperação para os costões rochosos, sendo o maior deles 10 anos, associado o uso de dispersante aplicado várias vezes. Em sua revisão, o autor, consolidando os eventos avaliados, indica que nos casos em que a estrutura do ambiente não é impactada, a recuperação de 99 % dos invertebrados bênticos de costões rochosos se dá em três anos (FRENCH McCAY, *op.cit.*).

Períodos de recuperação de cerca de 10 anos foram também indicados por Southward (1978) e Hawkins *et. al.*, (2002), muitos deles associados aos impactos adicionais de procedimentos de limpeza agressivos (que causam danos adicionais relevantes no ecossistema), como o uso de jateamento em alta pressão e com água quente e dispersantes químicos tóxicos (como será descrito a seguir). Em situações mais severas têm sido registrados impactos de longo prazo, em que as comunidades somente mostraram recuperação após três anos do acidente (IPIECA, 1995; KINGSTON, 2002; FRENCH-McCAY, 2009). Como observado, um aspecto que influencia efetivamente o tempo de recuperação dos costões são os métodos de limpeza adotados. Procedimentos mecânicos de

limpeza, como o jateamento de água em alta pressão, podem causar impactos adicionais relevantes e elevar o tempo de recuperação de costões rochosos, como ocorreu na Baía da Guanabara e em vários eventos no estado de São Paulo (API, 1985; MILANELLI, 1998; LOPES *et. al.*, 2007; DEVIDS *et. al.*, 2007).

Procedimentos de limpeza, quando bem conduzidos, podem acelerar o tempo de recuperação dos costões atingidos, minimizando os impactos físicos e químicos do óleo sobre a biota (LOPES *et. al.*, 2007; DEVIDS *et. al.*, 2007). Nos costões de baixo hidrodinamismo, portanto, espera-se que o óleo permaneça por maiores períodos no ambiente dilatando temporalmente o processo de recuperação natural.

Em revisão sobre os impactos do óleo sobre costões rochosos e seu tempo de recuperação, PETROBRAS (2014) confirmou também o entendimento de que as técnicas de limpeza agressivas ou tóxicas contribuem efetivamente para o aumento dos tempos de recuperação dos costões rochosos, assim como para todos os demais ambientes costeiros (LOPES *et. al.*, 2007; DEVIDS *et. al.*, 2007). De acordo com PETROBRAS *op.cit.*, foram consultadas 41 referências, no entanto 23 foram excluídas da análise visto que apresentavam curto período de análise, inconsistências de comparações com ambiente pré-acidente, foco em revisão de literatura, etc. Analisando os tempos de recuperação das referências: Chan, 1973; 1977; Rolan & Gallagher, 1991; Milanelli, 1994; Houghton *et. al.*, 1997; Lopes *et. al.*, 1997; Jones *et. al.*, 1998; Hoff & Shingenaka, 1999; Kimura & Steinbeck, 1999; Skalski *et. al.*, 2001; Peterson, 2001; Le Hir & Hily, 2002; Edgar *et. al.*, 2003; Gelin *et. al.*, 2003; Yamamoto *et. al.*, 2003; Teruhisa *et. al.*, 2003; Hawkins *et. al.*, 2002; Southward & Southward, 1978; Lobón *et. al.*, 2008, 15 apresentam tempos menores que cinco anos. Os tempos acima de cinco anos estão associados a limpezas mecânica e/ou com dispersante, são apresentados em: Rolan & Gallagher, 1991 (tempo de nove anos), Houghton *et. al.*, 1997 (tempo maior que sete anos) e Southward & Southward, 1978 (tempos de nove a 10 anos). De acordo com JONES *et. al.*, 1998, *apud*. PETROBRAS, *op.cit.*, o maior tempo de recuperação considerando costões rochosos abrigados (cenário mais crítico) e grandes acidentes (situação catastrófica) é de cinco anos.

O CVA Costões Rochosos tem como indicador para estimar o tempo de recuperação seu grupo biológico residente mais conspícuo e estruturante, a

comunidade bentônica, composta pelas macroalgas e pela macrofauna acompanhante.

Diante desse cenário, e considerando toda a bibliografia consultada, para o CVA Costões Rochosos, adotou-se o tempo de recuperação de **cinco anos**.

Na área suscetível, apresentada na modelagem de deriva de mancha, foram contabilizados 63 municípios com costões rochosos suscetíveis, entre Macaé (RJ) e Cidreira (RS).

Segue abaixo um resumo da distribuição e do tempo de recuperação admitidos para este CVA.

Resumo:

CVA	Distribuição	Tempo de Recuperação
Costões Rochosos	Fixa	5 anos

Para se determinar a probabilidade de toque neste CVA, foram mapeados, a partir de informações da base PPLC, os costões rochosos, que possuem probabilidade de serem atingidas pelos derrames de óleo na área suscetível. A partir de tal mapeamento, considerou-se o maior valor de probabilidade de toque de óleo no CVA, para cada ponto de vazamento, faixa de volume e estação (verão/inverno), sem nenhum tipo de ponderação.

As maiores probabilidades de toque em costões rochosos ocorreram no município de Florianópolis (entre 23 e 35 %) e associados aos pontos 2, 3 e 7, principalmente no segundo semestre. As demais áreas tiveram probabilidades de toque menores que 5%.

As probabilidades de toque de óleo nesse CVA obtidas para possíveis acidentes provenientes dos diferentes projetos da Etapa 3 a partir de seus respectivos pontos de vazamento, nos períodos analisados, constam do **Anexo II.10.4.2.2-2. A**

Tabela II.10.4.2.13-1 mostra os maiores valores de probabilidade de toque de óleo no CVA.

Tabela II.10.4.2.13-1 – *Maiores valores de probabilidade de toque de óleo no CVA Costões Rochosos, a partir de vazamentos de 8 m³, 200 m³ e VPC nos pontos de modelagem P2 a P6, 1º e 2º semestres.*

Pontos de modelagem	1º Semestre			2º Semestre		
	Maior Probabilidade			Maior Probabilidade		
	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC
P2	0,0	0,0	17,8	0,0	0,0	35,6
P3	0,0	0,0	9,9	0,0	0,0	23,0
P4	0,0	0,0	9,6	0,0	0,0	10,9
P5	0,0	0,0	5,3	0,0	0,0	8,2
P6	0,0	0,0	6,3	0,0	0,0	12,1

A presença deste CVA dentro da área suscetível está representada no **Desenho II.10.4.2-1** ao **Desenho II.10.4.2-12**.

As figuras a seguir (**Figura II.10.4.2.13-1** à **Figura II.10.4.2.13-4**) ilustram a sobreposição dos resultados da modelagem para o pior cenário em cada ponto de vazamento e período analisado com a área de ocorrência do CVA.

CVAs COSTÕES ROCHOSOS - PIOR CASO - 1º SEMESTRE

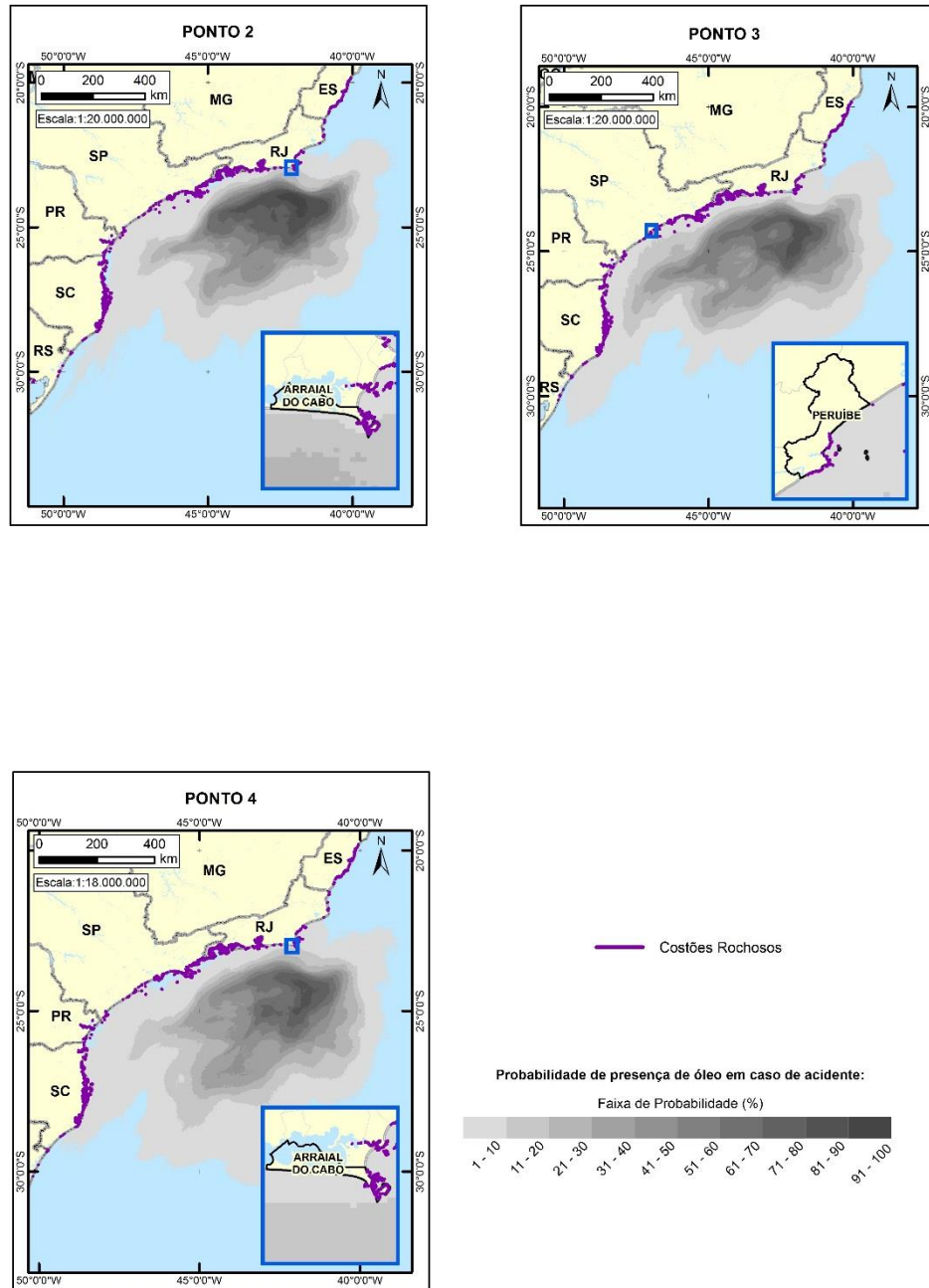


Figura II.10.4.2.13-1 – Sobreposição dos resultados da modelagem para o VPC nos pontos P2, P3 e P4 com a área de ocorrência do CVA Costões Rochosos, 1º semestre.

CVA_s COSTÕES ROCHOSOS - PIOR CASO - 2º SEMESTRE

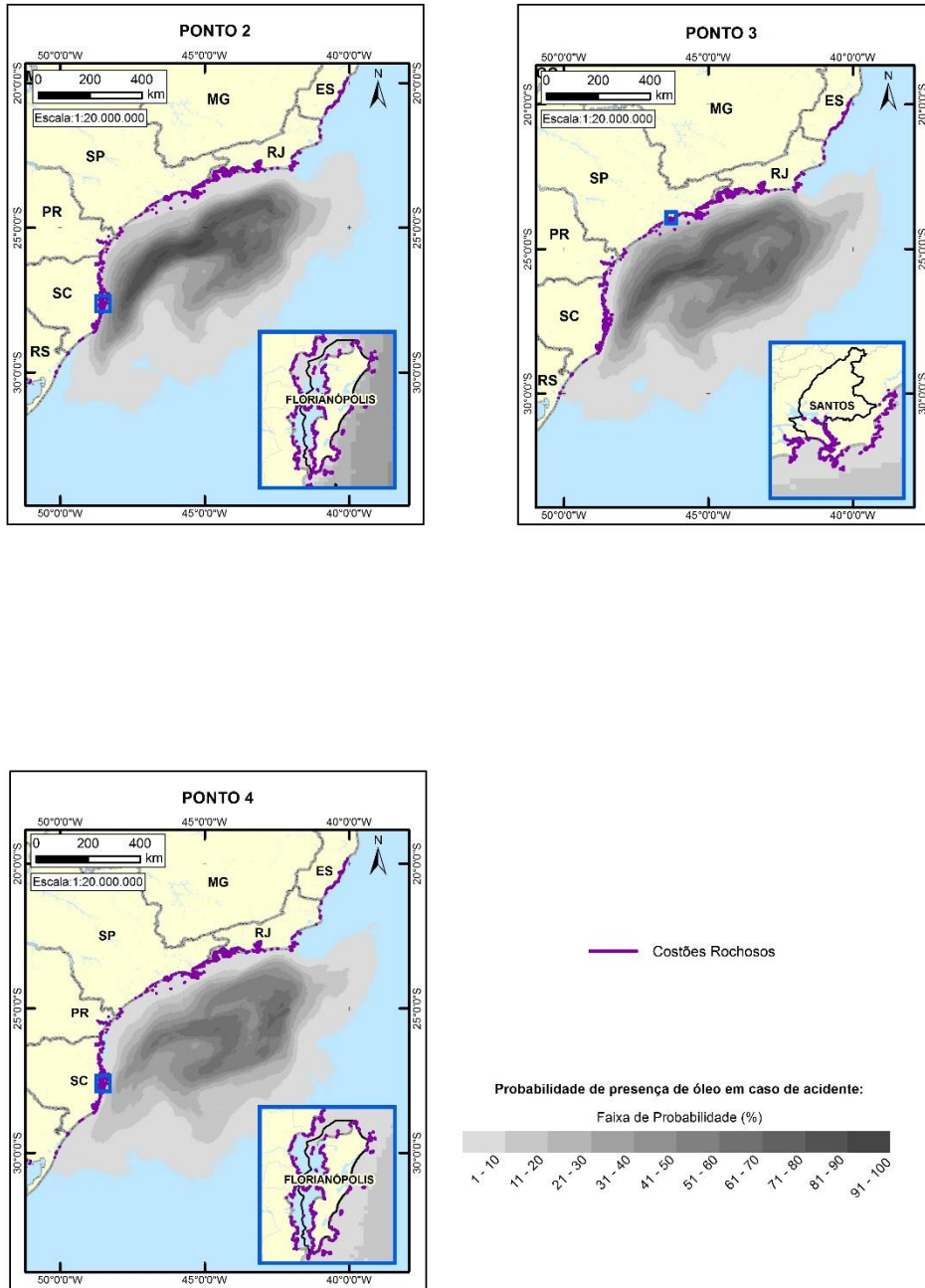


Figura II.10.4.2.13-2 – Sobreposição dos resultados da modelagem para o VPC nos pontos P2, P3 e P4 com a área de ocorrência do CVA Costões Rochosos, 2º semestre.

CVA_s COSTÕES ROCHOSOS - PIOR CASO - 1º SEMESTRE

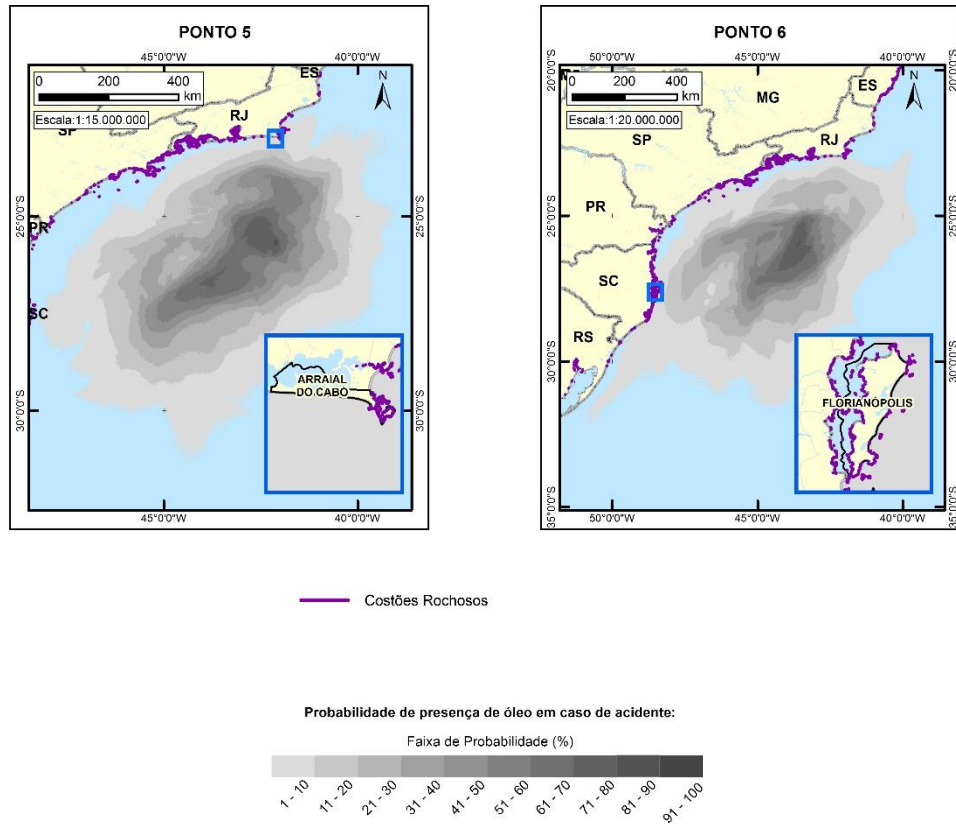


Figura II.10.4.2.13-3 – Sobreposição dos resultados da modelagem para o VPC nos pontos P5 e P6 com a área de ocorrência do CVA Costões Rochosos, 1º semestre.

CVA_s COSTÕES ROCHOSOS - PIOR CASO - 2º SEMESTRE

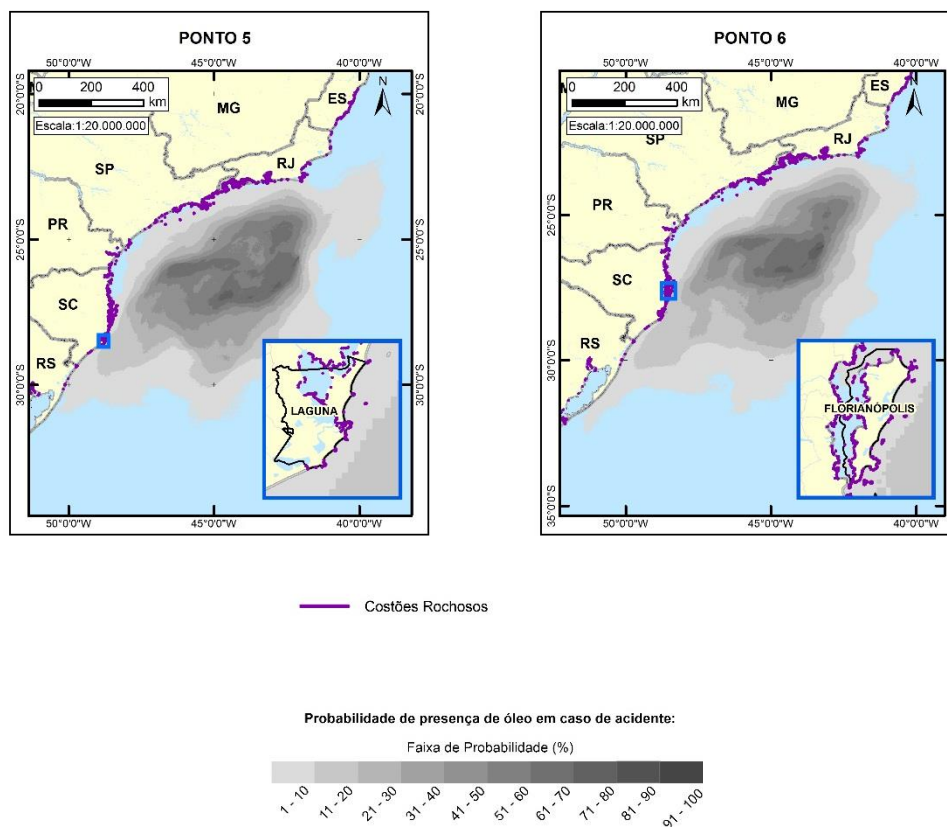


Figura II.10.4.2.13-4 – Sobreposição dos resultados da modelagem para o VPC nos pontos P5 e P6 com a área de ocorrência do CVA Costões Rochosos, 2º semestre.

II.10.4.2.14 – Manguezais

Como indicado na Análise de Vulnerabilidade, os manguezais são ambientes conspícuos e frequentes na maior parte da área suscetível (entre RJ e SC). Estes ambientes têm importante papel na zona costeira, como reduto de biodiversidade e interagindo com os demais ecossistemas costeiros. São visitados por espécies migratórias, espécies pelágicas e espécies em extinção. São extremamente importantes na socioeconomia, geradoras de bens e serviços. Esses atributos sustentam a definição dos manguezais como um CVA na presente AGRA.

Quando atingidos por vazamentos de óleo, os manguezais tendem a sofrer severos impactos, resultando na sua desestruturação funcional e estrutural de parte do bosque. Os impactos do óleo nos manguezais são diversos, tanto agudos como crônicos, tanto no bosque de mangue como na biota acompanhante. No entanto, os impactos no bosque merecem especial atenção uma vez que o bosque tem função vital na estruturação de todo o ecossistema.

Os principais impactos do óleo no bosque de mangue estão elencados a seguir, a partir de Getter (1981), Lewis (1983), Michel & Hayes (1992), Scholz *et. al.*, (1992), Garrity *et. al.*, (1994), Lamparelli *et. al.*, (1997), Kathiresan & Bingham (2001) e Lopes *et. al.*, (2007), os quais podem resultar em mortalidade:

- redução nas taxas de respiração e fotossíntese que afeta a produtividade primária;
- distúrbios na osmorregulação;
- desfolhamento;
- aborto de propágulos;
- alteração no tamanho foliar;
- formação de galhas e malformações foliares;
- aumento inicial na quantidade de sementes como reação ao estresse.

De acordo com a escala de sensibilidade adotada pela NOAA (1997) e no Brasil pelo MMA (BRASIL-MMA, 2004), manguezais e regiões estuarinas são considerados os ambientes mais sensíveis ao óleo (ISL 10). Os principais fatores que determinam esta elevada sensibilidade são:

- ambientes lênticos e abrigados, deposicionais;
- maior tempo de permanência do óleo no ambiente;

- restrições e limitações a procedimentos de limpeza.

Esta elevada sensibilidade dos manguezais está associada a longos tempos de recuperação e baixa capacidade de resistir aos impactos, podendo levar várias décadas para se regenerar (MICHEL *et. al.*, 1992; IPIECA, 1993; DICKS, 1999; API, 2001; KATHIRESAN & BINGHAM, 2001; LOPES *et. al.*, 2007). Aqui ressalta-se que a efetiva recuperação do manguezal está principalmente associada à reestruturação do bosque, o qual representa o substrato para a estruturação de toda a biota acompanhante.

O tempo de recuperação dos manguezais, após contaminação por óleo, depende de diversos aspectos, como a intemperização do óleo, o tipo e a quantidade de óleo inicial e residual, tempo de permanência do óleo no ambiente, época do ano em que ocorreu o acidente, estrutura do bosque, complexidade trófica, bem como dos danos que resultem de esforços de limpeza. Os manguezais são ambientes com fortes restrições aos processos de limpeza, os quais podem resultar em danos adicionais severos (API, 1985; LOPES *et. al.*, 2007; DEVIDS, 2007).

Considerando esta variedade de cenários, o grau de impacto em manguezais é extremamente variável, como demonstrado por Lewis (1983), em uma análise comparativa dos impactos do óleo em manguezais de 13 acidentes, e na extensa revisão de Snedacker *et. al.*, (1997), avaliando 28 vazamentos em manguezais.

De modo geral o processo de resposta do manguezal após um vazamento de óleo segue as seguintes fases (LAMPARELLI *et. al.*, 1997 e KATHIRESAN & BINGHAM, 2001):

- Efeitos imediatos
- Danos estruturais
- Estabilização
- Recuperação

Os processos de estabilização e recuperação estão associados à redução efetiva das concentrações do óleo no sedimento. No acidente citado em Lamparelli *et. al.*, (1997), ocorrido em Bertioga, em 1983, os impactos máximos foram registrados oito anos após o vazamento e foram necessários pelo menos 10 anos para se iniciar a estabilização e posterior recuperação. As autoras identificaram as diferentes fases sequenciais citadas acima durante o longo

processo de recuperação dos manguezais de Bertioga (SP). Importante destacar que este acidente ocorreu nas proximidades do manguezal, que faz com que o óleo que impactou o sistema não tivesse sofrido qualquer tipo de intemperização. O tempo de recuperação dos manguezais de Bertioga ainda estava em curso quando descrito por Santos *et. al.*, (2012).

Dados presentes na literatura científica sobre recuperação de manguezais após terem sido atingidos por diversos tipos de óleo (pesados a leves), em vários locais do mundo, revelam um tempo de recuperação longo (décadas), mas muito variável (NADEAU & BERGQUIST, 1977; GILFILLAN *et. al.*, 1981; LEWIS, 1983, 1979; BALLOU & LEWIS, 1989; TEAS *et. al.*, 1989; BURNS *et. al.*, 1993; GARRITY *et. al.*, 1994; LEVINGS *et. al.*, 1995, 1997; DUKE *et. al.*, 1997; LAMPARELLI *et. al.*, 1997; MUNOZ *et. al.*, 1997; WARDROP *et. al.*, 1997; BURNS & CODI, 1998; ELLISON *et. al.*, 1999; MICHEL, 2001; WILKINSON *et. al.*, 2001; HOFF, 2002; NOAA, 2002; SOARES, 2006; NOAA, 2014; BACA *et. al.*, 2014).

A grande maioria das avaliações indica períodos de no máximo 25 anos para uma efetiva recuperação dos manguezais após terem sido atingidos por óleo (MICHEL & HAYES, 1992; DUKE *et. al.*, 1999; KATHIRESAN & BINGHAM, 2001; LOPES *et. al.*, 2007, DICKS, 1999).

Burns *et. al.*, (1993; 1994), defendem que pelo menos 20 anos são necessários para a recuperação de manguezais afetados pelos impactos tóxicos de vazamentos catastróficos. Lewis & Streever (2000) afirmam que o bosque de mangue pode se reparar na faixa entre 15 a 30 anos, se os fluxos hidrodinâmicos não forem interrompidos e as vias de dispersão dos propágulos não sejam bloqueadas. Getter & Lewis (2003) indicaram um período de tempo de recuperação com intervalo entre seis a 25 anos.

Kathiresan & Bingham (2001) citam vazamentos em manguezais no Panamá, onde se espera que sejam necessários pelo menos vinte anos para a sua recuperação, o que também é defendido por Burns *et. al.*, (1993), Santos *et. al.*, (2012) e Snedacker *et. al.*, (1996), que associam o longo tempo de recuperação à longa persistência do óleo nos sedimentos anóxicos do manguezal.

Santos *et. al.*, (2012) e Kathiresan & Bingham (2001) indicam no entanto, que tanto a severidade dos impactos como os processos de recuperação não são

homogêneos, variando entre a franja externa e as áreas mais internas do bosque. Essa variação está associada principalmente ao tempo de permanência do óleo, capacidade de renovação das águas e transporte do sedimento para o mar, que diferem nestas zonas. Assim, dentro de um manguezal, as taxas de recuperação ocorrem em tempos distintos.

O estudo teórico de Duke *et. al.*, (1999), baseado em extrapolação por regressão linear, considera que o cenário mais agressivo, nas zonas intermareais internas do bosque (*low and mid-intertidal zones*), a recuperação pode ser significativamente longa, sendo o resultado mais bem fundamentado chegando a 36 anos para manguezais da Austrália e do Panamá. Jackson *et. al.*, (2000) reportam a grande variação temporal no processo de recuperação dos manguezais, podendo ser superior aos 25 anos proposto por outros autores, o que está relacionado com os vários parâmetros que determinam a severidade dos eventos acidentais (tipo, volume do óleo, condições do vazamento e características do manguezal atingido).

Em recente avaliação do projeto TROPICS (*Tropical Oil Pollution Investigations in Coastal Systems*), conduzido por 30 anos (desde 1983) na costa do Panamá, Baca *et. al.*, (2014), avaliaram cientificamente a resposta de longo prazo de manguezais contaminados com óleo e também os efeitos da aplicação de dispersantes, sob a ótica do NEBA (*Net Environmental Benefit Analysis*). Os autores registraram perturbações nos manguezais (bosque, sedimento e fauna) estudados 30 anos após o início do projeto, concluindo que efeitos negativos de longo prazo (10 a 30 anos) do petróleo sobre o manguezal são reais e mensuráveis. Para análise do tempo de recuperação do Projeto Etapa 3, este trabalho não foi considerado, pois é um estudo que envolve um derrame experimental junto do manguezal e simulando um caso severo, o que difere do caso do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos, onde são necessários mais de seis dias para que haja toque de óleo na costa e mais de 13 dias para que haja toque em manguezais.

Nesse contexto, ressalta-se que um dos principais fatores determinantes do processo de recuperação é a redução das concentrações dos hidrocarbonetos no ambiente, especialmente no sedimento, para que a efetiva recuperação estrutural e funcional da comunidade possa ocorrer.

O componente ambiental do ecossistema manguezal considerado aqui para avaliação da recuperação a um derrame de óleo foi a vegetação, devido ao seu aspecto estruturante e por ser o componente biológico com o maior tempo de recuperação no sistema, já que os invertebrados se recuperam bem mais rápido (NOAA, 2002; GETTER & LEWIS, 2003). O tempo estimado foi baseado nos estudos que consideram este indicador.

Diante do cenário avaliado na literatura científica, foi adotado o tempo de **25 anos** para a recuperação do CVA Manguezais, considerando a possibilidade de adoção de procedimentos adequados de limpeza, que não gerem danos adicionais. Outro aspecto relevante é o longo tempo de deriva até o toque do óleo na costa, resultando na efetiva redução do potencial tóxico do óleo pelo intemperismo (SNEDAKER *et. al.*, 1997), o que é válido também para o ETAPA 3, onde o menor tempo de toque previsto é de 145 h (Maricá – RJ – 2º semestre).

Como destacado na **Análise de Vulnerabilidade (Anexo II.10.4.2.1-1)**, diversos manguezais na área suscetível merecem destaque tanto pela elevada probabilidade de toque como pelas suas dimensões, especialmente os extensos bosques da Baía da Guanabara (RJ), Baixada Santista (SP), Cananeia-Iguape (SP), Baía de Guaratuba – Complexo Estuarino de Paranaguá (PR).

A modelagem hidrodinâmica indicou que a área suscetível com presença de manguezais vai de Macaé (RJ) a Imbituba (RS), compondo 48 municípios. Segue abaixo um resumo da distribuição e do tempo de recuperação admitidos para este CVA.

Resumo:

CVA	Distribuição	Tempo de Recuperação
Manguezais	Fixo	25 anos

Para se determinar a probabilidade de toque no CVA Manguezais, foram portanto mapeados, a partir de informações da base de dados PPLC, os manguezais que possuem probabilidade de serem atingidos pelos derrames de óleo. A partir de tal mapeamento, considerou-se o maior valor de probabilidade de toque de óleo no CVA, para cada ponto de vazamento, faixa de volume e estação (1º e 2º semestre), sem nenhum tipo de ponderação.

As maiores probabilidades de toque em manguezais foram registradas para Florianópolis, todas no segundo semestre, associadas aos pontos 2, 3 e 7 da modelagem. A maior probabilidade de toque calculada foi de 26,7% (P2, 2º semestre). Para todos os outros municípios com presença deste CVA, as probabilidades foram bastante baixas (< 10%).

As probabilidades de toque de óleo nesse CVA obtidas para possíveis acidentes provenientes dos diferentes projetos da Etapa 3 a partir de seus respectivos pontos de vazamento, nos períodos analisados, constam do **Anexo II.10.4.2.2-2**. A **Tabela II.10.4.2.14-1** mostra os maiores valores de probabilidade de toque de óleo no CVA.

Tabela II.10.4.2.14-1 – *Maiores valores de probabilidade de toque de óleo no CVA Manguezais, a partir de vazamentos de 8 m³, 200 m³ e VPC nos pontos de modelagem P2 a P6, 1º e 2º semestres.*

Pontos de modelagem	1º Semestre			2º Semestre		
	Maior Probabilidade			Maior Probabilidade		
	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC
P2	0,0	0,0	3,2	0,0	0,0	26,7
P3	0,0	0,0	4,8	0,0	0,0	11,2
P4	0,0	0,0	2,3	0,0	0,0	7,8
P5	0,0	0,0	1,0	0,0	0,0	6,3
P6	0,0	0,0	3,5	0,0	0,0	10,1

A presença deste CVA dentro da área suscetível está representada no **Desenho II.10.4.2-1** ao **Desenho II.10.4.2-12**.

As figuras a seguir (**Figura II.10.4.2.14-1** à **Figura II.10.4.2.14-4**) ilustram a sobreposição dos resultados da modelagem para o pior cenário em cada ponto de vazamento e período analisado com a área de ocorrência do CVA Manguezais.

CVA MANGUEZAIS - PIOR CASO - 1º SEMESTRE

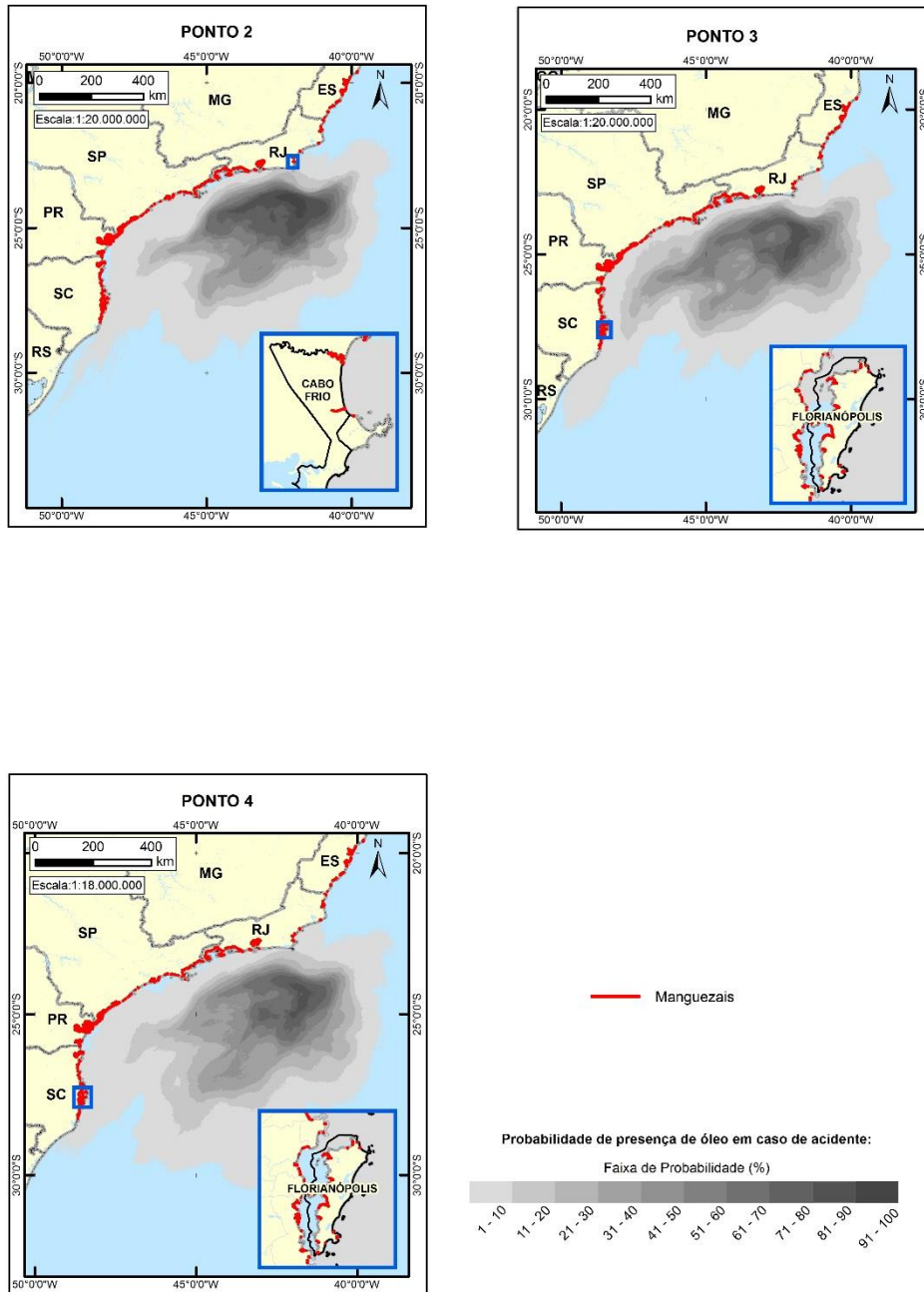


Figura II.10.4.2.14-1 – Sobreposição dos resultados da modelagem para o VPC nos pontos P2, P3 e P4 com a área de ocorrência do CVA Manguezais, 1º semestre.

CVA MANGUEZAIS - PIOR CASO - 2º SEMESTRE

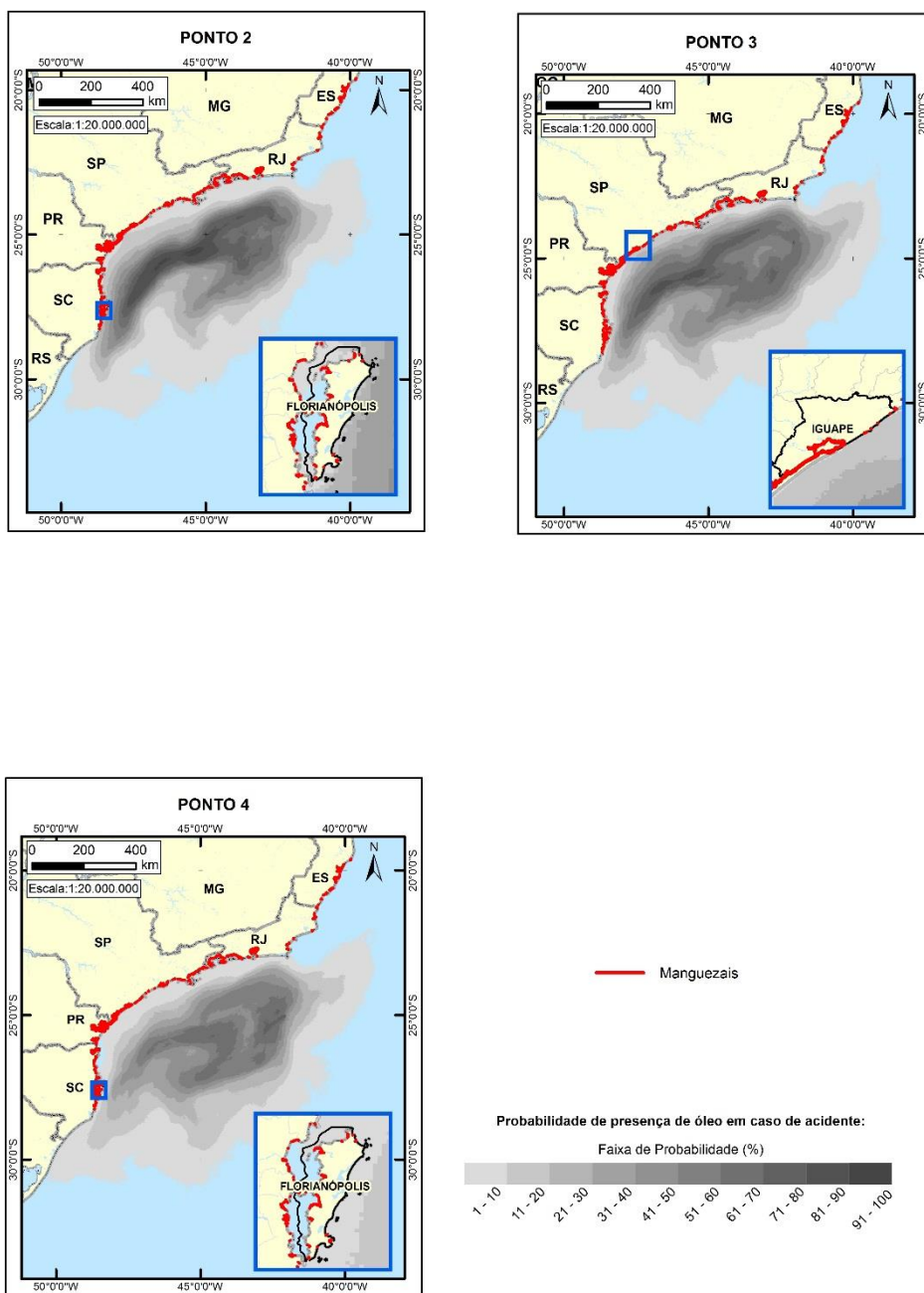


Figura II.10.4.2.14-2 – Sobreposição dos resultados da modelagem para o VPC nos pontos P2, P3 e P4 com a área de ocorrência do CVA Manguezais, 2º semestre.

CVA MANGUEZAIS - PIOR CASO - 1º SEMESTRE

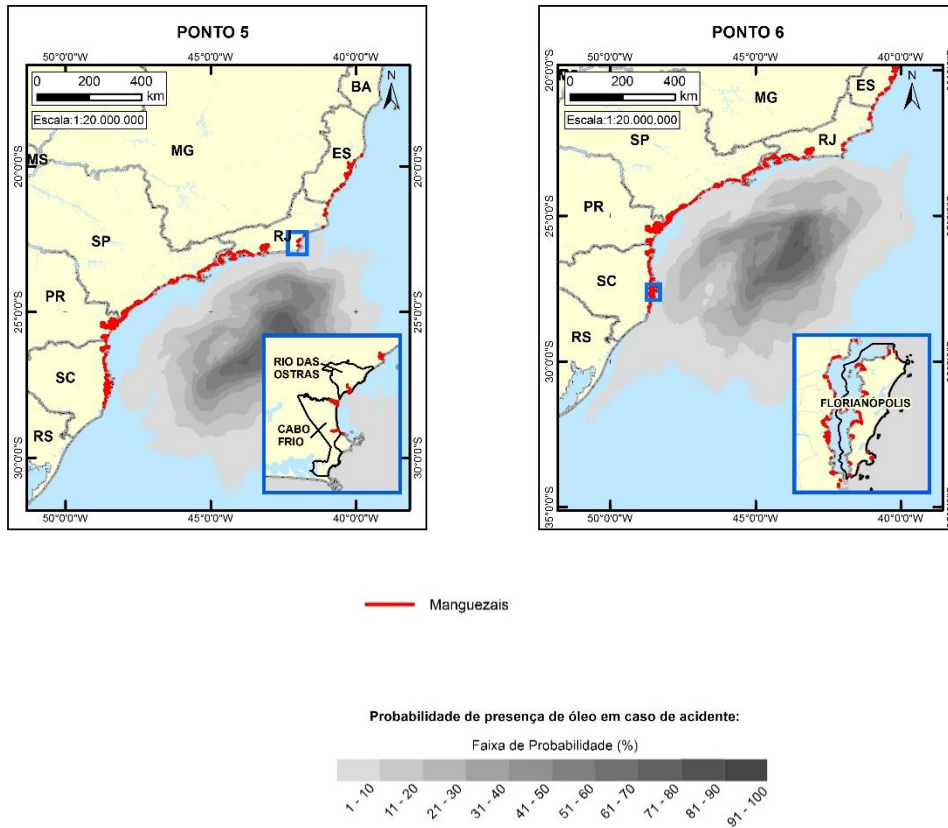


Figura II.10.4.2.14-3 – Sobreposição dos resultados da modelagem para o VPC nos pontos P5e P6 com a área de ocorrência do CVA Manguezaís, 1º semestre.

CVA MANGUEZAIS - PIOR CASO - 2º SEMESTRE

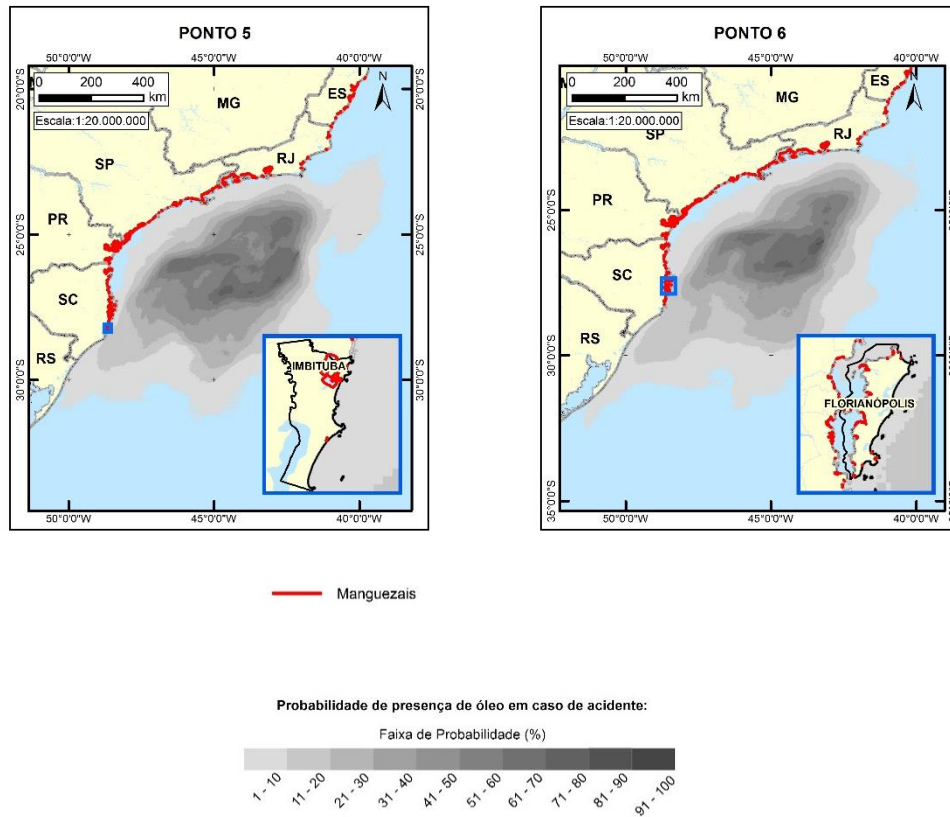


Figura II.10.4.2.14-4 – Sobreposição dos resultados da modelagem para o VPC nos pontos P5 e P6 com a área de ocorrência do CVA Manguezaís, 2º semestre.

II.10.4.2.15 – Marismas

Como indicado na Análise de Vulnerabilidade, as marismas são ambientes conspícuos e frequentes na maior parte da área suscetível (especialmente abaixo de Florianópolis, SC e RS). Estes ambientes têm importante papel na zona costeira, como reduto de biodiversidade e interagindo com os demais ecossistemas costeiros. São visitados por espécies migratórias, espécies pelágicas e espécies em extinção. São extremamente importantes na socioeconomia, geradoras de bens e serviços, com destaque para sua função como berçário para a fauna e recursos pesqueiros.

De acordo com a classificação de sensibilidade de ecossistemas ao óleo MMA (2004), as marismas estão inseridas no ISL 10 (máxima sensibilidade), juntamente com manguezais.

Conforme detalhado na **Análise de Vulnerabilidade (Anexo II.10.4.2.1-1)**, as marismas possuem grande similaridade ecológica com os manguezais em vários aspectos. Apesar de estarem frequentemente associadas aos bosques de mangue, as marismas os substituem nas maiores latitudes, uma vez que os manguezais estão associados a temperaturas mais elevadas. No Brasil as marismas ocorrem principalmente entre os estados de Santa Catarina e Rio Grande do Sul (NOGUEIRA *et. al.*, 2003).

A **Análise de Vulnerabilidade (Anexo II.10.4.2.1-1)** registrou a presença de marismas especialmente no complexo estuarino Iguape-Cananeia (SP), no litoral paranaense (Baías de Paranaguá e Guaratuba), em Laguna (SC), e na Lagoa dos Patos (RS), esta última a maior área de marismas do Brasil.

Assim como nos manguezais, os impactos do óleo em marismas são intensos, resultantes basicamente dos efeitos físicos (recobrimento) e químicos (toxicidade).

O tipo e grau de impacto do óleo nas marismas vão depender da conjunção de diversos fatores tanto ambientais (época do ano, estrutura do ecossistema, hidrodinamismo local) como das características do óleo vazado (densidade, toxicidade, grau de intemperismo, volume).

Os efeitos gerais do óleo em plantas de marismas foram bem descritos por Pezeshki *et. al.*, (2000), entre outros, destacando-se bloqueio de trocas gasosas,

redução da transpiração, redução da fixação de carbono, desfolhação, bloqueio de fotossíntese, mortalidade por recobrimento físico e mortalidade por intoxicação. Mais recentemente, os impactos do óleo em marismas afetadas pelo acidente com a BP no México, foram descritos por Lin *et. al.*, (2012).

Um aspecto relevante do bosque de marisma é que as espécies têm crescimento vegetativo por raízes tipo estolão, o que favorece as taxas de sobrevivência após a perda de folhas contaminadas com óleo (LOPES *et. al.*, 2007). Além disso, algumas espécies perdem totalmente as folhas durante o inverno, as quais rebrotam no verão.

O relatório do IPIECA (1994) ressalta um importante aspecto intrínseco de marismas que é a sazonalidade da fase de crescimento vegetativa. Em alguns casos, o bosque permanece dormente por um período do ano, especialmente nos meses frios, despertando crescimento intenso no verão. Caso vazamentos ocorram no inverno, a marisma tende a permanecer dormente, mesmo que tenha potencial de recuperação, até o início do verão (a *Spartina alterniflora* que é a espécie dominante nas marismas do sul-sudeste é perene).

Pezeshki *et. al.*, (2000) ressaltam que óleos intemperizados, mesmo tendo perdido seu potencial tóxico, mas com elevada viscosidade, geram severos danos no bosque de marisma pelo recobrimento físico das folhas, interrompendo suas trocas gasosas e processos fotossintéticos. Este impacto, associado ao acúmulo do óleo no sedimento lodoso, pode resultar em severas e duradouras perturbações no ecossistema marisma.

Diante destas características intrínsecas do ecossistema e do comportamento do óleo nestes ambientes, as marismas são categorizadas entre os ambientes de maior sensibilidade ao óleo, juntamente com manguezais e recifes de coral, tanto no Brasil como em índices de sensibilidade internacionais (GUNDLACH *et. al.*, 1978; MMA, 2004; NOAA, 2007). No Brasil, recebem ISL 10, índice máximo de sensibilidade ao óleo para os ambientes costeiros.

Por outro lado, devido ao fato de as marismas serem ambientes abrigados e com sedimentos pobres em oxigênio, há a tendência de o óleo permanecer por muito tempo no ambiente, impedindo que o processo de recuperação e regeneração ocorra (HOLT *et. al.*, 1978; ALEXANDER & WEBB, 1987; PEZESHKI *et. al.*, 2000).

Burns & Teal (1979), encontraram concentrações relevantes de óleo no sedimento de marismas sete anos após um vazamento de óleo. Lopes *et. al.*, (2007) citaram diagnóstico feito por *Universidad de Oviedo* (2005), onde cenários com acúmulo de óleo intemperizado ocorreram nas bordas do bosque, devido aos processos de intemperismo, resultando na formação de um pavimento asfáltico que pode persistir por mais de 10 anos.

O tempo de recuperação das marismas afetadas pelo óleo tende a ser menor do que em manguezais (SNEDAKER *et. al.*, 1996), devido à sua estrutura sistêmica, não arbórea, ser proporcionalmente menos complexa e também pelo fato de as gramíneas do bosque de marisma terem uma taxa de crescimento e recuperação mais rápidos, em função do crescimento vegetativo por estolão.

Conforme relatório do IPIECA (1994), em cenários de contaminação leve a moderada, apesar de os impactos serem perceptíveis em curto prazo, em um ou dois anos observa-se efetiva recuperação do habitat, desde que grandes volumes de óleo não sejam incorporados no sedimento.

Krebs & Burns (1978) registraram a recuperação de caranguejos de marismas contaminadas após um acidente em Massachusetts, o que estava diretamente correlacionado com a presença de óleo no sedimento. Segundo esses autores, mesmo sendo um pequeno vazamento, sete anos depois do acidente a recuperação da marisma ainda era parcial.

Outro cenário que afeta o tempo de recuperação de marismas contaminadas por óleo ocorre quando há substituição de espécies mais sensíveis por espécies mais resistentes, as quais se instalam como ocorreu com *Juncus*, um gênero de plantas bastante sensíveis ao óleo.

IPIECA (1994) cita um caso experimental em que 14 anos após a contaminação, o cenário original da população de *Juncus* não havia retornado completamente, não em função de presença de óleo, mas devido a dominância de *Agrostis*. Vale lembrar que o junco predomina na região mais alta das marismas, onde inundações são pouco frequentes.

O relatório do NRC (2003), descreve estudos em vários bosques de marisma afetados por óleo, com tempos de recuperação acima de cinco anos, com casos como o do acidente com o navio *Metula*, no Chile, onde os bosques demoraram mais de 20 anos para se recuperar. Esta situação é diferente da esperada no Polo

Pré-Sal da Bacia de Santos (mais distante da costa) em função das temperaturas mais altas encontradas no sudeste e mesmo no sul do Brasil com conseqüente maior atividade microbiana e degradação do óleo.

Getter *et. al.*, (2005) avaliando marismas afetadas pelo vazamento do Golfo, observaram que 12 anos após, os bosques ainda se encontravam alterados. Lembrando que, conforme já citado no CVA praias, é uma situação diferente do Projeto Etapa 3 em função do volume vazado, distância da costa e dificuldade de acesso.

Hester & Mendelssohn (2000) realizaram um estudo de longo prazo para verificação da recuperação de marismas na região de Louisiana (Estados Unidos da América) e constataram um tempo de recuperação de quatro anos para a vegetação.

Sell *et. al.*, (1995) num estudo de revisão de literatura verificaram a partir da comparação de dados de áreas com e sem limpeza, que o tempo de recuperação era de 36 a 60 meses (média de 48 meses) para os que não foram limpos e de 60 a 84 meses (média de 72 meses) para os que sofreram algum tipo de limpeza.

Wolinski *et. al.*, (2011) estudaram os efeitos e o tempo de recuperação da vegetação de *Spartina alterniflora* em simulações de derrame de óleo (Bunker MF-180) no campo em marismas na baía de Paranaguá (Brasil) aplicando técnicas de corte de vegetação e mantendo uma área como controle. Esses autores verificaram que, independente do tratamento (corte ou não), as áreas impactadas se recuperaram completamente em seis a oito meses.

Com relação às conseqüências dos métodos de limpeza, estes podem contribuir para a ampliação dos danos do óleo (BAKER,1971 *apud*. FREEDMAN,1995; LIN *et. al.*, 1999). O uso de maquinário pesado e de técnicas agressivas de remoção de vegetação e sedimento podem causar problemas sérios, sendo muitas vezes, a limpeza natural a melhor opção (IPIECA, 1994).

Procedimentos adequados de limpeza, considerando inclusive a limpeza natural, podem por outro lado favorecer o bosque, reduzindo o tempo de recuperação (IPIECA, 1994, LOPES *et. al.*, 2007, DEVIDS, 2007). Além disso, diversas técnicas têm sido desenvolvidas e aplicadas com sucesso na recuperação de bosques de marismas (fertilização, fitorremediação,

biorremediação, plantio, etc.), o que deve ser considerado como alternativa para acelerar a recuperação destes ecossistemas (KREBS & TANNER 1981, IPIECA, 1991, LIN *et. al.*, 1998, PROFFITT, 1998, JACKSON *et. al.*, 1999) .

Diante do cenário avaliado na literatura científica, foi adotado o tempo de **12 anos** para a recuperação do CVA Marismas, que, apesar da elevada sensibilidade, é um ambiente com estruturas vegetais menos complexas que os manguezais, além de considerar também a possibilidade de adoção de procedimentos adequados de limpeza, que não gerem danos adicionais. Outro aspecto relevante é o longo tempo de deriva até o toque do óleo na costa com a presença deste CVA.

Segue abaixo um resumo da distribuição e do tempo de recuperação admitidos para o CVA Marismas.

Resumo:

CVA	Distribuição	Tempo de Recuperação
Marismas	Fixo	12 anos

Foram mapeadas as marismas com probabilidade de toque a partir de informações da base de dados PPLC. A partir de tal mapeamento, considerou-se o maior valor de probabilidade de toque de óleo no CVA, para cada ponto de vazamento, faixa de volume e estação (1º e 2º semestre), sem nenhum tipo de ponderação.

A partir dos resultados da modelagem hidrodinâmica, foram registrados 16 municípios com marismas suscetíveis ao toque, entre Iguape (SP) e Tramandaí (RS). As maiores probabilidades de toque ocorreram para as marismas de Florianópolis (SC), para os pontos de risco 2 e 7 (2º semestre). O maior valor foi de 26,7%. Para os demais municípios, a probabilidade de toque em marismas foi muito baixa, a maioria menor que 10%.

As probabilidades de toque de óleo nesse CVA obtidas para possíveis acidentes provenientes dos diferentes projetos da Etapa 3 a partir de seus respectivos pontos de vazamento, nos períodos analisados, constam do **Anexo II.10.4.2.2-2**. A **Tabela II.10.4.2.15-1** mostra os maiores valores de probabilidade de toque de óleo no CVA.

Tabela II.10.4.2.15-1 – *Maiores valores de probabilidade de toque de óleo no CVA Marismas, a partir de vazamentos de 8 m³, 200 m³ e VPC nos pontos de modelagem P2 a P6, 1º e 2º semestres.*

Pontos de modelagem	1º Semestre			2º Semestre		
	Maior Probabilidade			Maior Probabilidade		
	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC
P2	0,0	0,0	1,2	0,0	0,0	26,7
P3	0,0	0,0	4,8	0,0	0,0	11,2
P4	0,0	0,0	2,3	0,0	0,0	7,8
P5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	7,3
P6	0,0	0,0	3,5	0,0	0,0	10,1

A presença deste CVA Marismas dentro da área suscetível está representada no **Desenho II.10.4.2-1** ao **Desenho II.10.4.2-12**.

As figuras a seguir (**Figura II.10.4.2.15-1** à **Figura II.10.4.2.15-4**) ilustram a sobreposição dos resultados da modelagem para o pior cenário em cada ponto de vazamento e período analisado com a área de ocorrência do CVA Marismas.

CVA MARISMAS - PIOR CASO - 1º SEMESTRE

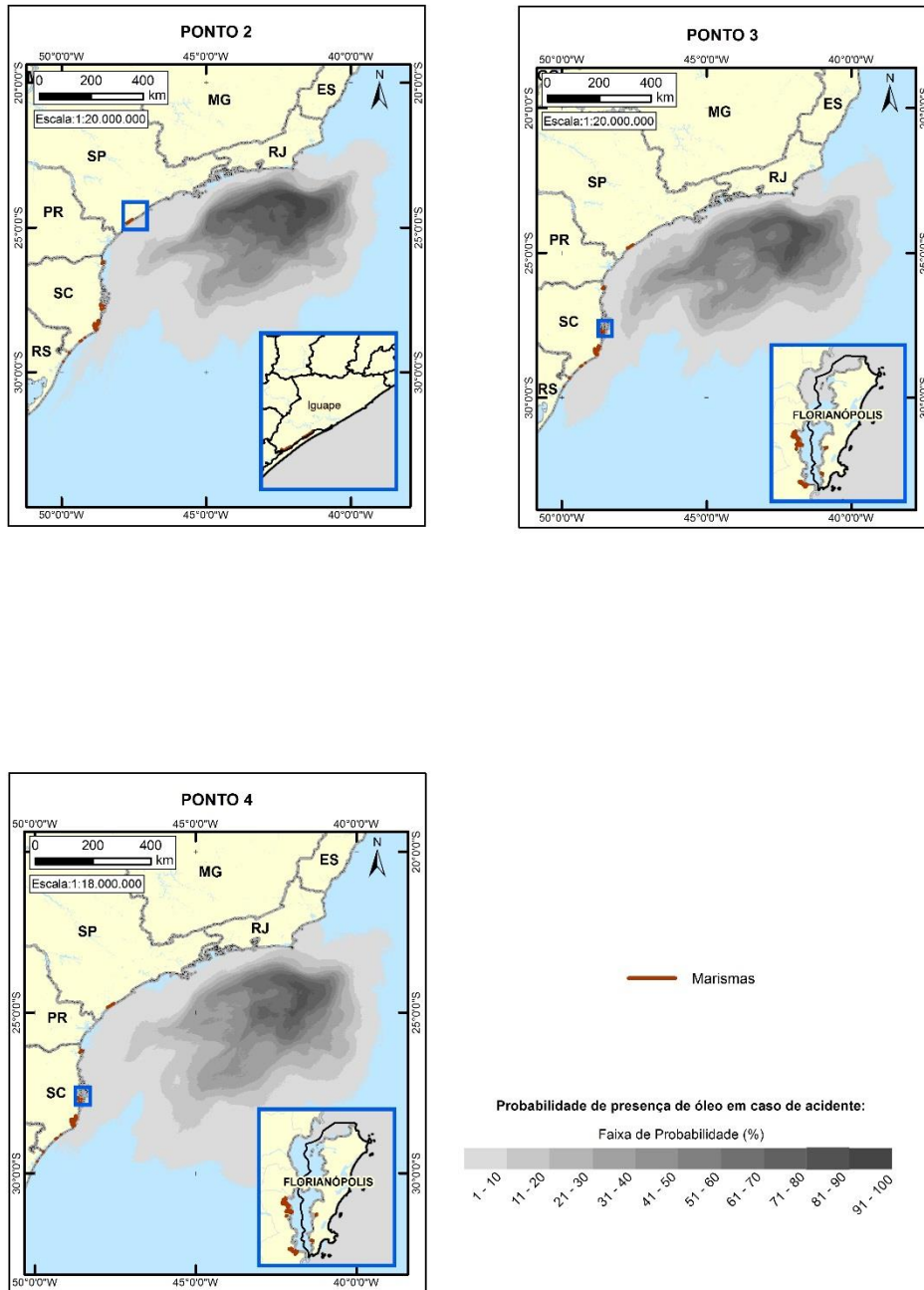


Figura II.10.4.2.15-1 – Sobreposição dos resultados da modelagem para o VPC nos pontos P2, P3 e P4 com a área de ocorrência do CVA Marismas, 1º semestre.

CVA_s MARISMAS - PIOR CASO - 2º SEMESTRE

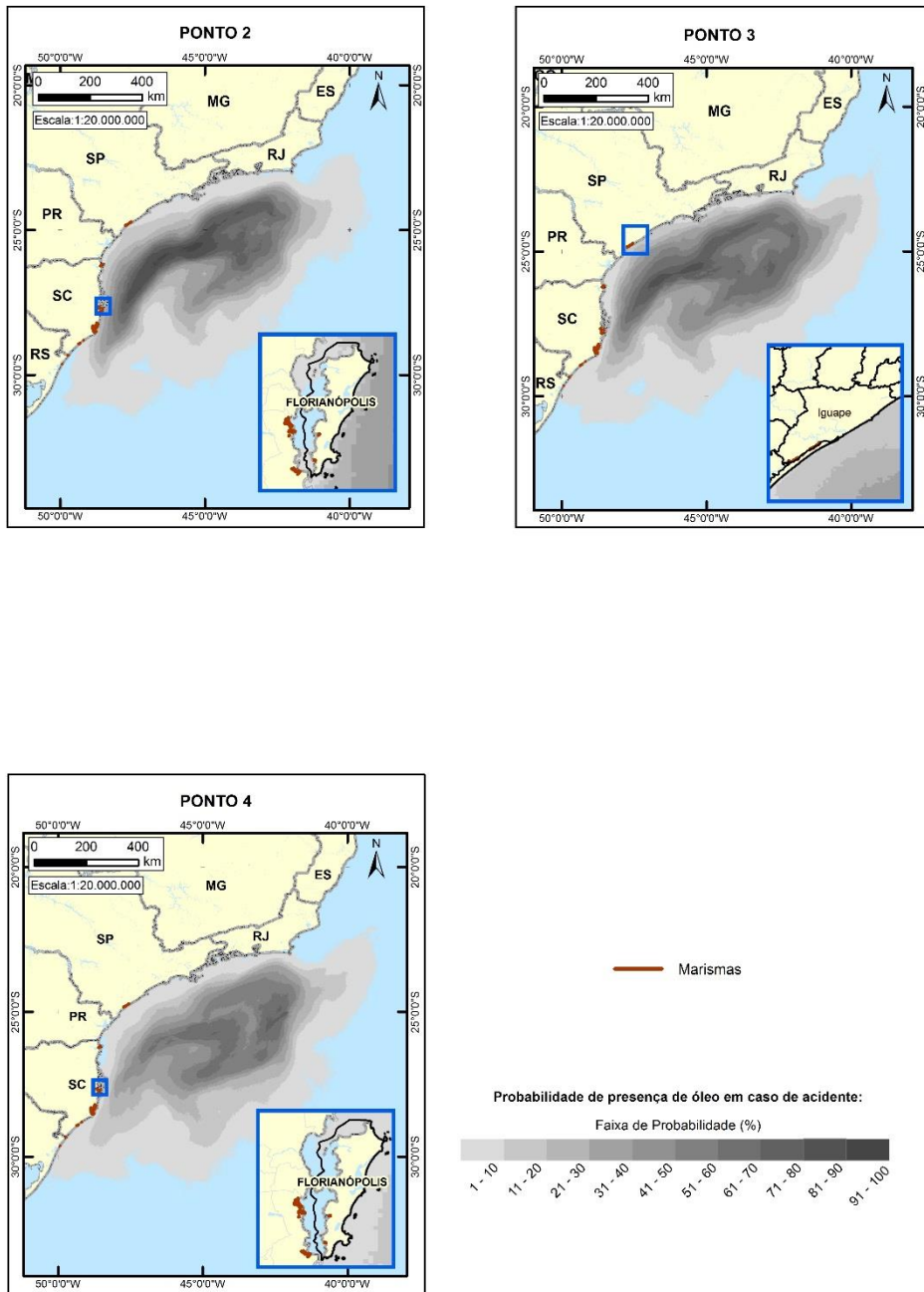


Figura II.10.4.2.15-2 – Sobreposição dos resultados da modelagem para o VPC nos pontos P2, P3 e P4 com a área de ocorrência do CVA Marismas, 2º semestre.

CVA MARISMAS - PIOR CASO - 1º SEMESTRE

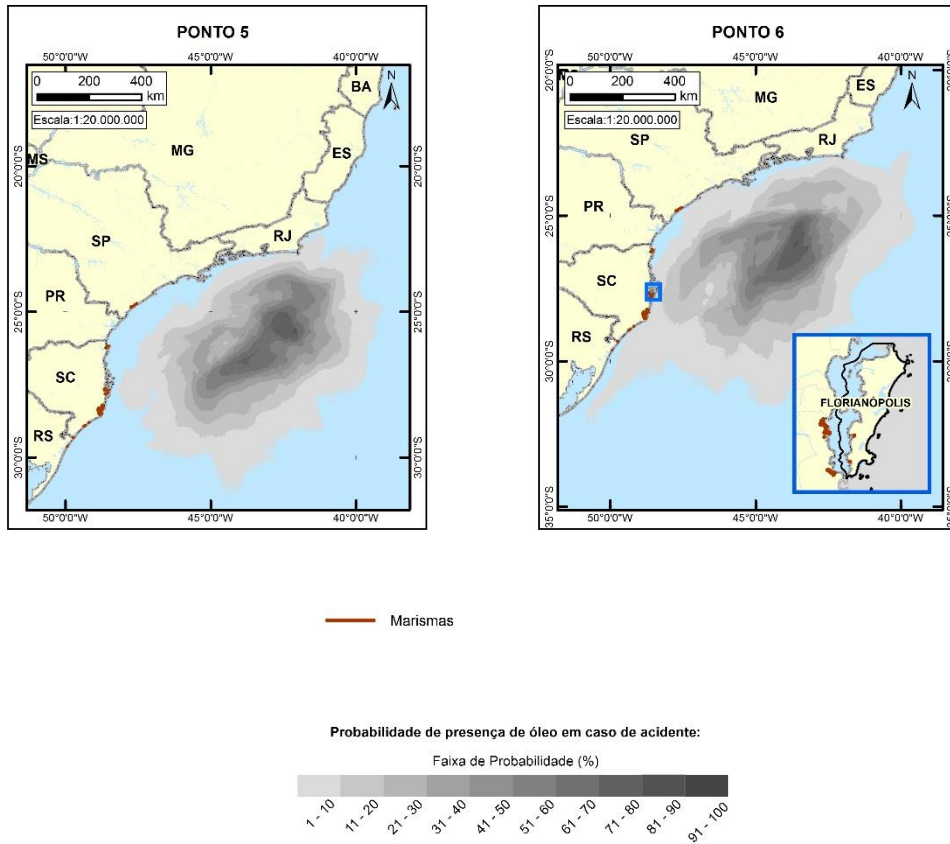


Figura II.10.4.2.15-3 – Sobreposição dos resultados da modelagem para o VPC nos pontos P5 e P6 com a área de ocorrência do CVA Marismas, 1º semestre.

CVA MARISMAS - PIOR CASO - 2º SEMESTRE

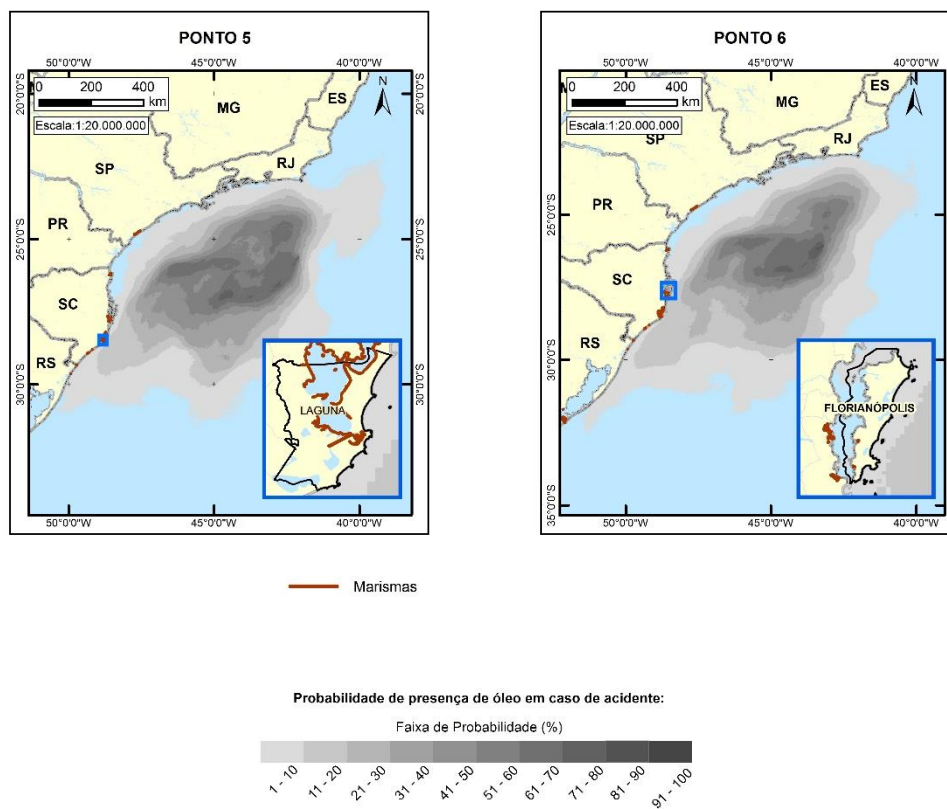


Figura II.10.4.2.15-4 – Sobreposição dos resultados da modelagem para o VPC nos pontos P5 e P6 com a área de ocorrência do CVA Marismas, 2º semestre.

II.10.5 – Cálculo dos riscos ambientais

II.10.5.1 – Procedimentos Metodológicos

Os cálculos dos riscos ambientais foram realizados com base na metodologia proposta no TR 011/15, adaptada para considerar os dois períodos da modelagem de dispersão de óleo, ou seja, 1º e 2º semestres. Com isso foi considerado o conjunto de equações (1):

$$\begin{aligned} RA_{comp(x) - 1^\circ \text{ semestre}} &= \left(\sum_{i=1}^n \frac{f_i}{2} \right) \times p(x) \\ RA_{comp(x) - 2^\circ \text{ semestre}} &= \left(\sum_{i=1}^n \frac{f_i}{2} \right) \times p(x) \end{aligned} \quad (1)$$

Onde:

$RA_{comp(x)}$ – Risco ambiental de um componente ambiental x ser atingido por cada volume modelado;

n – número de cenários acidentais onde o óleo vazado atinge o componente ambiental x

f_i – frequência estimada do cenário acidental

$p(x)$ – probabilidade do componente ambiental x ser atingido por óleo de acordo com as faixa de volume estabelecido.

Do **item II.10.4** foram identificados, a partir da análise de vulnerabilidade, 14 Componentes de Valor Ambiental (CVAs). As informações dos CVAs identificados utilizadas nesta análise de riscos ambientais estão apresentadas no **Quadro II.10.5.1-1** abaixo:

Quadro II.10.5.1-1 – Características adotadas no cálculo dos riscos ambientais por CVA.

	Grupo	Distribuição	Tempo de recuperação (anos)	Área de Ocorrência considerada no EIA*
1	Quelônios	Difuso	20	Toda área oceânica
2	Cetáceos - Baleia Franca	Fixo	20	APA da Baleia Franca (SC) - 2º Semestre
3	Grandes Cetáceos - Cachalote, Balaenoptera spp., Baleia de Bryde, Orca e Jubarte	Difuso	20	Costa até 3.000 m
4	Cetáceos - Boto Cinza	Fixo	10	Costa até prof. de 30 m: Baía de Guanabara (RJ), Baía de Sepetiba (RJ), Baía de Ilha Grande e de Paraty (RJ), Cananéia (SP), Baía de Paranaguá (PR), Baía de Guaratuba (PR), Baía da Babitonga (SC) e Baía Norte (SC)
5	Pequenos Cetáceos - Golfinho-nariz-de-garrafa, Stenella spp. e golfinho-de-dentes-rugosos	Difuso	10	Costa até 1.500 m
6	Cetáceos – Toninha	Fixo	15	Costa até isóbata de 50 m; do RJ até RS (não ocorre entre Ilha Grande e Barra de São João/Macaé)
7	Aves Costeiras	Fixo	10	Ilhas costeiras e pontos de concentração na costa
8	Aves Oceânicas	Difuso	12	Toda área oceânica a partir da isobata de 200 m
9	Peixes	Difuso	3	Toda área oceânica
10	Praias arenosas	Fixo	3	ISLs 3, 4 e 5
11	Planícies de maré, baixios lodosos e terraços de baixa mar	Fixo	10	ISLs 7 e 9
12	Costões rochosos	Fixo	5	ISLs 1, 2, 6 e 8
13	Manguezais	Fixo	25	ISL 10 ao norte de Laguna (SC), com referências de ocorrência nas fichas de localização do PPLC (2014) e MMA (2007)
14	Marismas	Fixo	12	ISL 10 ao sul de Laguna (SC) com referências de ocorrência nas fichas de localização do PPLC (2014). Ao norte de Laguna (SC), ISL 10 no estuário de Cananéia-Iguape /SP e Baía de Paranaguá/PR (TARARAM, 1994; LANA <i>et. al.</i> , 2003, ZANIN, 2003; TOMINAGA <i>et. al.</i> , 2005, TOMINAGA <i>et. al.</i> , 2005; YAMAGATA <i>et. al.</i> , 2007)."

*Área de ocorrência e período, quando especificado. Os ISLs são baseados no PPLC (2014).

Para a identificação dos ambientes costeiros, a partir do shape da base PPLC (2014) foram identificadas as classes de ISL (1, 2, 3, etc.), e para identificar as subclasses dos ISL (1A, 1B, 1C, 2A, 2B etc.) foram consultadas as fichas estratégicas das localidades do PPLC (2014), tabelas de atributos do shape de localizações PPLC (2014) e bibliografia descrita no **item II.10.4**. A seguir, estão

listados os procedimentos realizados para a identificação de cada um dos ecossistemas costeiros, para as determinações da probabilidade de toque:

- Praias arenosas: ISLs 3a, 4a,b,c e 5a (PPLC, 2014)
- Costões rochosos: ISLs 1a, 2a,b, 6c,e, 8a,b,d (PPLC, 2014)
- Manguezais e Marismas – ISL 10, sendo: Manguezais – ISL 10e - entre norte de RJ e Laguna (SC) (PPLC, 2014); Marismas - ISL 10d - entre Laguna (SC) e sul do RS (PPLC, 2014), mais os locais de marismas ao norte de Laguna (SC) provenientes de referência;
- Planícies de maré, baixios lodosos e terraços de baixa mar: ISLs 7a,b e 9a,b (PPLC, 2014).

Para o ecossistema praias arenosas: não foram identificados os subISLs 3b, 3c e 3d na região. Portanto todos os ISLs 3 da base do PPLC (2014) correspondem as praias. O mesmo para o ISL 4 (todos os subISLs do ISL 4 correspondem a praias). Para o ISL 5, somente um local na costa apresenta o ISL 5b (Praia da Foca em Armação dos Búzios). Portanto todos os locais com ISL 5, com exceção deste local destacado para o ISL 5b, representam praias. Resumo para praias: locais de ISL 3, 4 e 5 (com exceção da Praia da Foca em Armação dos Búzios) do shape do PPLC (2014).

Para o ecossistema costões rochosos: Não foram identificados subISLs 1b e 1c na região. Portanto todos os ISLs 1 da base do PPLC (2014) correspondem aos costões rochosos (1a). O mesmo para o ISL 2 (todos os subISLs do ISL 2 correspondem a costões). Para o ISL 6 não foram identificados na região os subISLs a, b, d, e. Portanto todos os ISLs 6 da região são representativos do ecossistema costões rochosos (6c). Para o ISL 8, não foram identificadas na região locais com subISL 8c. Portanto todos os ISLs 8 da região são classificados como costões rochosos (ISLs 8a,b,d). Resumo para costões rochosos: locais com ISL 1, 2, 6 e 8 do shape do PPLC (2014).

Para o ecossistema manguezais: foram verificados nos shapes de localidades da base do PPLC (2014) e bibliografia descrita no **item II.10.4** todos os locais que tem a presença de manguezais. Nestes locais o ISL 10 da base do PPLC (2014) foi selecionado e compõe o shape de manguezais - limite sul para Laguna (SC) de acordo com a bibliografia descrita no **item II.10.4**;

Para o ecossistema marismas: Ao sul de Laguna (SC) foram considerados os ISLs 10 da base do PPLC (2014) que de acordo com a literatura descrita no **item II.10.4** mostram a presença de marismas. O mesmo para o norte de Laguna, que ainda tem suporte da bibliografia descrita no **item II.10.4**.

Para o ecossistema Planícies de maré, baixios lodosos e terraços de baixa mar: todos o ISL 7 da base do PPLC (2014) representam este ecossistema. Não foram identificados na região o subISL 9c, portanto todos os locais com ISL 9 da base do PPLC (2014) fazem parte deste ecossistema. Resumo para Planícies de maré, baixios lodosos e terraços de baixa mar: locais com ISL 7 e 9 do shape do da base do PPLC (2014).

As probabilidades de toque nestes CVAs foram calculadas a partir dos resultados da modelagem de dispersão de óleo com volumes de 8 m³, 200 m³ e VPC (450.000 m³) em sete pontos do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos apresentada no **Anexo II.6.2-1** deste documento.

Seguindo metodologia apresentada no TR 011/15, foi considerada a probabilidade máxima de toque no CVA. Apenas para os CVAs de distribuição difusa, para os quais não é possível definir áreas de concentração, foram calculadas as médias ponderadas das probabilidades de toque considerando a intersecção entre a área de ocorrência do CVA e a mancha probabilística. As informações detalhadas das probabilidades de toque em cada CVA estão disponíveis ao longo do **item II.10.4**. Nas **Tabela II.10.5.1-1** e a **Tabela II.10.5.1-2** abaixo, são sintetizados os valores de probabilidade de toque em cada CVA que foram utilizados nos cálculos de risco, considerando os resultados provenientes de vazamentos nos pontos 2 a 7, no primeiro e segundo semestres.

Tabela II.10.5.1-1 – Probabilidade de toque de óleo nos CVAs durante o 1º Semestre. Para os CVAs fixos foram consideradas as probabilidades máximas de toque. Para os CVAs difusos foram consideradas as médias ponderadas na intersecção entre a área da mancha probabilística e a área de ocorrência do CVA. n/a – não aplicável

CVA	Distribuição	P2			P3			P4			P5			P6			
		8 m³	200 m³	VPC	8 m³	200 m³	VPC	8 m³	200 m³	VPC	8 m³	200 m³	VPC	8 m³	200 m³	VPC	
1	Quelônios	Difuso	1,3	2,1	22,2	1,1	1,4	21,3	1,2	1,7	18,6	1,2	1,4	20,2	1,1	1,5	18,1
2	Cetáceos - Baleia Franca	Fixo	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
3	Grandes Cetáceos - Cachalote, Balaenoptera spp., Baleia de Bryde, Orca e Jubarte	Difuso	1,3	2,1	25,9	1,1	1,4	24,8	1,2	1,7	22,9	1,2	1,4	25,4	1,1	1,5	20,6
4	Cetáceos - Boto Cinza	Fixo	0,0	0,0	3,3	0,0	0,0	6,0	0,0	0,0	2,7	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	5,8
5	Pequenos Cetáceos - Golfinho-nariz-de-garrafa, Stenella spp. e golfinho-de-dentes-rugosos	Difuso	1,2	1,6	18,9	1,0	1,4	19,5	1,0	1,2	14,5	0,0	1,0	11,9	0,0	1,0	12,6
6	Cetáceos – Toninha	Fixo	0,0	0,0	10,0	0,0	0,0	14,0	0,0	0,0	9,0	0,0	0,0	1,0	0,0	0,0	10,0
7	Aves Costeiras	Fixo	0,0	0,0	17,8	0,0	0,0	9,9	0,0	0,0	9,6	0,0	0,0	5,3	0,0	0,0	6,3
8	Aves Oceânicas	Difuso	1,3	2,3	26,3	1,1	1,4	24,5	1,2	1,8	21,9	1,2	1,4	23,1	1,1	1,6	21,1
9	Peixes	Difuso	1,3	2,1	22,2	1,1	1,4	21,3	1,2	1,7	18,6	1,2	1,4	20,2	1,1	1,5	18,1
10	Praias arenosas	Fixo	0,0	0,0	10,2	0,0	0,0	5,7	0,0	0,0	5,8	0,0	0,0	4,1	0,0	0,0	5,2
11	Planícies de maré, baixios lodosos e terraços de baixa mar	Fixo	0,0	0,0	3,2	0,0	0,0	4,5	0,0	0,0	2,0	0,0	0,0	1,0	0,0	0,0	1,8
12	Costões rochosos	Fixo	0,0	0,0	17,8	0,0	0,0	9,9	0,0	0,0	9,6	0,0	0,0	5,3	0,0	0,0	6,3
13	Manguezais	Fixo	0,0	0,0	7,9	0,0	0,0	4,8	0,0	0,0	2,3	0,0	0,0	1,0	0,0	0,0	3,5
14	Marismas	Fixo	0,0	0,0	1,2	0,0	0,0	4,8	0,0	0,0	2,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,5

Tabela II.10.5.1-2 – Probabilidade de toque de óleo nos CVAs durante o 2º Semestre. Para os CVAs fixos foram consideradas as probabilidades máximas de toque. Para os CVAs difusos foram consideradas as médias ponderadas na intersecção entre a área da mancha probabilística e a área de ocorrência do CVA.

CVA	Distribuição	P2			P3			P4			P5			P6			
		8 m³	200 m³	VPC	8 m³	200 m³	VPC	8 m³	200 m³	VPC	8 m³	200 m³	VPC	8 m³	200 m³	VPC	
1	Quelônios	Difuso	1,2	2,5	25,2	1,2	1,4	25,9	1,4	1,7	21,9	1,3	1,8	22,9	1,2	1,7	20,3
2	Cetáceos - Baleia Franca	Fixo	0,0	0,0	33,0	0,0	0,0	11,0	0,0	0,0	11,0	0,0	0,0	11,0	0,0	0,0	13,0
3	Grandes Cetáceos - Cachalote, Balaenoptera spp., Baleia de Bryde, Orca e Jubarte	Difuso	1,2	2,5	28,6	1,2	1,4	30,8	1,4	1,7	26,1	1,3	1,8	26,4	1,2	1,7	22,6
4	Cetáceos - Boto Cinza	Fixo	0,0	0,0	32,3	0,0	0,0	19,2	0,0	0,0	8,6	0,0	0,0	4,5	0,0	0,0	7,0
5	Pequenos Cetáceos - Golfinho-nariz-de-garrafa, Stenella spp. e golfinho-de-dentes-rugosos	Difuso	1,2	2,5	30,7	1,0	1,2	31,1	1,0	1,1	22,6	0,0	1,0	19,9	0,0	1,0	17,2
6	Cetáceos - Toninha	Fixo	0,0	0,0	51,0	0,0	1,0	48,0	0,0	0,0	22,0	0,0	0,0	12,0	0,0	0,0	14,0
7	Aves Costeiras	Fixo	0,0	0,0	35,6	0,0	0,0	23,0	0,0	0,0	10,9	0,0	0,0	7,6	0,0	0,0	12,1
8	Aves Oceânicas	Difuso	1,2	2,8	22,3	1,2	1,6	23,4	1,4	1,8	23,0	1,3	1,8	26,2	1,2	1,7	23,5
9	Peixes	Difuso	1,2	2,5	25,2	1,2	1,4	25,9	1,4	1,7	21,9	1,3	1,8	22,9	1,2	1,7	20,3
10	Praias arenosas	Fixo	0,0	0,0	29,0	0,0	0,0	11,8	0,0	0,0	8,3	0,0	0,0	8,2	0,0	0,0	10,8
11	Planícies de maré, baixios lodosos e terraços de baixa mar	Fixo	0,0	0,0	13,1	0,0	0,0	10,6	0,0	0,0	4,9	0,0	0,0	5,4	0,0	0,0	5,6
12	Costões rochosos	Fixo	0,0	0,0	35,6	0,0	0,0	23,0	0,0	0,0	10,9	0,0	0,0	8,2	0,0	0,0	12,1
13	Manguezais	Fixo	0,0	0,0	26,7	0,0	0,0	11,2	0,0	0,0	7,8	0,0	0,0	6,3	0,0	0,0	10,1
14	Marismas	Fixo	0,0	0,0	26,7	0,0	0,0	11,2	0,0	0,0	7,8	0,0	0,0	7,3	0,0	0,0	10,1

Conforme **item II.10.3**, os cenários de instalação foram considerados na Análise Preliminar de Risco, mas não no cálculo das frequências, pois o cálculo das frequências considera todos os poços do Etapa 3 em operação, com isso tanto os TLDs/SPAs quanto a fase de instalação já estarão finalizados. Adicionalmente, a baixa frequência de ocorrência da hipótese acidental de grande vazamento de óleo diesel causado por adernamento/afundamento, sendo esta a hipótese acidental com maior representatividade em termos de severidade dos danos durante esta etapa, resulta em frequências extremamente baixas, as quais podem ser consideradas como sendo eventos raros (1,00E-8/ano).

Com relação à operação de gasodutos (trecho flexível/rígido acoplado), os cenários levantados não estão associados a vazamentos de óleo para o mar, não tendo sido considerados para a avaliação das consequências e cálculo dos riscos ambientais.

Cada operação de Piloto ou DP está associada a um tipo de FPSO, conforme descrito nos **item II.10.3**. Assim o **Quadro II.10.5.1-2** mostra qual FPSO é considerado para cada empreendimento. Esta tabela também mostra para cada empreendimento qual o ponto de modelagem é considerado para os cálculos dos riscos, conforme já apresentado anteriormente no **subitem II.10.4.1**. Essa correlação entre o empreendimento e o ponto de modelagem foi determinada de acordo com a proximidade entre o empreendimento e o ponto de modelagem e o tipo de óleo simulado, conforme apresentado no **Anexo II.6.2-1** deste documento.

Quadro II.10.5.1-2 – Correlação entre os empreendimentos, FPSOs e Pontos de Modelagem considerados nos cálculos de risco.

Empreendimento	FPSO	Ponto de modelagem
DP de Libra 2	Teórico	3
DP de Libra 3	Teórico	3
DP de Lula Sul 3	Teórico	6
DP de Lula Oeste	Replicante	6
DP de Itapu	Teórico	2
DP de Búzios 5	Teórico	3
DP de Búzios 6	Teórico	3
Piloto de Libra	Teórico	3
DP de Sépia	Teórico	4
DP de Sururu	Teórico	4
DP de Atapu 1	Replicante	4
DP de Atapu 2	Replicante	4
Piloto de Júpiter	Replicante	5

II.10.5.2 – Frequência de ocorrência dos cenários acidentais

A frequência de ocorrência dos cenários acidentais por faixa de volume foi obtida de acordo com a análise das hipóteses acidentais que culminaram com vazamento de óleo, ou derivados para o mar. As hipóteses acidentais consideradas para os FPSOs Teórico e Replicante estão apresentadas na **Tabela II.10.5.2-1** e na **Tabela II.10.5.2-2**, respectivamente.

Tabela II.10.5.2-1 – Hipóteses acidentais e frequências de ocorrência para o FPSO Teórico. Só estão listadas as hipóteses que culminam com óleo vazado para o mar.

FPSO Teórico			
Faixa de Volume	Hipóteses Acidentais	Frequência (oc/ano)	Σ frequências (oc/ano)
Até 8 m ³	1	2,43E-02	3,56E-02
	4	1,04E-07	
	10	1,70E-03	
	14	4,66E-03	
	16	2,33E-03	
	20	8,02E-05	
	21	3,02E-06	
	22	5,02E-06	
	23	9,13E-07	
	24	2,88E-06	
De 8 m ³ a 200 m ³	2	2,49E-04	8,53E-03
	5	2,19E-07	
	7	6,60E-03	
	11	5,03E-05	
	13	1,63E-03	
Maior que 200 m ³	3	3,28E-04	3,29E-04
	26	3,70E-07	
	27	3,70E-07	

Tabela II.10.5.2-2 – Hipóteses acidentais e frequências de ocorrência para o FPSO Replicante. Só estão listadas as hipóteses que culminam com óleo vazado para o mar.

FPSO Replicante			
Faixa de Volume	Hipóteses Acidentais	Frequência (oc/ano)	Σ frequências (oc/ano)
Até 8 m ³	1	2,43E-02	3,11E-2
	4	1,04E-07	
	10	1,83E-03	
	15	2,33E-03	
	19	8,02E-05	
	20	3,02E-06	
	21	5,02E-06	
	22	9,13E-07	
	23	2,88E-06	
	24	2,53E-03	

(Continua)

Tabela II.10.5.2-2 (Conclusão)

FPSO Replicante			
Faixa de Volume	Hipóteses Acidentais	Frequência (oc/ano)	∑ frequências (oc/ano)
De 8 m ³ a 200 m ³	2	2,49E-04	7,72E-03
	5	2,19E-07	
	7	5,93E-03	
	11	7,13E-05	
	13	1,47E-03	
Maior que 200 m ³	3	3,28E-04	3,29E-04
	25	3,70E-07	
	26	3,70E-07	

Aplicando a somatória da frequência de ocorrência de cada faixa de volume (até 8 m³, de 8 m³ a 200 m³, maior que 200 m³) de cada FPSO analisado a cada um dos empreendimentos considerados nesta análise de risco, obtêm-se a frequência de ocorrência acidental total do empreendimento durante a fase de operação dos Pilotos e DPs - **Tabela II.10.5.2-3**. O tempo de recorrência destes acidentes está apresentado na **Tabela II.10.5.2-4**.

Estes resultados mostram que DPs/Piloto que operarem com o FPSO Teórico possuem tempo de recorrência de acidentes de até 8 m³ de 28,1 anos. Para acidentes com volumes de 8 m³ a 200 m³ o tempo de recorrência é de 117,2 anos. Já para acidentes com volumes maiores que 200 m³ o tempo de recorrência é de 3041,9 anos. Já para os empreendimentos que operarem com o FPSO Replicante os tempos de recorrência de acidentes são 32,2 anos, 129,5 anos e 3041,9 anos, respectivamente para as três faixas de volume.

Considerando a operação concomitante dos 13 DPs/Pilotos, o tempo de recorrência de acidentes de até 8 m³ é de 2,2 anos. Para acidentes entre 8 m³ a 200 m³ o tempo de recorrência é de 9,3 anos. Por fim, para vazamentos acima de 200 m³ o tempo de recorrência 234 anos.

Tabela II.10.5.2-3 – *Frequência de ocorrência dos cenários acidentais, agrupados por faixa de volume vazado, para cada empreendimento de DP e Piloto na fase de operação do Etapa 3. A última linha mostra a frequência de ocorrência total considerando todos os empreendimentos operando concomitantemente (máxima frequência de ocorrência durante toda a operação do Etapa 3).*

FPSOs		Σ frequências (oc/ano)		
		Até 8 m ³	De 8 m ³ a 200 m ³	Maior que 200 m ³
DP de Libra 2	Teórico	3,56E-02	8,53E-03	3,29E-04
DP de Libra 3	Teórico	3,56E-02	8,53E-03	3,29E-04
DP de Lula Sul 3	Teórico	3,56E-02	8,53E-03	3,29E-04
DP de Lula Oeste	Replicante	3,11E-02	7,72E-03	3,29E-04
DP de Itapu	Teórico	3,56E-02	8,53E-03	3,29E-04
DP de Búzios 5	Teórico	3,56E-02	8,53E-03	3,29E-04
DP de Búzios 6	Teórico	3,56E-02	8,53E-03	3,29E-04
Piloto de Libra	Teórico	3,56E-02	8,53E-03	3,29E-04
DP de Sépia	Teórico	3,56E-02	8,53E-03	3,29E-04
DP de Sururu	Teórico	3,56E-02	8,53E-03	3,29E-04
DP de Atapu 1	Replicante	3,11E-02	7,72E-03	3,29E-04
DP de Atapu 2	Replicante	3,11E-02	7,72E-03	3,29E-04
Piloto de Júpiter	Replicante	3,11E-02	7,72E-03	3,29E-04
Total Etapa 3 - Operação FPSOs				

Tabela II.10.5.2-4 – *Tempo de recorrência dos cenários acidentais, agrupados por faixa de volume vazado, para cada empreendimento de DP e Piloto na fase de operação do Etapa 3. A última linha mostra o tempo de recorrência dos cenários acidentais considerando todos os empreendimentos operando concomitantemente (tempo mínimo de recorrência durante toda a operação do Etapa 3).*

FPSOs	Tempo de recorrência (anos)		
	Até 8 m ³	De 8 m ³ a 200 m ³	Maior que 200 m ³

FPSOs		Tempo de recorrência (anos)		
		Até 8 m ³	De 8 m ³ a 200 m ³	Maior que 200 m ³
DP de Libra 2	Teórico	28,1	117,2	3041,9
DP de Libra 3	Teórico	28,1	117,2	3041,9
DP de Lula Sul 3	Teórico	28,1	117,2	3041,9
DP de Lula Oeste	Replicante	32,2	129,5	3041,9
DP de Itapu	Teórico	28,1	117,2	3041,9
DP de Búzios 5	Teórico	28,1	117,2	3041,9

Tabela II.10.5.2-4 (Conclusão)

FPSOs		Tempo de recorrência (anos)		
		Até 8 m ³	De 8 m ³ a 200 m ³	Maior que 200 m ³
DP de Búzios 6	Teórico	28,1	117,2	3041,9
Piloto de Libra	Teórico	28,1	117,2	3041,9
DP de Sépia	Teórico	28,1	117,2	3041,9
DP de Sururu	Teórico	28,1	117,2	3041,9
DP de Atapu 1	Replicante	32,2	129,5	3041,9
DP de Atapu 2	Replicante	32,2	129,5	3041,9
Piloto de Júpiter	Replicante	32,2	129,5	3041,9
Total Etapa 3 - Operação FPSOs		2,2	9,3	234,0

II.10.5.3 – Risco ambiental dos componentes de valor ambiental

Para os cálculos de risco ambiental dos CVAs decorrentes das operações dos Pilotos e DPs foi aplicado o conjunto de equações (1), utilizando-se as frequências de ocorrências dos cenários acidentais apresentadas na **Tabela II.10.5.2-3** e as probabilidades de toques nos CVAs apresentadas na **Tabela II.10.5.1-1** e na **Tabela II.10.5.1-2**. De acordo com a descrição da metodologia (**subitem II.10.5.1**), foram consideradas nos cálculos as operações concomitantes de todos os Pilotos e DPs, cujos pontos de modelagem de referência estão listados no **Quadro II.10.5.1-2**.

Assim, da **Tabela II.10.5.3-1** à **Tabela II.10.5.3-13** são mostrados os riscos ambientais associados aos acidentes provenientes de cada um dos Pilotos e DPs. Considerando a operação concomitante destes empreendimentos, a **Tabela II.10.5.3-14** mostra o risco associado e a **Tabela II.10.5.3-15**, o tempo de recorrência do impacto destes acidentes nos CVAs.

Tabela II.10.5.3-1 – Risco ambiental dos CVAs decorrente de vazamentos na fase de operação do DP de Libra 2.

DP de Libra 2		Risco (oc/ano)					
		1° Semestre			2° Semestre		
		8 m³	200 m³	VPC	8 m³	200 m³	VPC
1	Quelônios	1,95E-04	5,85E-05	3,51E-05	2,22E-04	5,84E-05	4,25E-05
2	Cetáceos - Baleia Franca	-	-	-	0,00E+00	0,00E+00	1,81E-05
3	Grandes Cetáceos - Cachalote, Balaenoptera spp., Baleia de Bryde, Orca e Jubarte	1,95E-04	5,85E-05	4,08E-05	2,22E-04	5,84E-05	5,06E-05
4	Cetáceos - Boto Cinza	0,00E+00	0,00E+00	9,86E-06	0,00E+00	0,00E+00	3,15E-05
5	Pequenos Cetáceos - Golfinho-nariz-de-garrafa, Stenella spp. e golfinho-de-dentes-rugosos	1,79E-04	5,88E-05	3,21E-05	1,78E-04	5,02E-05	5,11E-05
6	Cetáceos - Toninha	0,00E+00	0,00E+00	2,30E-05	0,00E+00	4,26E-05	7,89E-05
7	Aves Costeiras	0,00E+00	0,00E+00	1,63E-05	0,00E+00	0,00E+00	3,78E-05
8	Aves Oceânicas	1,98E-04	6,13E-05	4,02E-05	2,22E-04	6,81E-05	3,85E-05
9	Peixes	1,95E-04	5,85E-05	3,51E-05	2,22E-04	5,84E-05	4,25E-05
10	Praias arenosas	0,00E+00	0,00E+00	9,32E-06	0,00E+00	0,00E+00	1,94E-05
11	Planícies de maré, baixios lodosos e terraços de baixa mar	0,00E+00	0,00E+00	7,40E-06	0,00E+00	0,00E+00	1,74E-05
12	Costões rochosos	0,00E+00	0,00E+00	1,63E-05	0,00E+00	0,00E+00	3,78E-05
13	Manguezais	0,00E+00	0,00E+00	7,94E-06	0,00E+00	0,00E+00	1,84E-05
14	Marismas	0,00E+00	0,00E+00	7,94E-06	0,00E+00	0,00E+00	1,84E-05

Tabela II.10.5.3-2 – Risco ambiental dos CVAs decorrente de vazamentos na fase de operação do DP de Libra 3.

DP de Libra 3		Risco (oc/ano)					
		1° Semestre			2° Semestre		
		8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC
1	Quelônios	1,95E-04	5,85E-05	3,51E-05	2,22E-04	5,84E-05	4,25E-05
2	Cetáceos - Baleia Franca	-	-	-	0,00E+00	0,00E+00	1,81E-05
3	Grandes Cetáceos - Cachalote, Balaenoptera spp., Baleia de Bryde, Orca e Jubarte	1,95E-04	5,85E-05	4,08E-05	2,22E-04	5,84E-05	5,06E-05
4	Cetáceos - Boto Cinza	0,00E+00	0,00E+00	9,86E-06	0,00E+00	0,00E+00	3,15E-05
5	Pequenos Cetáceos - Golfinho-nariz-de-garrafa, Stenella spp. e golfinho-de-dentes-rugosos	1,79E-04	5,88E-05	3,21E-05	1,78E-04	5,02E-05	5,11E-05
6	Cetáceos - Toninha	0,00E+00	0,00E+00	2,30E-05	0,00E+00	4,26E-05	7,89E-05
7	Aves Costeiras	0,00E+00	0,00E+00	1,63E-05	0,00E+00	0,00E+00	3,78E-05
8	Aves Oceânicas	1,98E-04	6,13E-05	4,02E-05	2,22E-04	6,81E-05	3,85E-05
9	Peixes	1,95E-04	5,85E-05	3,51E-05	2,22E-04	5,84E-05	4,25E-05
10	Praias arenosas	0,00E+00	0,00E+00	9,32E-06	0,00E+00	0,00E+00	1,94E-05
11	Planícies de maré, baixios lodosos e terraços de baixa mar	0,00E+00	0,00E+00	7,40E-06	0,00E+00	0,00E+00	1,74E-05
12	Costões rochosos	0,00E+00	0,00E+00	1,63E-05	0,00E+00	0,00E+00	3,78E-05
13	Manguezais	0,00E+00	0,00E+00	7,94E-06	0,00E+00	0,00E+00	1,84E-05
14	Marismas	0,00E+00	0,00E+00	7,94E-06	0,00E+00	0,00E+00	1,84E-05

Tabela II.10.5.3-3 – Risco ambiental dos CVAs decorrente de vazamentos na fase de operação do DP de Lula Sul 3.

DP de Lula Sul 3		Risco (oc/ano)					
		1° Semestre			2° Semestre		
		8 m³	200 m³	VPC	8 m³	200 m³	VPC
1	Quelônios	2,04E-04	6,58E-05	2,98E-05	2,11E-04	7,45E-05	3,34E-05
2	Cetáceos - Baleia Franca	-	-	-	0,00E+00	0,00E+00	2,14E-05
3	Grandes Cetáceos - Cachalote, Balaenoptera spp., Baleia de Bryde, Orca e Jubarte	2,04E-04	6,58E-05	3,38E-05	2,11E-04	7,45E-05	3,72E-05
4	Cetáceos - Boto Cinza	0,00E+00	0,00E+00	9,58E-06	0,00E+00	0,00E+00	1,15E-05
5	Pequenos Cetáceos - Golfinho-nariz-de-garrafa, Stenella spp. e golfinho-de-dentes-rugosos	0,00E+00	4,26E-05	2,08E-05	0,00E+00	4,26E-05	2,83E-05
6	Cetáceos - Toninha	0,00E+00	0,00E+00	1,64E-05	0,00E+00	0,00E+00	2,30E-05
7	Aves Costeiras	0,00E+00	0,00E+00	1,04E-05	0,00E+00	0,00E+00	1,99E-05
8	Aves Oceânicas	2,04E-04	6,78E-05	3,47E-05	2,11E-04	7,45E-05	3,87E-05
9	Peixes	2,04E-04	6,58E-05	2,98E-05	2,11E-04	7,45E-05	3,34E-05
10	Praias arenosas	0,00E+00	0,00E+00	8,50E-06	0,00E+00	0,00E+00	1,78E-05
11	Planícies de maré, baixios lodosos e terraços de baixa mar	0,00E+00	0,00E+00	3,01E-06	0,00E+00	0,00E+00	9,17E-06
12	Costões rochosos	0,00E+00	0,00E+00	1,04E-05	0,00E+00	0,00E+00	1,99E-05
13	Manguezais	0,00E+00	0,00E+00	5,75E-06	0,00E+00	0,00E+00	1,66E-05
14	Marismas	0,00E+00	0,00E+00	5,75E-06	0,00E+00	0,00E+00	1,66E-05

Tabela II.10.5.3-4 – Risco ambiental dos CVAs decorrente de vazamentos na fase de operação do DP de Lula Oeste.

DP de Lula Sul 3		Risco (oc/ano)					
		1° Semestre			2° Semestre		
		8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC
1	Quelônios	1,78E-04	5,96E-05	2,98E-05	1,84E-04	6,74E-05	3,34E-05
2	Cetáceos - Baleia Franca	-	-	-	0,00E+00	0,00E+00	2,14E-05
3	Grandes Cetáceos - Cachalote, Balaenoptera spp., Baleia de Bryde, Orca e Jubarte	1,78E-04	5,96E-05	3,38E-05	1,84E-04	6,75E-05	3,72E-05
4	Cetáceos - Boto Cinza	0,00E+00	0,00E+00	9,58E-06	0,00E+00	0,00E+00	1,15E-05
5	Pequenos Cetáceos - Golfinho-nariz-de-garrafa, Stenella spp. e golfinho-de-dentes-rugosos	0,00E+00	3,86E-05	2,08E-05	0,00E+00	3,86E-05	2,83E-05
6	Cetáceos - Toninha	0,00E+00	0,00E+00	1,64E-05	0,00E+00	0,00E+00	2,30E-05
7	Aves Costeiras	0,00E+00	0,00E+00	1,04E-05	0,00E+00	0,00E+00	1,99E-05
8	Aves Oceânicas	1,78E-04	6,14E-05	3,47E-05	1,84E-04	6,74E-05	3,87E-05
9	Peixes	1,78E-04	5,96E-05	2,98E-05	1,84E-04	6,74E-05	3,34E-05
10	Praias arenosas	0,00E+00	0,00E+00	8,50E-06	0,00E+00	0,00E+00	1,78E-05
11	Planícies de maré, baixios lodosos e terraços de baixa mar	0,00E+00	0,00E+00	3,01E-06	0,00E+00	0,00E+00	9,17E-06
12	Costões rochosos	0,00E+00	0,00E+00	1,04E-05	0,00E+00	0,00E+00	1,99E-05
13	Manguezais	0,00E+00	0,00E+00	5,75E-06	0,00E+00	0,00E+00	1,66E-05
14	Marismas	0,00E+00	0,00E+00	5,75E-06	0,00E+00	0,00E+00	1,66E-05

Tabela II.10.5.3-5 – Risco ambiental dos CVAs decorrente de vazamentos na fase de operação do DP de Itapu.

DP de Itapu		Risco (oc/ano)					
		1° Semestre			2° Semestre		
		8 m³	200 m³	VPC	8 m³	200 m³	VPC
1	Quelônios	2,24E-04	9,00E-05	3,65E-05	2,15E-04	1,08E-04	4,14E-05
2	Cetáceos - Baleia Franca	-	-	-	0,00E+00	0,00E+00	5,42E-05
3	Grandes Cetáceos - Cachalote, Balaenoptera spp., Baleia de Bryde, Orca e Jubarte	2,24E-04	9,00E-05	4,25E-05	2,15E-04	1,08E-04	4,70E-05
4	Cetáceos - Boto Cinza	0,00E+00	0,00E+00	5,34E-06	0,00E+00	0,00E+00	5,30E-05
5	Pequenos Cetáceos - Golfinho-nariz-de-garrafa, Stenella spp. e golfinho-de-dentes-rugosos	2,21E-04	7,01E-05	3,10E-05	2,11E-04	1,08E-04	5,05E-05
6	Cetáceos - Toninha	0,00E+00	0,00E+00	1,64E-05	0,00E+00	0,00E+00	8,38E-05
7	Aves Costeiras	0,00E+00	0,00E+00	2,92E-05	0,00E+00	0,00E+00	5,85E-05
8	Aves Oceânicas	2,24E-04	9,76E-05	4,33E-05	2,16E-04	1,20E-04	3,67E-05
9	Peixes	2,24E-04	9,00E-05	3,65E-05	2,15E-04	1,08E-04	4,14E-05
10	Praias arenosas	0,00E+00	0,00E+00	1,67E-05	0,00E+00	0,00E+00	4,77E-05
11	Planícies de maré, baixios lodosos e terraços de baixa mar	0,00E+00	0,00E+00	5,21E-06	0,00E+00	0,00E+00	2,15E-05
12	Costões rochosos	0,00E+00	0,00E+00	2,92E-05	0,00E+00	0,00E+00	5,85E-05
13	Manguezais	0,00E+00	0,00E+00	5,21E-06	0,00E+00	0,00E+00	4,38E-05
14	Marismas	0,00E+00	0,00E+00	1,92E-06	0,00E+00	0,00E+00	4,38E-05

Tabela II.10.5.3-6 – Risco ambiental dos CVAs decorrente de vazamentos na fase de operação do DP de Búzios 5.

DP de Búzios 5		Risco (oc/ano)					
		1° Semestre			2° Semestre		
		8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC
1	Quelônios	1,95E-04	5,85E-05	3,51E-05	2,22E-04	5,84E-05	4,25E-05
2	Cetáceos - Baleia Franca	-	-	-	0,00E+00	0,00E+00	1,81E-05
3	Grandes Cetáceos - Cachalote, Balaenoptera spp., Baleia de Bryde, Orca e Jubarte	1,95E-04	5,85E-05	4,08E-05	2,22E-04	5,84E-05	5,06E-05
4	Cetáceos - Boto Cinza	0,00E+00	0,00E+00	9,86E-06	0,00E+00	0,00E+00	3,15E-05
5	Pequenos Cetáceos - Golfinho-nariz-de-garrafa, Stenella spp. e golfinho-de-dentes-rugosos	1,79E-04	5,88E-05	3,21E-05	1,78E-04	5,02E-05	5,11E-05
6	Cetáceos - Toninha	0,00E+00	0,00E+00	2,30E-05	0,00E+00	4,26E-05	7,89E-05
7	Aves Costeiras	0,00E+00	0,00E+00	1,63E-05	0,00E+00	0,00E+00	3,78E-05
8	Aves Oceânicas	1,98E-04	6,13E-05	4,02E-05	2,22E-04	6,81E-05	3,85E-05
9	Peixes	1,95E-04	5,85E-05	3,51E-05	2,22E-04	5,84E-05	4,25E-05
10	Praias arenosas	0,00E+00	0,00E+00	9,32E-06	0,00E+00	0,00E+00	1,94E-05
11	Planícies de maré, baixios lodosos e terraços de baixa mar	0,00E+00	0,00E+00	7,40E-06	0,00E+00	0,00E+00	1,74E-05
12	Costões rochosos	0,00E+00	0,00E+00	1,63E-05	0,00E+00	0,00E+00	3,78E-05
13	Manguezais	0,00E+00	0,00E+00	7,94E-06	0,00E+00	0,00E+00	1,84E-05
14	Marismas	0,00E+00	0,00E+00	7,94E-06	0,00E+00	0,00E+00	1,84E-05

Tabela II.10.5.3-7 – Risco ambiental dos CVAs decorrente de vazamentos na fase de operação do DP de Búzios 6.

DP de Búzios 6		Risco (oc/ano)					
		1° Semestre			2° Semestre		
		8 m³	200 m³	VPC	8 m³	200 m³	VPC
1	Quelônios	1,95E-04	5,85E-05	3,51E-05	2,22E-04	5,84E-05	4,25E-05
2	Cetáceos - Baleia Franca	-	-	-	0,00E+00	0,00E+00	1,81E-05
3	Grandes Cetáceos - Cachalote, Balaenoptera spp., Baleia de Bryde, Orca e Jubarte	1,95E-04	5,85E-05	4,08E-05	2,22E-04	5,84E-05	5,06E-05
4	Cetáceos - Boto Cinza	0,00E+00	0,00E+00	9,86E-06	0,00E+00	0,00E+00	3,15E-05
5	Pequenos Cetáceos - Golfinho-nariz-de-garrafa, Stenella spp. e golfinho-de-dentes-rugosos	1,79E-04	5,88E-05	3,21E-05	1,78E-04	5,02E-05	5,11E-05
6	Cetáceos - Toninha	0,00E+00	0,00E+00	2,30E-05	0,00E+00	4,26E-05	7,89E-05
7	Aves Costeiras	0,00E+00	0,00E+00	1,63E-05	0,00E+00	0,00E+00	3,78E-05
8	Aves Oceânicas	1,98E-04	6,13E-05	4,02E-05	2,22E-04	6,81E-05	3,85E-05
9	Peixes	1,95E-04	5,85E-05	3,51E-05	2,22E-04	5,84E-05	4,25E-05
10	Praias arenosas	0,00E+00	0,00E+00	9,32E-06	0,00E+00	0,00E+00	1,94E-05
11	Planícies de maré, baixios lodosos e terraços de baixa mar	0,00E+00	0,00E+00	7,40E-06	0,00E+00	0,00E+00	1,74E-05
12	Costões rochosos	0,00E+00	0,00E+00	1,63E-05	0,00E+00	0,00E+00	3,78E-05
13	Manguezais	0,00E+00	0,00E+00	7,94E-06	0,00E+00	0,00E+00	1,84E-05
14	Marismas	0,00E+00	0,00E+00	7,94E-06	0,00E+00	0,00E+00	1,84E-05

Tabela II.10.5.3-8 – Risco ambiental dos CVAs decorrente de vazamentos na fase de operação do Piloto de Libra.

Piloto de Libra		Risco (oc/ano)					
		1° Semestre			2° Semestre		
		8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC
1	Quelônios	1,95E-04	5,85E-05	3,51E-05	2,22E-04	5,84E-05	4,25E-05
2	Cetáceos - Baleia Franca	-	-	-	0,00E+00	0,00E+00	1,81E-05
3	Grandes Cetáceos - Cachalote, Balaenoptera spp., Baleia de Bryde, Orca e Jubarte	1,95E-04	5,85E-05	4,08E-05	2,22E-04	5,84E-05	5,06E-05
4	Cetáceos - Boto Cinza	0,00E+00	0,00E+00	9,86E-06	0,00E+00	0,00E+00	3,15E-05
5	Pequenos Cetáceos - Golfinho-nariz-de-garrafa, Stenella spp. e golfinho-de-dentes-rugosos	1,79E-04	5,88E-05	3,21E-05	1,78E-04	5,02E-05	5,11E-05
6	Cetáceos - Toninha	0,00E+00	0,00E+00	2,30E-05	0,00E+00	4,26E-05	7,89E-05
7	Aves Costeiras	0,00E+00	0,00E+00	1,63E-05	0,00E+00	0,00E+00	3,78E-05
8	Aves Oceânicas	1,98E-04	6,13E-05	4,02E-05	2,22E-04	6,81E-05	3,85E-05
9	Peixes	1,95E-04	5,85E-05	3,51E-05	2,22E-04	5,84E-05	4,25E-05
10	Praias arenosas	0,00E+00	0,00E+00	9,32E-06	0,00E+00	0,00E+00	1,94E-05
11	Planícies de maré, baixios lodosos e terraços de baixa mar	0,00E+00	0,00E+00	7,40E-06	0,00E+00	0,00E+00	1,74E-05
12	Costões rochosos	0,00E+00	0,00E+00	1,63E-05	0,00E+00	0,00E+00	3,78E-05
13	Manguezais	0,00E+00	0,00E+00	7,94E-06	0,00E+00	0,00E+00	1,84E-05
14	Marismas	0,00E+00	0,00E+00	7,94E-06	0,00E+00	0,00E+00	1,84E-05

Tabela II.10.5.3-9 – Risco ambiental dos CVAs decorrente de vazamentos na fase de operação do DP de Sépia.

DP de Sépia		Risco (oc/ano)					
		1° Semestre			2° Semestre		
		8 m³	200 m³	VPC	8 m³	200 m³	VPC
1	Quelônios	2,21E-04	7,05E-05	3,05E-05	2,44E-04	7,30E-05	3,61E-05
2	Cetáceos - Baleia Franca	-	-	-	0,00E+00	0,00E+00	1,81E-05
3	Grandes Cetáceos - Cachalote, Balaenoptera spp., Baleia de Bryde, Orca e Jubarte	2,21E-04	7,05E-05	3,77E-05	2,44E-04	7,30E-05	4,29E-05
4	Cetáceos - Boto Cinza	0,00E+00	0,00E+00	4,39E-06	0,00E+00	0,00E+00	1,41E-05
5	Pequenos Cetáceos - Golfinho-nariz-de-garrafa, Stenella spp. e golfinho-de-dentes-rugosos	1,78E-04	4,91E-05	2,38E-05	1,78E-04	4,71E-05	3,71E-05
6	Cetáceos - Toninha	0,00E+00	0,00E+00	1,48E-05	0,00E+00	0,00E+00	3,62E-05
7	Aves Costeiras	0,00E+00	0,00E+00	1,57E-05	0,00E+00	0,00E+00	1,79E-05
8	Aves Oceânicas	2,21E-04	7,49E-05	3,60E-05	2,44E-04	7,54E-05	3,77E-05
9	Peixes	2,21E-04	7,05E-05	3,05E-05	2,44E-04	7,30E-05	3,61E-05
10	Praias arenosas	0,00E+00	0,00E+00	9,45E-06	0,00E+00	0,00E+00	1,37E-05
11	Planícies de maré, baixios lodosos e terraços de baixa mar	0,00E+00	0,00E+00	3,29E-06	0,00E+00	0,00E+00	8,09E-06
12	Costões rochosos	0,00E+00	0,00E+00	1,57E-05	0,00E+00	0,00E+00	1,79E-05
13	Manguezais	0,00E+00	0,00E+00	3,70E-06	0,00E+00	0,00E+00	1,27E-05
14	Marismas	0,00E+00	0,00E+00	3,70E-06	0,00E+00	0,00E+00	1,27E-05

Tabela II.10.5.3-10 – Risco ambiental dos CVAs decorrente de vazamentos na fase de operação do DP de Sururu.

DP de Sururu		Risco (oc/ano)					
		1° Semestre			2° Semestre		
		8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC
1	Quelônios	2,21E-04	7,05E-05	3,05E-05	2,44E-04	7,30E-05	3,61E-05
2	Cetáceos - Baleia Franca	-	-	-	0,00E+00	0,00E+00	1,81E-05
3	Grandes Cetáceos - Cachalote, Balaenoptera spp., Baleia de Bryde, Orca e Jubarte	2,21E-04	7,05E-05	3,77E-05	2,44E-04	7,30E-05	4,29E-05
4	Cetáceos - Boto Cinza	0,00E+00	0,00E+00	4,39E-06	0,00E+00	0,00E+00	1,41E-05
5	Pequenos Cetáceos - Golfinho-nariz-de-garrafa, Stenella spp. e golfinho-de-dentes-rugosos	1,78E-04	4,91E-05	2,38E-05	1,78E-04	4,71E-05	3,71E-05
6	Cetáceos - Toninha	0,00E+00	0,00E+00	1,48E-05	0,00E+00	0,00E+00	3,62E-05
7	Aves Costeiras	0,00E+00	0,00E+00	1,57E-05	0,00E+00	0,00E+00	1,79E-05
8	Aves Oceânicas	2,21E-04	7,49E-05	3,60E-05	2,44E-04	7,54E-05	3,77E-05
9	Peixes	2,21E-04	7,05E-05	3,05E-05	2,44E-04	7,30E-05	3,61E-05
10	Praias arenosas	0,00E+00	0,00E+00	9,45E-06	0,00E+00	0,00E+00	1,37E-05
11	Planícies de maré, baixios lodosos e terraços de baixa mar	0,00E+00	0,00E+00	3,29E-06	0,00E+00	0,00E+00	8,09E-06
12	Costões rochosos	0,00E+00	0,00E+00	1,57E-05	0,00E+00	0,00E+00	1,79E-05
13	Manguezais	0,00E+00	0,00E+00	3,70E-06	0,00E+00	0,00E+00	1,27E-05
14	Marismas	0,00E+00	0,00E+00	3,70E-06	0,00E+00	0,00E+00	1,27E-05

Tabela II.10.5.3-11 – Risco ambiental dos CVAs decorrente de vazamentos na fase de operação do DP de Atapu 1.

DP de Atapu 1		Risco (oc/lano)					
		1° Semestre			2° Semestre		
		8 m³	200 m³	VPC	8 m³	200 m³	VPC
1	Quelônios	1,93E-04	6,38E-05	3,05E-05	2,13E-04	6,61E-05	3,61E-05
2	Cetáceos - Baleia Franca	-	-	-	0,00E+00	0,00E+00	1,81E-05
3	Grandes Cetáceos - Cachalote, Balaenoptera spp., Baleia de Bryde, Orca e Jubarte	1,93E-04	6,38E-05	3,77E-05	2,13E-04	6,61E-05	4,29E-05
4	Cetáceos - Boto Cinza	0,00E+00	0,00E+00	4,39E-06	0,00E+00	0,00E+00	1,41E-05
5	Pequenos Cetáceos - Golfinho-nariz-de-garrafa, Stenella spp. e golfinho-de-dentes-rugosos	1,55E-04	4,44E-05	2,38E-05	1,55E-04	4,26E-05	3,71E-05
6	Cetáceos - Toninha	0,00E+00	0,00E+00	1,48E-05	0,00E+00	0,00E+00	3,62E-05
7	Aves Costeiras	0,00E+00	0,00E+00	1,57E-05	0,00E+00	0,00E+00	1,79E-05
8	Aves Oceânicas	1,93E-04	6,78E-05	3,60E-05	2,13E-04	6,83E-05	3,77E-05
9	Peixes	1,93E-04	6,38E-05	3,05E-05	2,13E-04	6,61E-05	3,61E-05
10	Praias arenosas	0,00E+00	0,00E+00	9,45E-06	0,00E+00	0,00E+00	1,37E-05
11	Planícies de maré, baixios lodosos e terraços de baixa mar	0,00E+00	0,00E+00	3,29E-06	0,00E+00	0,00E+00	8,09E-06
12	Costões rochosos	0,00E+00	0,00E+00	1,57E-05	0,00E+00	0,00E+00	1,79E-05
13	Manguezais	0,00E+00	0,00E+00	3,70E-06	0,00E+00	0,00E+00	1,27E-05
14	Marismas	0,00E+00	0,00E+00	3,70E-06	0,00E+00	0,00E+00	1,27E-05

Tabela II.10.5.3-12 – Risco ambiental dos CVAs decorrente de vazamentos na fase de operação do DP de Atapu 2.

DP de Atapu 2		Risco (oc/ano)					
		1° Semestre			2° Semestre		
		8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC
1	Quelônios	1,93E-04	6,38E-05	3,05E-05	2,13E-04	6,61E-05	3,61E-05
2	Cetáceos - Baleia Franca	-	-	-	0,00E+00	0,00E+00	1,81E-05
3	Grandes Cetáceos - Cachalote, Balaenoptera spp., Baleia de Bryde, Orca e Jubarte	1,93E-04	6,38E-05	3,77E-05	2,13E-04	6,61E-05	4,29E-05
4	Cetáceos - Boto Cinza	0,00E+00	0,00E+00	4,39E-06	0,00E+00	0,00E+00	1,41E-05
5	Pequenos Cetáceos - Golfinho-nariz-de-garrafa, Stenella spp. e golfinho-de-dentes-rugosos	1,55E-04	4,44E-05	2,38E-05	1,55E-04	4,26E-05	3,71E-05
6	Cetáceos - Toninha	0,00E+00	0,00E+00	1,48E-05	0,00E+00	0,00E+00	3,62E-05
7	Aves Costeiras	0,00E+00	0,00E+00	1,57E-05	0,00E+00	0,00E+00	1,79E-05
8	Aves Oceânicas	1,93E-04	6,78E-05	3,60E-05	2,13E-04	6,83E-05	3,77E-05
9	Peixes	1,93E-04	6,38E-05	3,05E-05	2,13E-04	6,61E-05	3,61E-05
10	Praias arenosas	0,00E+00	0,00E+00	9,45E-06	0,00E+00	0,00E+00	1,37E-05
11	Planícies de maré, baixios lodosos e terraços de baixa mar	0,00E+00	0,00E+00	3,29E-06	0,00E+00	0,00E+00	8,09E-06
12	Costões rochosos	0,00E+00	0,00E+00	1,57E-05	0,00E+00	0,00E+00	1,79E-05
13	Manguezais	0,00E+00	0,00E+00	3,70E-06	0,00E+00	0,00E+00	1,27E-05
14	Marismas	0,00E+00	0,00E+00	3,70E-06	0,00E+00	0,00E+00	1,27E-05

Tabela II.10.5.3-13 – Risco ambiental dos CVAs decorrente de vazamentos na fase de operação do Piloto de Júpiter.

Piloto de Júpiter		Risco (oc/ano)					
		1° Semestre			2° Semestre		
		8 m³	200 m³	VPC	8 m³	200 m³	VPC
1	Quelônios	1,81E-04	5,53E-05	3,33E-05	2,01E-04	7,07E-05	3,76E-05
2	Cetáceos - Baleia Franca	-	-	-	0,00E+00	0,00E+00	1,81E-05
3	Grandes Cetáceos - Cachalote, Balaenoptera spp., Baleia de Bryde, Orca e Jubarte	1,81E-04	5,54E-05	4,17E-05	2,01E-04	7,07E-05	4,34E-05
4	Cetáceos - Boto Cinza	0,00E+00	0,00E+00	1,31E-07	0,00E+00	0,00E+00	7,40E-06
5	Pequenos Cetáceos - Golfinho-nariz-de-garrafa, Stenella spp. e golfinho-de-dentes-rugosos	0,00E+00	3,86E-05	1,96E-05	0,00E+00	3,86E-05	3,27E-05
6	Cetáceos - Toninha	0,00E+00	0,00E+00	1,64E-06	0,00E+00	0,00E+00	1,97E-05
7	Aves Costeiras	0,00E+00	0,00E+00	8,76E-06	0,00E+00	0,00E+00	1,25E-05
8	Aves Oceânicas	1,81E-04	5,53E-05	3,79E-05	2,01E-04	7,07E-05	4,30E-05
9	Peixes	1,81E-04	5,53E-05	3,33E-05	2,01E-04	7,07E-05	3,76E-05
10	Praias arenosas	0,00E+00	0,00E+00	6,71E-06	0,00E+00	0,00E+00	1,34E-05
11	Planícies de maré, baixios lodosos e terraços de baixa mar	0,00E+00	0,00E+00	1,64E-06	0,00E+00	0,00E+00	8,91E-06
12	Costões rochosos	0,00E+00	0,00E+00	8,76E-06	0,00E+00	0,00E+00	1,34E-05
13	Manguezais	0,00E+00	0,00E+00	1,64E-06	0,00E+00	0,00E+00	1,03E-05
14	Marismas	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	1,19E-05

Tabela II.10.5.3-14 – Risco ambiental máximo dos CVAs, decorrente de vazamentos na fase de operação dos Pilotos e DPs.

Todos os empreendimentos		Risco (oc/ano)					
		1° Semestre			2° Semestre		
		8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC
1	Quelônios	2,59E-03	8,32E-04	4,27E-04	2,83E-03	8,90E-04	5,03E-04
2	Cetáceos - Baleia Franca	-	-	-	0,00E+00	0,00E+00	2,78E-04
3	Grandes Cetáceos - Cachalote, Balaenoptera spp., Baleia de Bryde, Orca e Jubarte	2,59E-03	8,32E-04	5,07E-04	2,83E-03	8,90E-04	5,89E-04
4	Cetáceos - Boto Cinza	0,00E+00	0,00E+00	9,15E-05	0,00E+00	0,00E+00	2,97E-04
5	Pequenos Cetáceos - Golfinho-nariz-de-garrafa, Stenella spp. e golfinho-de-dentes-rugosos	1,78E-03	6,71E-04	3,47E-04	1,77E-03	6,58E-04	5,44E-04
6	Cetáceos - Toninha	0,00E+00	0,00E+00	2,25E-04	0,00E+00	2,13E-04	6,89E-04
7	Aves Costeiras	0,00E+00	0,00E+00	2,03E-04	0,00E+00	0,00E+00	3,71E-04
8	Aves Oceânicas	2,60E-03	8,74E-04	4,96E-04	2,84E-03	9,60E-04	5,00E-04
9	Peixes	2,59E-03	8,32E-04	4,27E-04	2,83E-03	8,90E-04	5,03E-04
10	Praias arenosas	0,00E+00	0,00E+00	1,25E-04	0,00E+00	0,00E+00	2,49E-04
11	Planícies de maré, baixios lodosos e terraços de baixa mar	0,00E+00	0,00E+00	6,30E-05	0,00E+00	0,00E+00	1,68E-04
12	Costões rochosos	0,00E+00	0,00E+00	2,03E-04	0,00E+00	0,00E+00	3,72E-04
13	Manguezais	0,00E+00	0,00E+00	7,28E-05	0,00E+00	0,00E+00	2,30E-04
14	Marismas	0,00E+00	0,00E+00	6,79E-05	0,00E+00	0,00E+00	2,32E-04

Tabela II.10.5.3-15 – Tempo de recorrência mínimo de toque nos CVAs, decorrente de vazamentos na fase de operação dos Pilotos e DPs.

Todos os empreendimentos		Tempo de recorrência (anos)					
		1° Semestre			2° Semestre		
		8 m³	200 m³	VPC	8 m³	200 m³	VPC
1	Quelônios	385,8	1202,3	2342,3	352,9	1123,3	1989,5
2	Cetáceos - Baleia Franca	-	-	-	-	-	3599,9
3	Grandes Cetáceos - Cachalote, Balaenoptera spp., Baleia de Bryde, Orca e Jubarte	385,8	1202,1	1973,9	352,9	1123,1	1697,9
4	Cetáceos - Boto Cinza	-	-	10928,4	-	-	3362,7
5	Pequenos Cetáceos - Golfinho-nariz-de-garrafa, Stenella spp. e golfinho-de-dentes-rugosos	561,2	1490,6	2878,7	565,5	1519,3	1839,1
6	Cetáceos - Toninha	-	-	4440,8	-	4689,6	1452,0
7	Aves Costeiras	-	-	4919,8	-	-	2692,0
8	Aves Oceânicas	384,2	1144,1	2016,8	352,6	1041,6	1998,9
9	Peixes	385,8	1202,3	2342,3	352,9	1123,3	1989,5
10	Praias arenosas	-	-	8011,4	-	-	4021,0
11	Planícies de maré, baixios lodosos e terraços de baixa mar	-	-	15872,3	-	-	5950,5
12	Costões rochosos	-	-	4919,8	-	-	2685,0
13	Manguezais	-	-	13727,1	-	-	4347,8
14	Marismas	-	-	14723,7	-	-	4316,9

Estes resultados mostram que o tempo de recorrência destes acidentes sobre os CVAs varia desde 352,6 anos (Aves marinhas oceânicas – 2º Semestre – vazamentos de 8 m³) até 15.872,3 anos (Planícies de maré, baixios lodosos e terraços de baixa mar – 1º semestre – vazamentos de VPC).

II.10.6 – Relação tempo de recuperação/tempo de ocorrência

II.10.6.1 – Procedimentos Metodológicos

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 (apresentado no **item II.10.5**), e o tempo de recuperação do componente ambiental ameaçado (apresentado no **item II.10.4**).

Assim, a avaliação da tolerabilidade dos riscos é feita através do Índice de Significância (IS). Este índice, expresso em valores percentuais, é a razão entre o tempo de recorrência do dano ambiental e o tempo de recuperação do componente ambiental vulnerável a um potencial derramamento de óleo. O cálculo é feito a partir da equação (2):

$$IS = (T_{rca} / T_{rr}) * 100 \quad (2)$$

Onde:

IS: Índice de Significância (%);

T_{rca}: Tempo de recuperação do CVA vulnerável;

T_{rr}: Tempo de recorrência do risco ambiental (T_{rr} = 1/ RACVA);

RACVA: Risco Ambiental do CVA vulnerável.

Essa abordagem parte do seguinte princípio fundamental definido pela Norsok (1998, Anexo C, p.82):

A recuperação que se segue após um dano ambiental para os recursos mais vulneráveis deve ser insignificante em relação ao período esperado entre as ocorrências destes danos.

Assim, definiu-se o nível de “insignificância” máximo de 10% para cada CVA (NORSOK Standard, 1998, Anexo C). Ao adotar esse nível de insignificância, considera-se significativa, por exemplo, a ocorrência a cada cinco anos de um dano menor, se o tempo de recuperação médio do CVA vulnerável for de 0,5 ano. Um dano grave, com tempo de recuperação do CVA de 20 anos, por exemplo, pode ser tolerado desde que ocorra uma vez a cada 200 anos (**Tabela II.10.6.1-1**).

Tabela II.10.6.1-1 – Limites de frequências aceitáveis para as categorias de consequências, segundo uma taxa de recuperação média considerando um índice de insignificância de 10%.

Categoria de Consequência	Taxa de Recuperação	Média do Tempo de Recuperação	Limite de Frequência Aceitável
Menor	1 mês – 1 ano	0,5 ano	< 1 evento por 5 anos
Moderada	1 – 3 anos	2 anos	< 1 evento por 20 anos
Considerável	3 – 10 anos	5 anos	< 1 evento por 50 anos
Grave	> 10 anos	20 anos	< 1 evento por 200 anos

Fonte: NORSOK (1998).

A partir do limite estabelecido como nível de insignificância, foram estabelecidas classes de significância em função de faixas de valores percentuais de IS, conforme pode ser observado na **Tabela II.10.6.1-2**.

Tabela II.10.6.1-2 – Classificação de significância dos Riscos Ambientais em função do IS.

Classificação	Faixa do IS
Insignificante	IS < 10%
Moderado	10% < IS < 20%
Significante	IS > 20%

Esse critério de classificação define duas “retas-guia”, a partir dos dois valores de IS (10 e 20%), tendo como base a NORSOK (1998). Assim, formam-se três regiões distintas, apresentadas na **Figura II.10.6.1-1** e descritas a seguir:

- Região Insignificante (IS ≤ 10%): onde todos os eventos localizados nesta região possuem um IS considerado insignificante não necessitando de medidas preventivas e/ou mitigadoras para a sua redução;

- Região Significante (IT > 20%): onde todos os eventos localizados nesta região possuem um IS considerado significativo, logo, necessitando a implantação de medidas preventivas e/ou mitigadoras para a sua redução;
- Região ALARP (*As Low As Reasonably Practicable* - $10\% < IT < 20\%$): localizada entre as duas retas-guia. Para os eventos localizados nesta região deverão ser propostas medidas preventivas/mitigadoras, e estas medidas deverão ser avaliadas do ponto de vista de “custo versus benefício” e o risco reduzido tanto quanto praticável.

Critério de significância do Risco Ambiental

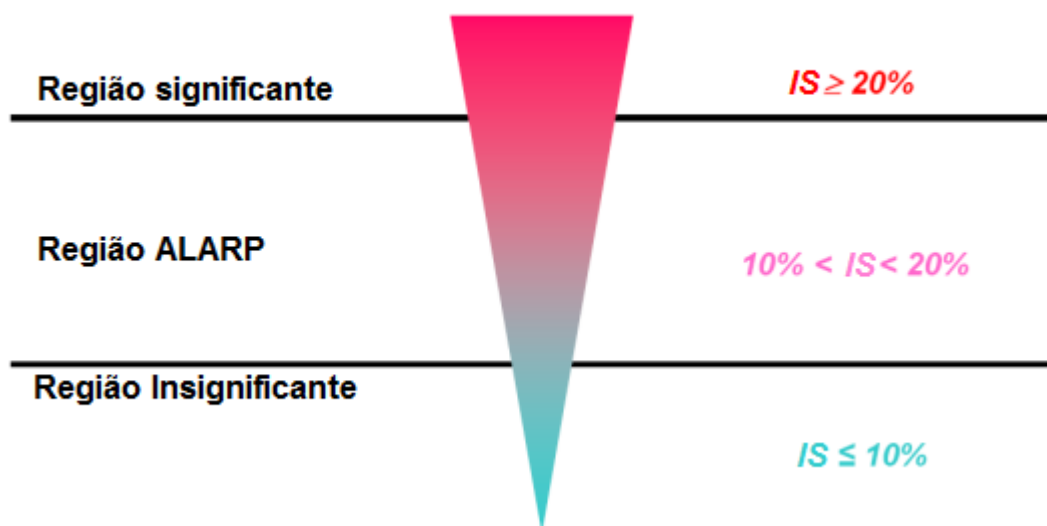


Figura II.10.6.1-1 – Exemplo ilustrativo do Critério de Significância.

Fonte: adaptado de NORSOK (1998).

II.10.6.2 – Aplicação do método e resultados obtidos

Aplicando os resultados de tempo de recorrência apresentados na **Tabela II.10.5.3-15** e os tempos de recuperação de cada um dos CVAs (**Quadro II.10.5.1-1**) na equação (2), foram obtidos os valores exibidos na **Tabela II.10.6.2-1** –, que mostra o IS para as operações dos Pilotos e DPs do Projeto Etapa 3.

Os valores máximos obtidos para o IS de 5,67% ocorreram para vazamentos de 8 m³, no 2º semestre, para os CVAs:

- Quelônios

-
- Grandes Cetáceos - Cachalote, Balaenoptera spp., Baleia de Bryde, Orca e Jubarte

Tabela II.10.6.2-1 – Índice de significância (%) para os CVAs, com relação a vazamentos na etapa de operação dos DPs/Pilotos do Projeto Etapa 3.

CVA	Tempo de recuperação (anos)	1° Semestre			2° Semestre			
		8 m³	200 m³	VPC	8 m³	200 m³	VPC	
1	Quelônios	20	5,18	1,66	0,85	5,67	1,78	1,01
2	Cetáceos - Baleia Franca	20	-	-	-	-	-	0,56
3	Grandes Cetáceos - Cachalote, Balaenoptera spp., Baleia de Bryde, Orca e Jubarte	20	5,18	1,66	1,01	5,67	1,78	1,18
4	Cetáceos - Boto Cinza	10	-	-	0,09	-	-	0,30
5	Pequenos Cetáceos - Golfinho-nariz-de-garrafa, Stenella spp. e golfinho-de-dentes-rugosos	10	1,78	0,67	0,35	1,77	0,66	0,54
6	Cetáceos - Toninha	15	-	-	0,34	-	0,32	1,03
7	Aves Costeiras	10	-	-	0,20	-	-	0,37
8	Aves Oceânicas	12	3,12	1,05	0,59	3,40	1,15	0,60
9	Peixes	3	0,78	0,25	0,13	0,85	0,27	0,15
10	Praias arenosas	3	-	-	0,04	-	-	0,07
11	Planícies de maré, baixios lodosos e terraços de baixa mar	10	-	-	0,06	-	-	0,17
12	Costões rochosos	5	-	-	0,10	-	-	0,19
13	Manguezais	25	-	-	0,18	-	-	0,58
14	Marismas	12	-	-	0,08	-	-	0,28

II.10.6.3 – Análise dos Resultados e Conclusões

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, de 10%. Da **Figura II.10.6.3-1** à **Figura II.10.6.3-3** são apresentados de forma gráfica os ISs obtidos para a fase de operação dos Pilotos e DPs.

Para os CVAs que correspondem aos Grandes Cetáceos - **Figura II.10.6.3-1**, os valores de IS obtidos para o segundo semestre são superiores aos do primeiro, e nos casos de vazamentos de até 8 m³ os valores são superiores em relação às demais faixas de volume. Destaca-se novamente que todos os valores obtidos estão abaixo do limite de insignificância (10%). O mesmo foi calculado para o CVA Baleia Franca, entretanto para este CVA os valores são inferiores aos obtidos para o CVA Grandes Cetáceos.

Para os CVAs Pequenos Cetáceos, Boto cinza e Toninhas - **Figura II.10.6.3-1**, o maior valor de IS obtido foi para o CVA Pequenos Cetáceos em vazamentos de 8 m³ no primeiro semestre, com 1,78% de IS, que corresponde a aproximadamente 20% do valor limite de insignificância.

Já para os CVAs quelônios, aves marinhas costeira, aves marinhas oceânicas e peixes - **Figura II.10.6.3-2**, os CVAs quelônios e aves marinhas oceânicas tiveram os maiores valores de IS. Novamente os vazamentos de 8 m³ são os que apresentaram maiores valores (5,67% para o CVA quelônios e 3,40% para o CVA aves marinhas oceânicas). Novamente estes valores são inferiores ao limite de insignificância, de 10%.

Por fim, dentre os CVAs de ecossistemas costeiros - **Figura II.10.6.3-3**, só foram obtidos IS para vazamentos de VPC, e todos os valores inferiores a 1%. O maior valor foi registrado para o CVA manguezais, com 0,58% no segundo semestre.

Cetáceos

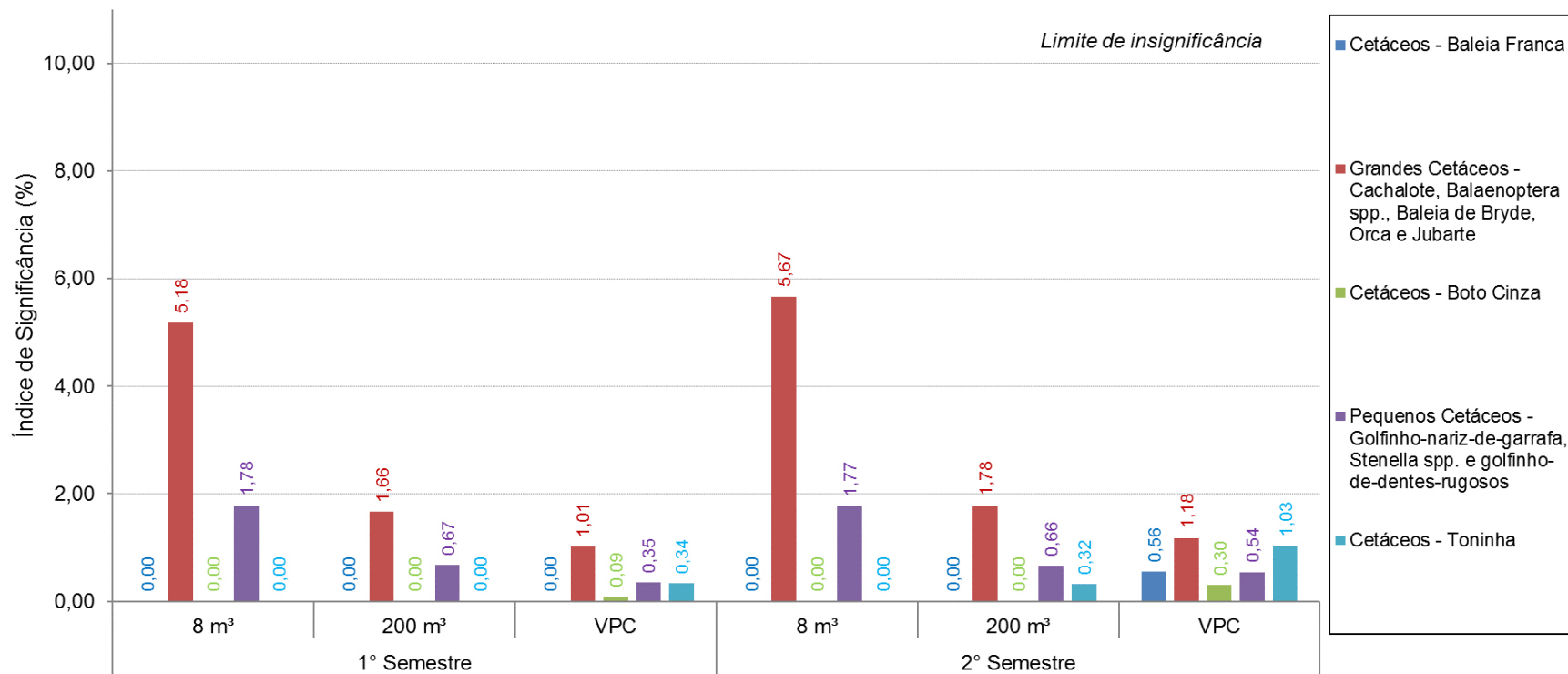


Figura II.10.6.3-1 – Índice de significância para os CVAs de cetáceos com relação a vazamentos na fase de operação dos DPs/Pilotos do Projeto Etapa 3.

Aves, Peixes e Quelônios

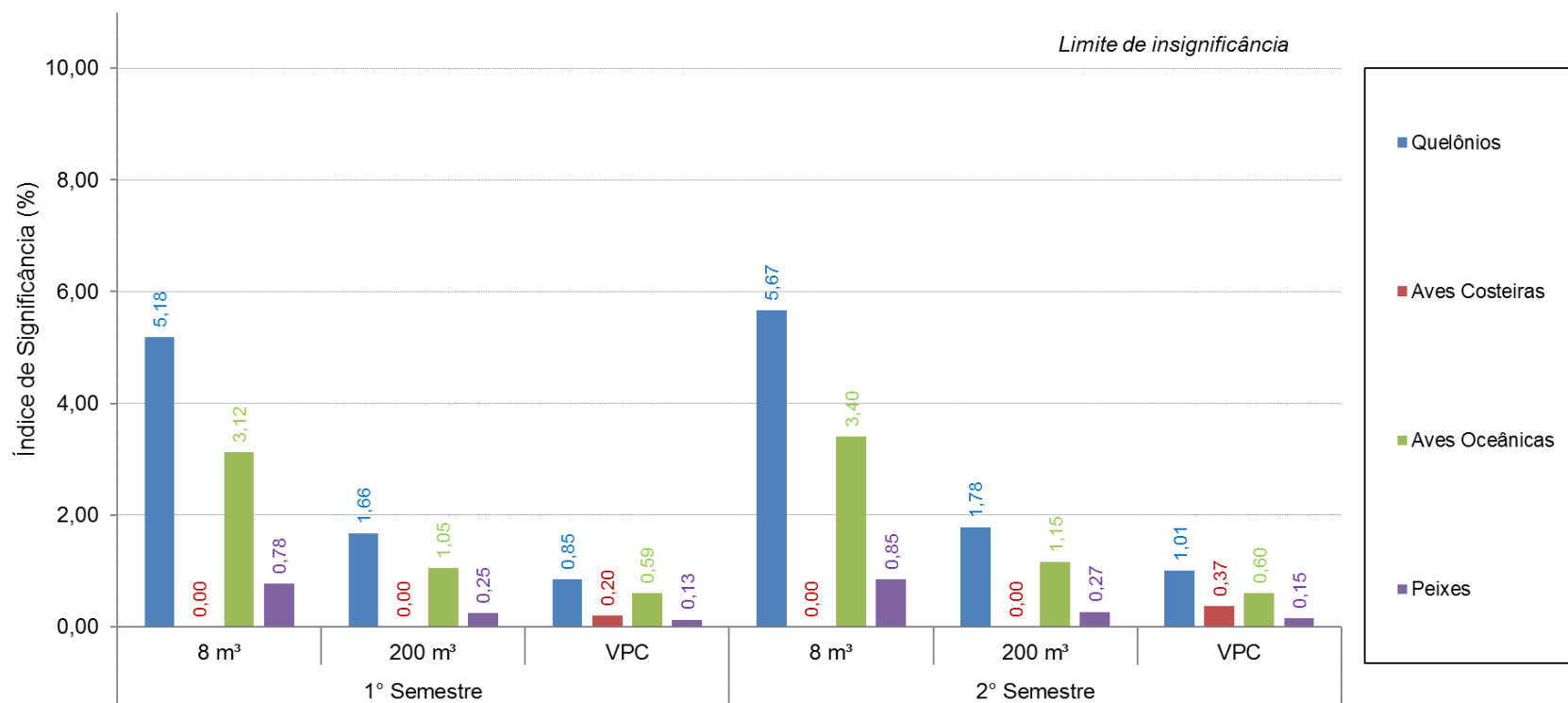


Figura II.10.6.3-2 – Índice de significância para os CVAs quelônios, aves marinhas, aves costeiras e peixes com relação a vazamentos na fase de operação dos DPs/Pilotos do Projeto Etapa 3.

Ecosistemas Costeiros

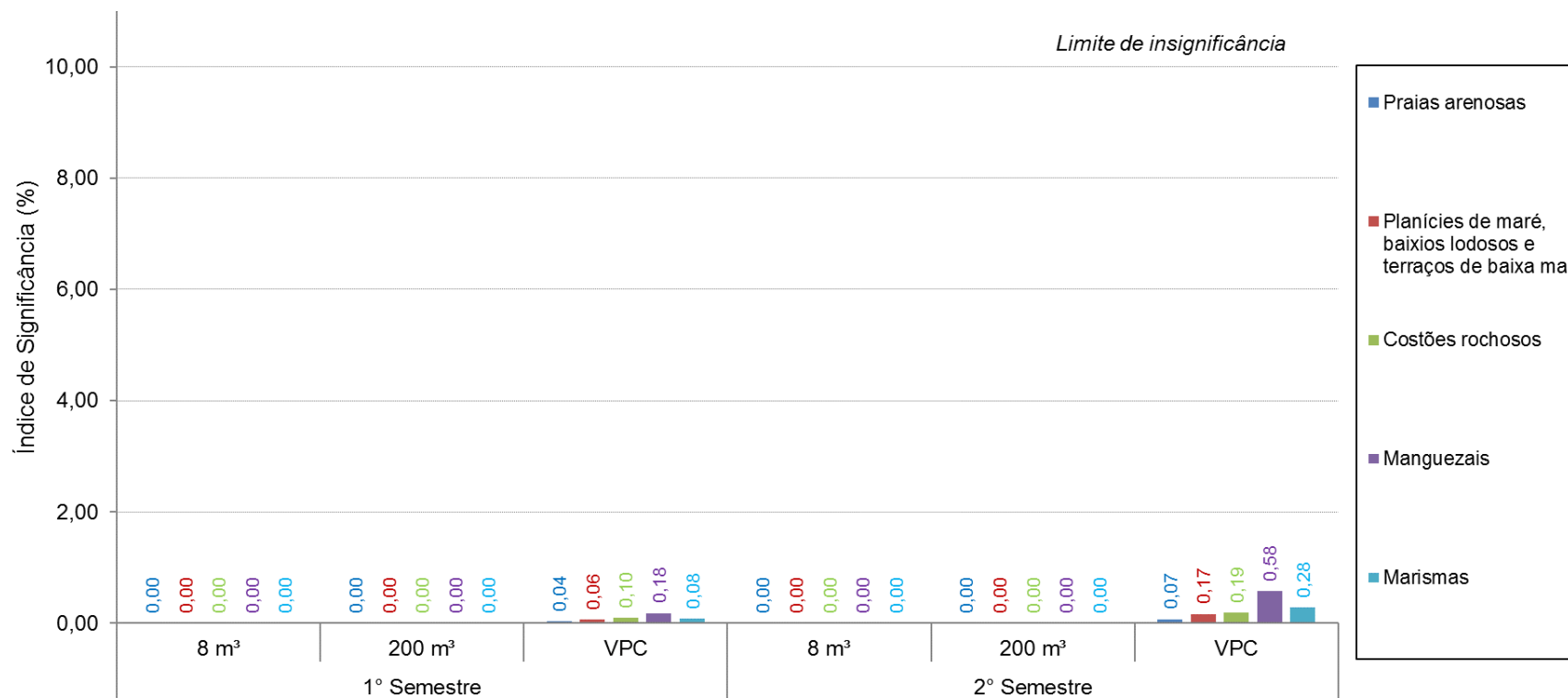


Figura II.10.6.3-3 – Índice de significância para os CVAs de ecossistemas costeiros com relação a vazamentos na fase de operação dos DPs/Pilotos do Projeto Etapa 3.

II.10.7 – Revisão do estudo de análise de riscos

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 não necessitando de medidas preventivas e/ou mitigadoras para a sua redução.

Mesmo não necessitando ações mitigadoras, é importante ressaltar que os maiores valores de IS obtidos estão relacionados às CVAs de Grandes Cetáceos, Quelônios e Aves Marinhas oceânicas, que estão difusos ao longo de áreas que incluem os locais de instalações dos FPSOs do Projeto Etapa 3. Em outras Seções deste EIA, como na Análise Integrada (**item II.5.4**), Identificação e Avaliação de Impactos Ambientais (**Seção II.6**), Prognóstico Ambiental (**Seção II.9**) e Análise de Vulnerabilidade (**Anexo II.10.4.2.1-1**), estes grupos animais foram destacados como tendo sensibilidade e vulnerabilidade significativas e necessitam ter atenção especial no caso de acidentes.

Cabe destacar 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 no presente estudo. 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.

II.10.8 – Plano de Gerenciamento de Riscos

II.10.8.1 – Introdução

O termo Gerenciamento de Riscos é utilizado para caracterizar o processo de identificação, avaliação e controle de riscos. O Plano de Gerenciamento de Riscos (PGR) contempla um conjunto de ações, técnicas e administrativas, 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.

Considerando que o risco é uma função da frequência de ocorrência dos possíveis acidentes e dos danos (consequências) gerados por esses eventos indesejados, a redução dos riscos numa instalação ou atividade perigosa pode ser conseguida por meio da implementação de medidas que visem a reduzir tanto as frequências de ocorrência dos acidentes (ações preventivas), quanto as suas respectivas consequências (ações mitigadoras).

Desta maneira, na sequência são apresentadas as diretrizes para o gerenciamento dos riscos do Projeto Etapa 3.

II.10.8.2 – Estrutura do documento

A estrutura deste Plano de Gerenciamento de Riscos (PGR) contempla os seguintes itens:

- Riscos que estão sendo gerenciados
- Procedimentos e ações necessárias para o correto gerenciamento
- Definição de atribuições
- Plano de inspeções periódicas
- Programas de manutenção (preventiva e corretiva)
- Plano para capacitação técnica dos funcionários/treinamentos
- Processo de contratação de terceiros
- Registro e investigação de acidentes
- Gerenciamento de mudanças
- Sistema de permissão para trabalho
- Comunicação de Riscos

II.10.8.3 – Diretrizes Corporativas de SMS

A governança de Gestão Corporativa de SMS na PETROBRAS é praticada através do Sistema de Gestão de Segurança, Meio Ambiente, Eficiência Energética e Saúde (SMES) da PETROBRAS a nível estratégico, tático, técnico e operacional, conforme o padrão denominado Sistema de Gestão de Segurança, Meio Ambiente, Eficiência Energética e Saúde, desdobrando-se na prática das 15 Diretrizes Corporativas:

- Diretriz 1 - Liderança e Responsabilidade
- Diretriz 2 - Conformidade legal
- Diretriz 3 - Avaliação e Gestão de Riscos
- Diretriz 4 - Novos Empreendimentos
- Diretriz 5 - Operação e Manutenção
- Diretriz 6 - Gestão de Mudanças
- Diretriz 7- Aquisição de Bens e Serviços
- Diretriz 8 - Capacitação, Educação e Conscientização
- Diretriz 9 - Gestão de Informação
- Diretriz 10 - Comunicação
- Diretriz 11 - Contingência
- Diretriz 12 - Relacionamento com a Comunidade
- Diretriz 13 - Análise de Acidentes e Incidentes
- Diretriz 14 - Gestão de Produtos
- Diretriz 15 - Processo de Melhoria Contínua

II.10.8.4 – Política de Gestão da UO-BS

A UO-BS contribui para a missão da PETROBRAS atuando de forma segura e rentável, com responsabilidade social e ambiental, nas atividades de exploração e produção de óleo e gás nas áreas sob sua gestão, fornecendo produtos adequados às necessidades dos seus clientes e contribuindo para o desenvolvimento das regiões onde atua. Declara-se comprometida com a melhoria contínua do seu Sistema de Gestão, visando a excelência do seu

desempenho, através dos compromissos com as partes interessadas: Acionistas, Parceiros, Clientes, Força de Trabalho, Sociedade e Fornecedores.

II.10.8.5 – Matriz de Correlação do PGR com o Sistema de Gestão de SMS

Plano de Gerenciamento de Riscos-PGR	Diretrizes Corporativas de SMS
Riscos que estão sendo gerenciados	Diretriz 3 – Avaliação e Gestão de Riscos
Procedimentos e ações necessárias para o correto gerenciamento	Diretriz 5 – Operação e Manutenção
Definição de atribuições	Diretriz 1 – Liderança e Responsabilidade
Plano de inspeções periódicas	Diretriz 5 – Operação e Manutenção
Programas de manutenção (preventiva e corretiva)	Diretriz 5 – Operação e Manutenção
Plano para capacitação técnica dos funcionários/treinamentos	Diretriz 8 – Capacitação, Educação e Conscientização.
Processo de contratação de terceiros	Diretriz 7 – Aquisição de Bens e Serviços
Registro e investigação de acidentes	Diretriz 13 – Análise de Acidentes e Incidentes
Gerenciamento de mudanças	Diretriz 6 – Gestão de Mudanças
Sistema de permissão para trabalho	Diretriz 3 – Avaliação e Gestão de Riscos
Comunicação de Riscos	Diretriz 3 – Avaliação e Gestão de Riscos Diretriz 10 – Comunicação Diretriz 12 – Relacionamento com a Comunidade
Cronograma para implantação/acompanhamento das ações propostas	Diretriz 9 – Gestão de Informação

II.10.8.6 – Riscos que estão sendo gerenciados

A análise de riscos tem por objetivo identificar os eventos perigosos possíveis de ocorrer nos diferentes sistemas da instalação que oferecem algum tipo de riscos às pessoas, ao patrimônio, ao meio ambiente ou à imagem e fornecer subsídios para a implementação de medidas mitigadoras para controle e redução dos riscos.

O padrão de gestão **Diretriz 3 – Avaliação e Gestão de Riscos** especifica as condições necessárias para o cumprimento da Diretriz Corporativa de Segurança, Meio Ambiente e Saúde (SMS) - Avaliação e Gestão de Riscos da PETROBRAS.

Foi realizado estudo de identificação de riscos através da aplicação de Análise Preliminar de Riscos (APR), visando identificar cenários acidentais passíveis de evoluir para situações com liberação de óleo ou outros produtos químicos que alterem a qualidade da água do mar, foram utilizados os critérios

definidos na Norma Técnica PETROBRAS (N-2782 – Técnicas Aplicáveis à Análise de Riscos Industriais).

Na fase de operação, os riscos serão gerenciados conforme estabelecido no padrão corporativo de processo Avaliação e Gestão de Riscos Operacionais Relacionados à SMS e o padrão Gestão de Riscos da Unidade de Operações de Exploração e Produção da Bacia de Santos – UO-BS.

O registro e o armazenamento dos Estudos de Análise de Riscos da fase de projeto são realizados em aplicativos informatizados como o Sistema Integrado de Gerenciamento de Empreendimentos – SIGEM 4. Os estudos da fase de operação são arquivados nos aplicativos informatizados Sistema de Estudos de Riscos de Processo – SERP, Sistema de Informação e Documentação Técnica do E&P – SINDOTEC e Sistema de Cadastro de Dados Ambientais – CADAM.

As recomendações geradas nos Estudos de Análise de Riscos da fase de projeto são registradas e acompanhadas através do aplicativo informatizado Sistema Integrado de Gerenciamento de Empreendimentos – SIGEM 4 e da fase de operação são registradas e acompanhadas no Sistema Controle de Plano de Ação – CPA.

II.10.8.7 – Procedimentos e ações necessárias para o correto gerenciamento

O padrão de gestão de SMS / Diretriz 5 - Operação e Manutenção orienta e estabelece os requisitos para a elaboração de procedimentos operacionais.

A PETROBRAS possui uma sistemática para orientar a estrutura e elaboração do conteúdo dos procedimentos operacionais através de Sistema de Padronização Eletrônica da PETROBRAS (SINPEP).

O sistema de documentação dos procedimentos operacionais prevê a elaboração de padrões escritos que ficará disponível para acesso a toda força de trabalho no SINPEP da UO-BS.

Está disponível no SINPEP o Manual de Segurança das Instalações do E&P, sendo acessível a toda força de trabalho. Este manual estabelece os requisitos mínimos e as condutas de segurança para prevenir a ocorrência de

acidentes e incidentes nas instalações industriais do E&P, de modo a preservar a saúde e a segurança dos trabalhadores, o meio ambiente, a integridade de instalações e equipamentos e a continuidade operacional.

II.10.8.8 – Definição de atribuições

O coordenador deverá garantir a capacitação e a disponibilidade para que todos os recursos necessários estejam disponíveis para o perfeito funcionamento do PGR.

A estrutura organizacional e o quadro de atribuição de funções e responsabilidades são apresentados como exemplo abaixo:

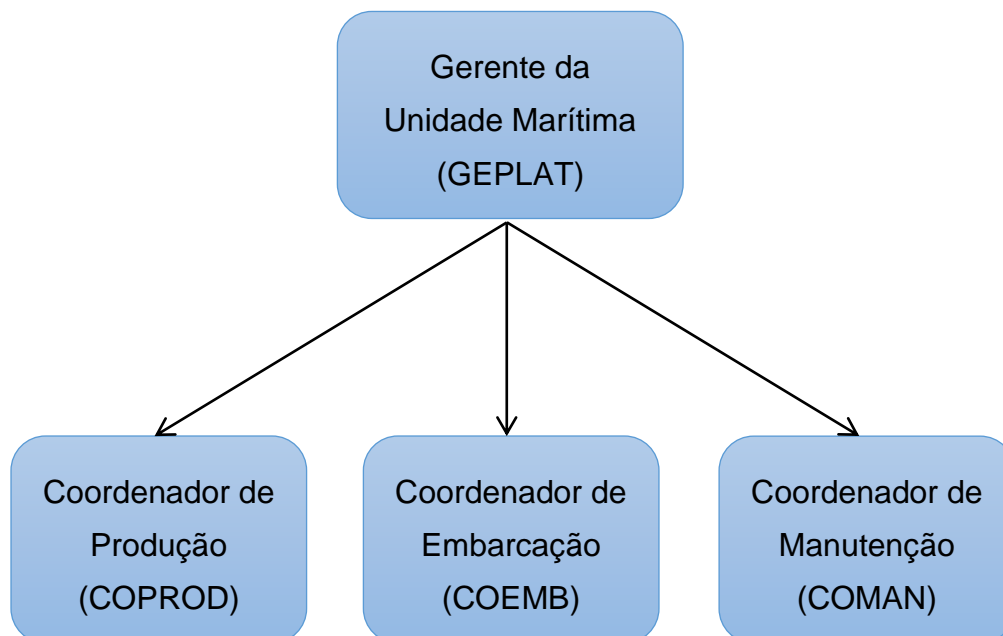


Figura II.10.8.8-1 – Estrutura organizacional padrão de unidades próprias.

Quadro II.10.8.8-1 – Atribuição de funções e responsabilidades das equipes.

FUNÇÕES E RESPONSABILIDADES		
FUNÇÃO	COMPOSIÇÃO	ATRIBUIÇÕES
GEPLAT	Gerente da Unidade Marítima: Um por embarque	- Gerenciamento de equipes de coordenadores e suas respectivas atividades.
COPROD	Coordenador de Produção: Um por embarque	- Operar sistemas de produção; - Efetuar manutenção de 1º escalão.
COEMB	Coordenador de Embarcação: Um por embarque	- Operar sistemas de estabilidade/lastro, carregamento/descarregamento, náutica e facilidades; - Efetuar manutenção de 1º escalão; - Garantir segurança/salvagem da embarcação; - Controlar documentação legal; - Movimentação de cargas.
COMAN	Coordenador de Manutenção: Um por embarque	- Executar manutenção de 2º escalão da Unidade Marítima; - Planejamento e controle da manutenção; - Controle de material.

Quadro II.10.8.8-2 – Atribuição de funções e responsabilidades das equipes.

FUNÇÕES E RESPONSABILIDADES		
FUNÇÃO	COMPOSIÇÃO	ATRIBUIÇÕES
Operação	Equipe composta de Operador I, Operador II e Técnico de Operação.	- Operar as instalações e equipamentos dentro dos padrões técnicos estabelecidos e das normas operacionais em terra e no mar; - Instalar equipamentos, dispositivos e sistemas em geral, testar e verificar suas condições; - Preencher boletins e formulários e elaborar relatórios e gráficos, bem como atualizar bancos de dados; - Analisar e elaborar boletins, relatórios e gráficos identificando e corrigindo as irregularidades; - Participar de análises de ocorrências anormais, propondo ações corretivas; - Analisar e aprovar manuais e relatórios técnicos; - Participar na elaboração de especificações de equipamentos e materiais; - Dar parecer técnico e analisar sugestões para otimização das operações; - Analisar de forma global os resultados operacionais.
Manutenção	Equipe composta de Mecânico Especializado, Eletricista Especializado, Técnico de Instrumentação e Técnico de Manutenção I e II.	- Executar tarefas de manutenção mecânica preventiva, preditiva e corretiva de modo permanente, empregando métodos e ferramental adequados. - Executar tarefas de instrumentação, de modo permanente, empregando métodos e ferramental adequados. - Detalhar, programar, executar e orientar tecnicamente tarefas de manutenção, de modo permanente, empregando métodos e ferramental adequados. - Elaborar estudos e análises técnicas. - Exercer a fiscalização técnica, administrativa e gerência dos contratos de serviços. - Assessorar, planejar, programar, detalhar e executar tarefas de manutenção. - Elaborar especificações, instruções, procedimentos e relatórios técnicos. - Acompanhar e analisar indicadores de manutenção, propondo ajustes. - Exercer a gerência e a fiscalização técnica e administrativa de contratos de serviços de manutenção. - Assessorar na elaboração de projetos de melhorias de equipamentos e instalações.

Quadro II.10.8.8-3 – Atribuição de funções e responsabilidades das equipes.

FUNÇÕES E RESPONSABILIDADES		
FUNÇÃO	COMPOSIÇÃO	ATRIBUIÇÕES
Inspeção de Equipamentos	Equipe composta de Técnicos de Inspeção de Equipamentos e Instalações I e II.	<ul style="list-style-type: none"> - Avaliar o comportamento de materiais quanto à corrosão, deterioração e avarias e suas prevenções. - Interpretar resultados, elaborar relatórios técnicos e alimentar banco de dados. - Manter atualizados os registros de inspeção de equipamentos. - Planejar, coordenar e orientar tecnicamente, fiscalizar, executar e testemunhar inspeções de equipamentos, aferições e calibrações de instrumentos de inspeção, ensaios destrutivos e não-destrutivos, ensaios metalográficos, testes de pressão, controle dimensional, testes de desempenho, determinação de taxa de corrosão e tratamento térmico, utilizando métodos, instrumentos e equipamentos adequados. - Criar e manter atualizados os registros de inspeção de equipamentos. - Programar, ministrar e avaliar treinamento teórico e prático; - Proceder de acordo com os padrões técnicos estabelecidos e as normas operacionais.
Segurança Industrial	Equipe composta de Técnico de Segurança I, II e III.	<ul style="list-style-type: none"> - Realizar estudos, avaliações e inspeções das condições de trabalho, quanto aos aspectos de higiene industrial, segurança industrial e meio ambiente, em áreas, equipamentos, instalações e embarcações; - Indicar e orientar a implementação de medidas preventivas de segurança industrial e proteção ao meio ambiente; - Atuar e coordenar equipes no controle de emergências e no combate à poluição; - Inspeccionar e executar serviços de manutenção em equipamentos e instrumentos de segurança industrial e de proteção ao meio ambiente; - Proceder de acordo com os padrões técnicos e normas operacionais; - Programar, orientar tecnicamente e realizar estudos, avaliações e inspeções das condições de trabalho, quanto aos aspectos de higiene industrial, segurança industrial e meio ambiente, em áreas, equipamentos, instalações e embarcações; - Indicar e orientar a implementação de medidas preventivas de segurança industrial e proteção ao meio ambiente; - Programar e ministrar treinamento teórico e prático de segurança industrial, salvatagem e meio ambiente; - Investigar e analisar acidentes e ocorrências anormais; - Identificar necessidades, planejar, executar e avaliar programas de treinamento de segurança industrial, salvatagem e meio ambiente; - Participar de programas de auditorias de segurança industrial e de meio ambiente; - Elaborar planos de contingência e coordenar atividades de controle de emergências e de combate à poluição; - Assessorar técnica e administrativamente a gerência.
Enfermagem	Um Técnico de Enfermagem por embarque	<ul style="list-style-type: none"> - Participar de elaboração de parecer e recomendações técnicas. - Proceder de acordo com os padrões técnicos e normas operacionais.

II.10.8.9 – Plano de inspeções periódicas

De forma a garantir a vida útil das instalações, serão realizadas inspeções dos equipamentos de processamento nas plataformas, sistemas de ancoragem, linhas e dutos submarinos e equipamentos de cabeça de poço.

O padrão Planejamento da Inspeção de Equipamentos no E&P estabelece os requisitos mínimos e orientações para as atividades profissionais responsáveis pela inspeção de equipamentos no E&P.

A inspeção é realizada seguindo um plano temporal definido conforme a lei (Normas Regulamentadoras), normas internacionais e nacionais, padrões PETROBRAS ou conforme decisão do Profissional Habilitado, visando averiguar a integridade do equipamento e evidenciar processos de deterioração.

Todos os equipamentos de processo e de utilidades são cadastrados em sistema informatizado de gerenciamento de inspeção.

O conjunto de equipamentos e seus planos individuais formam o Plano de Inspeção da Unidade Estacionária de Produção.

A programação anual de inspeção é feita baseada nas inspeções previstas no Plano, e atualizada em função das inspeções realizadas e do histórico de cada equipamento, que também consta neste cadastro.

II.10.8.10 – Programas de manutenção (preventiva e corretiva)

Faz parte da filosofia de manutenção da PETROBRAS garantir disponibilidade, confiabilidade, eficiência operacional e eficiência energética dos equipamentos e instalações, contribuindo assim para o atendimento das metas de produção, segurança, meio ambiente, saúde e custo, buscando os melhores resultados nas visões de curto, médio e longo prazo.

De modo a estabelecer as melhores práticas disponíveis a serem aplicadas, inclui-se àquela filosofia a busca da evolução técnica na área de engenharia de manutenção de equipamentos mecânicos, elétricos e eletrônicos.

Com base nas instruções de operação e manutenção dos manuais dos fabricantes dos equipamentos e experiência operacional da PETROBRAS, são elaboradas as listas por Nota de Manutenção (**NM**) e definidas as demandas de sobressalentes e níveis mínimos de estoque dos sobressalentes e insumos.

Esses dados são cadastrados em um sistema informatizado específico de programação e controle de manutenção (**SAP/R3**), que emite as relações de serviços a serem executados e controla a sua execução, registra histórico dos eventos ocorridos com os equipamentos, programa a aquisição de sobressalente e controla o estoque destes.

Um Plano de Engenharia de Manutenção é elaborado de forma a identificar o tipo de manutenção aplicada a cada equipamento sendo que o seu controle e execução são feitos através de indicadores de desempenho do processo de manutenção.

Todos os equipamentos relacionados com segurança industrial, saúde ocupacional e prevenção e controle de poluição são caracterizados como críticos para a priorização das ações de manutenção. Em função da importância do equipamento no processo e do seu custo de aquisição, são adotados os seguintes tipos de manutenção:

- **Corretiva**: efetuada após a ocorrência de falha para recolocar uma instalação, sistema ou equipamento em condições de executar suas funções requeridas;
- **Detectiva**: intervenções de operação realizadas visando antecipar possíveis;
- **Preventiva Periódica** ou **Sistemática**: intervenções realizadas em intervalos de tempo pré-determinados e constantes, visando corrigir defeitos antes da ocorrência da falha;
- **Preditiva**: intervenções de manutenção preventiva que ocorrem baseadas na análise dos parâmetros de operação, os quais predizem o melhor momento para intervir no equipamento ou sistema.

Deverão ser realizadas verificações nos serviços executados por empresas contratadas, cuja qualificação e certificação de pessoal deve ser baseada no Programa Nacional de Qualificação e Certificação (PNQC), quando aplicável, ou outra qualificadora e certificadora pertinente ao tipo de mão-de-obra.

A Diretriz 5 – Operação e Manutenção em seus procedimentos e padrões especifica critérios e define os intervalos de inspeção com pig instrumentado para gasodutos. Também são definidos critérios de avaliação da corrosão de modo a garantir a integridade do gasoduto

Na fase de pré-operação e comissionamento, será elaborado o Manual de Operação, conforme preconizado na Norma PETROBRAS N- 2246 (Operação de Gasoduto Terrestre e Submarino), a qual estabelece as Diretrizes e responsabilidades para a coordenação, controle e supervisão, a serem seguidas na operação de gasodutos de transporte e transferência, terrestres e submarinos, visando a segurança operacional, a qualidade dos produtos e a preservação do meio ambiente

II.10.8.11 – Plano para capacitação técnica dos funcionários / treinamentos

O treinamento dos técnicos e operadores é um dos principais itens do PGR, uma vez que tem por finalidade garantir que os colaboradores estejam capacitados para desempenhar suas funções e estejam permanentemente atualizados para o desenvolvimento de suas atividades.

O Padrão Diretriz 8 – Capacitação, Educação e Conscientização, tem por objetivo estabelecer as condições para a promoção continuada da capacitação, educação e conscientização da força de trabalho em SMS, no sentido de reforçar o seu comprometimento com a melhoria contínua do desempenho da PETROBRAS em Segurança, Meio Ambiente e Saúde. Os principais requisitos do padrão acima citado são eles:

- Comprometimento explícito da gerência com a política e valores de SMS, de modo a sensibilizar a força de trabalho para seu cumprimento.
- Levantamento de necessidades e implementação, em todos os níveis, de programas de capacitação, educação e conscientização em SMS.
- Implementação de programas que estimulem a adoção de comportamentos seguros, saudáveis e de respeito ao meio ambiente, dentro e fora da empresa.

- Avaliação periódica da capacitação da força de trabalho com relação às exigências de SMS.
- Implementação de mecanismos que promovam a melhoria constante da capacitação da força de trabalho.

O padrão de Treinamento e Desenvolvimento para Empregados Próprios, prevê algumas etapas no processo de capacitação, são elas:

- **Diagnóstico:** Etapa em que o gerente e o empregado identificam as necessidades de Treinamento e Desenvolvimento;
- **Planejamento:** Etapa em que o Recursos Humanos (RH) assessora as gerências na Identificação de Necessidades, consolida e registra em sistema próprio, conforme recursos disponíveis;
- **Execução:** Etapa em que o Recursos Humanos prepara os eventos de Treinamento e Desenvolvimento, acompanha a sua realização, aplica as avaliações e efetua registros.

Esse ciclo ocorre de forma contínua visando uma melhoria contínua no processo de Treinamento e Desenvolvimento para Empregados Próprios.

Os empregados e subcontratados serão submetidos a um plano de treinamento que inclui treinamentos obrigatórios nas áreas de SMS e Operacionais, por exemplo, Curso Avançado de Combate a Incêndio e CBSP (Curso Básico de Segurança em Plataforma).

A qualificação do profissional PETROBRAS está prevista nos requisitos obrigatórios para admissão durante o processo de aprovação no concurso público e a qualificação dos profissionais contratados está previsto no processo de contratação.

II.10.8.12 – Processo de contratação de terceiros

O processo de contratação de terceiros é regido pelo Padrão da Diretriz 7- Aquisição de bens e serviço, que define diretrizes e requisitos mínimos de SMS para a contratação de terceiros.

O padrão de Exigências de SMS nos Processos de Contratação de Serviços estabelece as exigências de SMS para cada etapa dos processos de contratação de serviços. Em função do escopo, categoria, tipos e riscos dos serviços, é feita uma qualificação e classificação, definindo os requisitos

mínimos de SMS aplicáveis à contratação, de modo a prevenir a ocorrência de perdas e danos.

Antes do início dos serviços, a contratada apresenta a relação nominal dos empregados que prestarão serviço nas dependências da PETROBRAS, mediante a apresentação dos certificados de realização dos treinamentos obrigatórios previstos especificamente para sua função e atividades a serem desempenhadas.

Em particular para os treinamentos de combate a incêndio e salvatagem, existe um sistema informatizado que, entre outros itens, controla o atendimento e o período de validade desses treinamentos, impedindo o serviço daqueles que não satisfaçam as exigências estabelecidas.

Existe um programa de auditorias onde periodicamente a PETROBRAS verifica as conformidades exigentes nos processos de contratação de serviços. Em caso de não conformidades, a empresa contratada elabora um plano de ação para adequação.

II.10.8.13 – Registro e investigação de acidentes

O Padrão da Diretriz 13 – Análise de Acidentes e Incidentes orienta que os acidentes e incidentes decorrentes das atividades da empresa devem ser analisados, investigados e documentados, de modo a evitar sua repetição e/ou assegurar a minimização de seus efeitos.

As anomalias de SMS devem ser identificadas por tipo e classe e devem ser analisadas, tratadas e registradas nos sistemas informatizados pertinentes.

Citam-se os seguintes sistemas informatizados para registro e tratamento de anomalias:

- a) **SIGA – Sistema Integrado de Gestão de Anomalias** – É o sistema corporativo para registro, análise e tratamento de anomalias, potenciais ou reais. Nele, podem ser registrados acidentes, incidentes, desvios e não-conformidades, na abrangência de Pessoas, Meio Ambiente, Patrimônio, Processos e Contenção.
- b) **Cadinc – Cadastro de Incidentes** – Responsável pelo registro dos Incidentes ocorridos no ambiente PETROBRAS e pelo envio dessas

informações à Agência Nacional de Petróleo (ANP). O registro é feito através do preenchimento do formulário Comunicação de Incidente (CI). Além do envio para a ANP o sistema comunica outros órgãos externos, como IBAMA e Marinha sobre os incidentes ocorridos. Essa comunicação é feita via fax e/ou e-mail. Caso haja envio de informações equivocadas, o sistema permite a emissão de CI Retificador.

A gestão de anomalias de SMS deve incluir os seguintes procedimentos:

- a) Determinação do tipo da anomalia
- b) Classificação da anomalia segundo as suas consequências
- c) Comunicação interna e externa da ocorrência
- d) Atuação sobre as consequências da anomalia
- e) Investigação e análise em tempo apropriado
- f) Registro e divulgação dos resultados da investigação
- g) Quantificação das perdas decorrentes da anomalia
- h) Implementação de ações corretivas e preventivas
- i) Análise de abrangência
- j) Determinação de melhorias a serem implementadas no sistema de gestão de SMS

O processo de investigação é executado com base em metodologia estabelecida (Árvore de Causa/Falhas) e visa determinar a classificação final, as circunstâncias, as causas e as responsabilidades pela anomalia, bem como propor ações preventivas e corretivas. As informações da investigação devem ser consolidadas em relatório.

As empresas prestadoras de serviços devem investigar todos os acidentes com seus profissionais que decorram do desenvolvimento de atividades incluídas no escopo do contrato celebrado com a PETROBRAS.

Após a elaboração do relatório de investigação de acidente, as causas-raiz são divulgadas às instalações, por meio de documento denominado “Alerta de SMS”. Os alertas de SMS visam realizar a abrangência do acidente e prevenir a recorrência em outras unidades.

II.10.8.14 – Gerenciamento de mudanças

O padrão de Gerenciamento de Mudanças no E&P define como mudança qualquer alteração permanente ou temporária, na tecnologia, nas instalações ou na força de trabalho própria ou contratada, que modifique o risco ou altere a confiabilidade de um sistema.

De acordo com o padrão da Diretriz 06 Gestão de Mudança, Mudanças, temporárias ou permanentes, devem ser avaliadas visando à eliminação e/ou minimização de riscos decorrentes de sua implantação.

Um sistema informatizado chamado é utilizado para registrar, analisar e formalizar o processo de mudança.

Para que o usuário possa cadastrar uma mudança é necessário que se abra uma guia de identificação da mudança. Esta guia contempla Informações Gerais, *Check-List*, Parecer Técnico, Comentários e Correios Vinculados e Históricos. Um formulário de análise de mudança é aberto e contempla as etapas de Planejamento, Execução, Pré-Partida e Encerramento. Um comitê avalia a proposta da mudança e autoriza a continuidade do processo. São necessárias aprovações pelos gestores das áreas e a elaboração de estudos de riscos específicos para cada mudança.

II.10.8.15 – Sistema de permissão para trabalho

A PETROBRAS através do seu Manual de Segurança estabelece os requisitos mínimos e as condutas de segurança para prevenir a ocorrência de acidentes e incidentes nas instalações industriais do E&P, de modo a preservar a saúde e a segurança dos trabalhadores, o meio ambiente, a integridade de instalações e equipamentos e a continuidade operacional.

O padrão de Permissão para Trabalho apresenta os requisitos mínimos para aplicação da sistemática de PT “Permissão para Trabalho” nas áreas operacionais. De modo geral trabalhos e atividades com alto potencial de riscos devem ser considerados no processo de PT, são eles:

- Uso de fonte de radiação ionizante
- Trabalhos a quente em equipamento

- Trabalhos a quente em área classificada
- Trabalhos em espaço confinado
- Trabalhos em altura acima de 2m, com risco de queda conforme NR-35
- Trabalhos sobre o mar
- Trabalhos em locais com risco de presença de H₂S de forma não prevista em procedimento

Outros trabalhos específicos podem ser classificados como de alto potencial de risco, desde que esta condição seja previamente caracterizada por uma análise de riscos, tais como:

- Abertura de equipamento ou linha
- Trabalhos em equipamentos e sistemas pressurizados
- Trabalhos em equipamentos e sistemas energizados
- Operações de mergulho

O **Planejamento da atividade** deverá ser feita através de uma APN-1 (análise Preliminar nível 1) pelo emitente de PT. A APN-1 consiste em responder questionários com perguntas inerentes a atividade a ser feita. As respostas devem ser negativas, caso seja encontrada alguma afirmativa automaticamente o emitente passar a responder uma APN-2 (Análise Preliminar Nível 2) muita mais completa e detalhada, propondo medidas de controle e recomendações para os riscos identificados. Caso as medidas propostas não possam ser implantadas, o trabalho não deve ser realizado.

A emissão de PT é realizada por sistema informatizado. As auditorias de PT serão realizadas durante a execução dos trabalhos, em campo, com escolha aleatória, e nas PT já encerradas, de forma documental, por amostragem. Mensalmente são avaliados os indicadores de desempenho de processo.

II.10.8.16 – Comunicação de Riscos

O padrão de Comunicação de Riscos orienta a comunicação dos riscos identificados em processos operacionais, avaliações e investigação de acidentes de modo a minimizar eventos acidentais e/ou assegurar a minimização de seus efeitos.

Os treinamentos em padrões são considerados veículos de comunicação de riscos. Os riscos tecnológicos são divulgados através de treinamentos da força de trabalho, bem como são realizados DDSMA (Diálogos Diários de Segurança e Meio Ambiente) com assuntos específicos.

Todos os empregados próprios, contratados e visitantes, antes do embarque à plataforma recebem orientações de segurança. Novos empregados próprios e contratados que farão parte da força de trabalho da UO-BS receberão orientações sobre o sistema de gestão de SMS e Riscos Tecnológicos durante o processo de ambiência no espaço "Sensibilização em SMS".

Instruções de Segurança, Resultados do PPRA (Programa de Prevenção de Riscos Ambientais) e do PCMSO (Programa de Controle Médico de Saúde Ocupacional), Acompanhamento dos Indicadores e conteúdo de QSMS (Qualidade Segurança Meio Ambiente e Saúde) das reuniões de gestão, estão disponíveis na intranet a toda força de trabalho.

As informações de Segurança dos Produtos Químicos encontram-se em um sistema informatizado denominado de GEPROQ (Gerenciamento de Produtos Químicos). O GEPROQ pode ser acessado através do portal da intranet PETROBRAS.

Todas as comunicações de riscos são registradas em listas de presenças e enviadas ao DRH (Departamento de Recursos Humanos).