

II.10 - ANÁLISE E GERENCIAMENTO DE RISCO

Neste capítulo é apresentada a Análise e Gerenciamento de Risco do Projeto Etapa 2. O objetivo desta Análise no EIA é identificar os cenários acidentais e seus respectivos desdobramentos, avaliando-se as consequências sobre o meio ambiente, e concluindo pela proposição e adoção de medidas que reduzam os riscos ambientais.

Esta seção é composta pelos seguintes itens:

- **II.10.1** - Descrição das Instalações: são apresentados os principais sistemas e subsistemas de todas as instalações envolvidas;
- **II.10.2** - Análise Histórica de Acidentes Ambientais: é apresentado um levantamento completo de todos os acidentes ocorridos em atividades similares e/ou com o tipo de unidade em questão;
- **II.10.3** - Identificação dos Cenários Acidentais: são apresentados, independentemente da frequência, todos os cenários acidentais possíveis de ocorrer, e estes são avaliados quantitativamente;
- **II.10.4** - Avaliação das Consequências: são identificadas as áreas passíveis de serem atingidas por óleo e os componentes de valor ambiental;
- **II.10.5** - Cálculo dos Riscos Ambientais: o risco ambiental é apresentado por componente ambiental ameaçado;
- **II.10.6** - Relação Tempo de Recuperação/Tempo de Ocorrência: é apresentado o cálculo da relação entre o tempo de recuperação do componente ambiental ameaçado e o tempo de ocorrência do dano;
- **II.10.7** - Revisão do Estudo de Análise de Riscos: são apresentadas medidas que promovam a melhoria da segurança ambiental;
- **II.10.8** - Plano de Gerenciamento de Riscos: são apresentadas e relacionadas as medidas preventivas e mitigadoras levantadas pelo Estudo de Análise de Riscos.

II.10.1 - Descrição das instalações

Neste item, serão descritas as embarcações e gasodutos que irão compor esta Análise de Riscos. Analisando-se o cronograma de operações dos SPA/TLDs e DPs do Projeto Etapa 2, é possível identificar que o cenário ambiental crítico dos SPA/TLDs e DPs ocorrerá à partir de dezembro de 2017, onde o DP de Franco Noroeste entra em operação e completa 13 DPs operando conjuntamente. Neste momento, todos os SPA/TLDs já estarão com suas atividades encerradas (o último TLD é o TLD do Florim com encerramento das atividades em maio de 2017).

Desta maneira, para as embarcações FP(W)SOs, nesta Análise de Riscos será contemplado somente o FPSO Cidade de Ilhabela, que é descrito neste EIA como sendo o representativo para todas as embarcações que atuarão nos DPS do Projeto Etapa 2. Para os gasodutos serão descritos todos os tramos, rígidos e flexíveis.

II.10.1.1 - FPSO Cidade de Ilhabela

As instalações pertinentes a este sistema são compostas do FPSO, sua interligação ao poço e processo de produção, excluídas as atividades relacionadas à perfuração.

As principais características deste FPSO estão listadas na **Tabela II.10.1.1-1**.

Tabela II.10.1.1-1 - Relação dos tanques do FPSO Cidade de Ilhabela.

Características	Descrição
Nome	FPSO Cidade de Ilhabela
Ancoragem	<i>Spread Mooring System</i>
Comprimento Total	331,00 m
Boca moldada	58,00 m
Pontal (Altura até convés principal)	31,8 m
Borda livre	8,590 m
Peso leve	68,488 t
Calado médio	13,7 m

Características	Descrição
Altura do <i>Flare</i> (a partir do <i>deck</i>)	107,0 m acima do <i>deck</i> principal
Capacidade total dos tanques de óleo	2.514.651 barris (399.794 m ³)
Guindastes	1 guindaste de proa com capacidades de 25 t 1 guindaste a meia nau com capacidade de 15 t.
Sistema de geração de energia	4 turbo-geradores de 27,2 MW a gás e/ou diesel cada 2 geradores existentes auxiliares a diesel 1,2 MW cada 1 moto gerador a diesel de emergência de 1,8 MW.
Unidade de Tratamento de Esgotos	Tipo: Hamworthy ST13 Princípio de tratamento: Lodo ativado com sistema de aeração suspensa Capacidade total de: 20,83 m ³ /d
Capacidade de produção	Capacidade de processar 150.000 bpd de óleo e 6,0 MM m ³ /d de gás e de tratar 120.000 m ³ /dia de água produzida
Capacidade de alojamento	140 pessoas
Heliponto	Formato: Circular Dispõe de equipamentos para reabastecimento
Salvatagem	4 Baleeiras com capacidade para 70 pessoas cada 8 Balsas salva-vidas com capacidade para 25 pessoas cada 1 Barco resgate com capacidade para 6 pessoas

Casco

O FPSO Cidade de Ilhabela possui fundo singelo e está dimensionado para atender às necessidades operacionais da PETROBRAS (carga de convés, estabilidade, capacidade de armazenamento, movimentos, etc.), e atende aos requisitos de Regra da Sociedade Classificadora, além de Regulamentos Estatutários Internacionais exigidos pelo país de registro.

Visando garantir a vida útil do FPSO, necessária à atividade do DP de Sapinhoá Norte foram realizadas verificações de esforços globais e de fadiga no casco, considerando a ação de ondas, vento e correnteza, típicas da Bacia de Santos, e estabelecidas especificações para todos os materiais estruturais utilizados na reformulação do casco.

O convés principal foi reforçado nas estruturas da planta de produção, suporte dos *risers*, heliponto, guindaste e área de popa (componentes do sistema

offloading). A seleção do aço utilizado na estrutura do casco foi determinada de acordo com os requerimentos e regulamentações, e considerou as conexões estruturais, espessura do material, composição dos fluidos e temperatura mínima projetada.

Tanques

A estocagem de óleo no FPSO Cidade de Ilhabela pode ser realizada em até 16 tanques, dispostos ao centro da embarcação, que juntos perfazem uma capacidade total de 2.514.651 barris (399.794 m³). Além destes tanques, o FPSO Cidade de Ilhabela possui tanques para lastro, para óleo diesel e para água potável, cujas capacidades encontram-se definidas na **Tabela II.10.1.1-2**.

Tabela II.10.1.1-2 - Relação dos tanques do FPSO Cidade de Ilhabela.

Identificação do tanque	Produto que armazena	Capacidade	
		m ³	Barris
Tanques de Óleo			
Tanque de Óleo nº 1 Central	Óleo	35.464	223.060
Tanque de Óleo nº 1 Bombordo	Óleo	18.616	117.094
Tanque de Óleo nº 1 Boreste	Óleo	18.616	117.094
Tanque de Óleo nº 2 Central	Óleo	33.910	213.286
Tanque de Óleo nº 2 Bombordo	Óleo	20.995	132.053
Tanque de Óleo nº 2 Boreste	Óleo	20.995	132.053
Tanque de Óleo nº 3 Central	Óleo	21.194	133.304
Tanque de Óleo nº 3 Bombordo	Óleo	23.674	148.906
Tanque de Óleo nº 3 Boreste	Óleo	23.674	148.906
Tanque de Óleo nº 4 Central	Óleo	16.955	106.643
Tanque de Óleo nº 4 Bombordo	Óleo	13.152	82.726
Tanque de Óleo nº 4 Boreste	Óleo	26.256	165.150
Tanque de Óleo nº 5 Central	Óleo	42.387	266.614
Tanque de Óleo nº 5 Bombordo	Óleo	19.571	123.100
Tanque de Óleo nº 5 Boreste	Óleo	19.571	123.100
Tanque de Óleo nº 6 Central	Óleo	16.955	106.643
Tanque de Óleo nº 7 Central	Óleo	27.809	174.919

Identificação do tanque	Produto que armazena	Capacidade	
		m ³	Barris
Capacidade total de armazenamento de óleo		399.794	2.514.651
Tanque de <i>Slop</i> Bombordo	Água e Óleo	5.678	35.715
Tanque de <i>Slop</i> Boreste	Água e Óleo	5.678	35.715
Tanques de Óleo Combustível/Diesel/Lubrificante			
Tanque de Óleo Lubrificante	Óleo Lubrificante	203	1.277
* Tanque de Combustível	Óleo Combustível/Diesel	3.294	20.705
* Tanque Óleo Combustível 1	Sedimentação de Óleo Combustível	2.136	13.426
* Tanque de Óleo Combustível 2	Óleo Combustível	1.598	10.050
* Tanque de Transbordo de Óleo Combustível Boreste	Óleo Combustível	204	1.282
Tanque de Óleo Diesel 1	Óleo Diesel	255	1604
Tanque de Óleo Diesel 2	Óleo Diesel	14	88
Variados			
Tanque de Água destilada 1 Boreste	Água	208	1308
Tanque de Água destilada 2 Boreste	Água	220	1384
Tanque de Querosene de Aviação	Querosene de Aviação	2,9	12,58
Tanque de Querosene de Aviação	Querosene de Aviação	2,9	12,58

* Tanques utilizados somente durante a navegação

Os tanques de *slop* recebem água proveniente do tanque de drenagem aberta (drenagem aberta do nível superior do FPSO), drenagem do convés, água de lavagens de tanques, além das águas provenientes das bandejas de drenagem dos equipamentos da produção.

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 é monitorado. Este sistema funcionará de forma a prevenir a formação de vácuo e de atmosferas inflamáveis e explosivas. Os tanques de carga (óleo cru) e lastro têm acessos que permitirão inspeção interna quando estiverem vazios.

O FPSO Cidade de Ilhabela também conta com um sistema de limpeza que funcionará a partir de máquinas posicionadas nos tanques de carga. O efluente gerado nestas operações de limpeza será encaminhado aos tanques de *slop*.

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

Sistema de Gás Inerte (SGI)

O navio tem uma planta para geração e tratamento de gás inerte baseada na obtenção de gás a partir da caldeira. Durante operações de carregamento de óleo e alívio (*offloading*), um sistema de distribuição e coleta é utilizado para fornecimento de gás inerte e ventilação.

Durante o alívio, o gás inerte é fornecido a partir da caldeira de operação para cada tanque de carga. Uma válvula de controle e uma válvula de *by pass* do sistema de distribuição e coleta controlam a pressão do gás inerte, cujo teor de oxigênio é monitorado e registrado na sala de controle. Como redundância, é prevista uma válvula de segurança (PSV) independente na linha de ventilação, visando proteger cada tanque de óleo e tanque de *slop* de qualquer sobrepressão.

Sistemas de Lastro

Durante a transferência de óleo do FPSO Cidade de Ilhabela para o navio aliviador, o volume de óleo nos tanques de armazenagem é reduzido, diminuindo-se assim o calado da embarcação. A fim de 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.

No traslado do FPSO Cidade de Ilhabela para o Brasil serão implementadas medidas regidas internacionalmente pelo IMO (*International Maritime Organization*) de forma a reduzir a possibilidade de ocorrer a introdução de espécies exóticas via água de lastro.

Planta de Processamento da Produção

A planta de processamento da produção possui os recursos necessários para a separação inicial dos fluidos advindos dos poços. A planta é dividida em módulos, posicionados de acordo com a sequência lógica do processamento dos fluidos da formação. Os módulos de processamento assim como os demais módulos auxiliares estão localizados em áreas abertas do convés, expostas à ventilação natural. A planta de processamento primário dos fluidos produzidos foi projetada considerando-se as propriedades físico-químicas do fluido oriundo dos poços da área de Sapinhoá Norte.

O projeto da planta de processamento permite 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 Cidade de Ilhabela são:

- Sistema de separação e tratamento de óleo, gás e água;
- Sistema de tratamento da água de injeção.

Sistema de Separação e Tratamento do Óleo, Gás e Água

O sistema de separação de óleo, água e gás consiste dos seguintes componentes:

- Separador de água livre;
- Sistema de aquecimento do óleo;
- Separador de produção;
- Tratadores Eletrostáticos (2 estágios);
- Resfriador de óleo estabilizado;
- Vaso de decantação de líquido;

- Sistema de remoção de H₂S;
- Sistema de desidratação do gás;
- Hidrociclone;
- Flotador;
- Resfriador do sistema de tratamento da água produzida;
- Sistema de tocha.

A planta de processo do FPSO Cidade de Ilhabela tem capacidade para processar 150.000 bpd de óleo, 28.600 m³/d de água produzida e tratar 6,0 MM m³/d de gás. O dimensionamento da planta considerou os seguintes parâmetros de projeto:

- Número de poços produtores interligados ao FPSO: 15 poços;
- Temperatura do óleo ao chegar ao FPSO: mínima = 22°C e máxima = 30°C;
- Processamento total de líquido: 150.000 bpd;
- Processamento total de gás: 6,0 MM m³/d;
- Processamento total de água produzida: 28.600 m³/d.

O óleo proveniente dos poços chega ao FPSO e recebe inicialmente a injeção de produtos químicos como desemulsificante, antincrustante e antiespumante de forma a aumentar a eficiência do processamento de óleo.

A planta de processo é equipada com um separador de água livre (separador de alta, pressão de operação 2.000 kPa) que promove a separação primária do óleo, gás e água (trifásico), um sistema de aquecimento a montante do separador de produção, que eleva a temperatura a fim de adquirir as propriedades adequadas às melhores condições de processamento, (temperatura necessária à separação). Após o aquecimento, o óleo segue para o separador intermediário bifásico óleo-gás conjugado com o *Pre-Treater* (tratador eletrostático), pressão de operação de 770 kPa; o óleo, então segue para o *degasser* (separador de baixa, pressão de operação de 250 kPa) e então, para o tratador eletrostático onde é feito o enquadramento dos parâmetros água e sal.

O óleo então é esfriado e passa pelo *skid* de medição fiscal e encaminhado para os tanques de carga para armazenagem. Após a separação, o gás do separador de alta pressão segue para o *Main* compressor A e é encaminhado

para a unidade de tratamento do gás, que consiste em um sistema de remoção de H₂S, sistema de desidratação e sistema de remoção de CO₂.

O gás dos separadores de pressão intermediária e de baixa pressão passa primeiro pelo sistema de recuperação de condensado (VRU) e depois segue também para o *Main* compressor A. Após este tratamento o gás pode ser utilizado na unidade como gás combustível e *gas lift*, e o excedente exportado via gasoduto ou reinjetado junto com o CO₂ no reservatório.

A água de produção recebe um tratamento para viabilizar o seu descarte atendendo a legislação vigente, que consiste em um conjunto de hidrociclones e flotores que promovem a remoção do óleo, e sistema de resfriamento para redução da temperatura de descarte.

No que se refere à reinjeção de CO₂ na rocha reservatório, seu objetivo é de verificar a eficiência deste método suplementar na recuperação do petróleo contido na rocha. O CO₂, ao se misturar com o óleo no reservatório, diminui a viscosidade do mesmo, promovendo uma maior facilidade para o óleo se deslocar do interior dos poros do reservatório para os poços produtores.

Para ser injetado no reservatório, o CO₂ removido do gás natural necessita ter a sua pressão elevada no FPSO para superar a pressão estática da rocha. Para isto, faz-se uso de um compressor, equipamento de processo utilizado para elevar a pressão do CO₂ até 550 kgf/cm². Nesta pressão, o CO₂ é enviado para o poço injetor de gás, o qual promoverá sua injeção na rocha reservatório de petróleo. A injeção pode ser:

- Somente de CO₂;
- Somente gás natural;
- CO₂ em conjunto com gás natural.

A vazão de CO₂, removido da corrente de gás natural e disponível para injeção, é esperada em até 350.000 m³/dia. A capacidade do compressor de injeção de CO₂ é de até 500.000 m³/dia, atendendo à vazão estimada de CO₂ no projeto, com uma folga operacional superior a 40% na condição de pico de produção.

O CO₂ presente na corrente gasosa no DP de Sapinhoá será removido através da unidade de remoção de CO₂ instalada no FPSO e todo ele será

encaminhado para injeção na rocha reservatório. A corrente de gás resultante será exportada através de gasoduto.

No caso da interrupção da operação da unidade de remoção de CO₂, a exportação de gás para a UTGCA será paralisada e toda a corrente de gás será injetada na rocha reservatório. O fluxograma apresentado na **Figura II.10.1.1-1** demonstra o fluxo das correntes e a **Figura II.10.1.1-2** e a **Figura II.10.1.1-3** mostram especificamente as plantas de tratamento de óleo e gás.

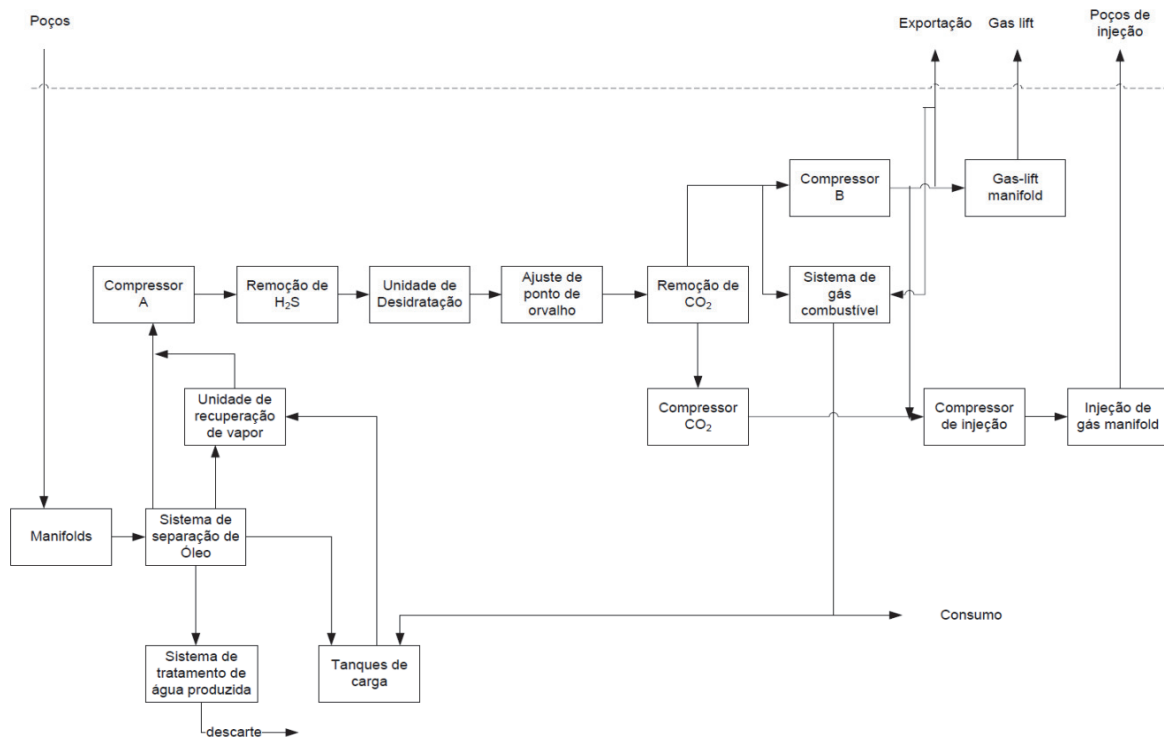


Figura II.10.1.1-1 - Diagrama esquemático do processo de separação e tratamento de óleo, gás e água produzida FPSO Cidade de Ilhabela

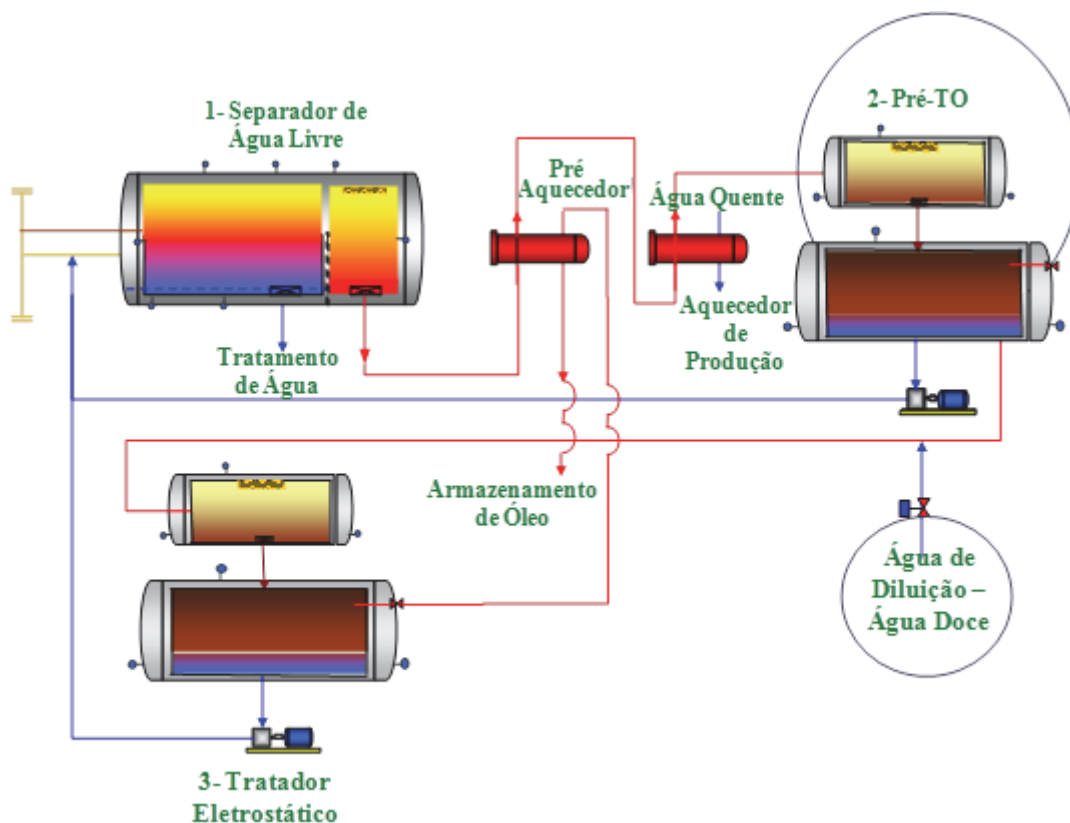


Figura II.10.1.1-2 - Diagrama esquemático do processo de separação de óleo do FPSO Cidade de Ilhabela.

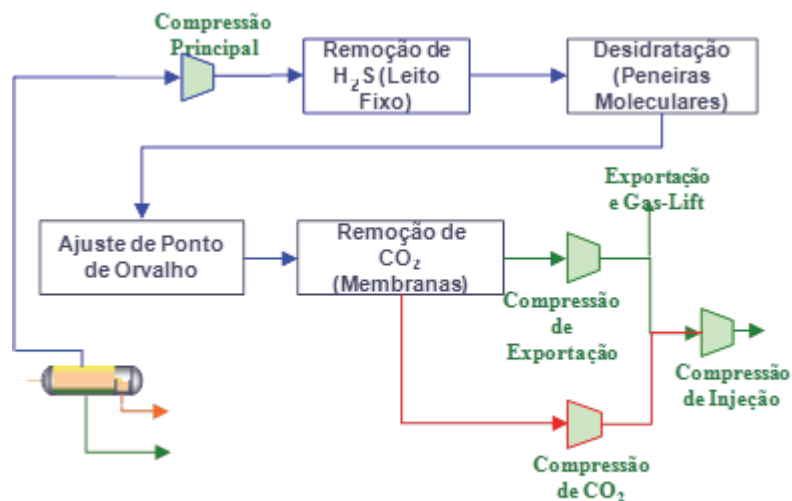


Figura II.10.1.1-3 - Diagrama esquemático do processo de separação e tratamento de gás do FPSO Cidade de Ilhabela. Sistema de Tratamento da Água de Injeção

A finalidade do tratamento da água de injeção é evitar corrosão na tubulação dos poços de injeção, formação de incrustação na tubulação dos poços de produção de óleo, obstrução do meio poroso da rocha-reservatório e proliferação de bactérias sulfato-redutoras, presentes nas rochas-reservatório.

Nos sistemas de água de injeção em reservatórios com grande potencial de incrustação, é necessário que a água captada da superfície do mar passe por uma Unidade de Remoção de Sulfatos (SRU), cuja função é reduzir o teor de sulfatos na água, de aproximadamente 2.800 mg/L (concentração usual para a água do mar) para valores em torno de 40 mg/L evitando assim a precipitação de sais insolúveis de sulfato como $BaSO_4$, $SrSO_4$ e $CaSO_4$.

A partir do sistema de captação e filtragem, a corrente de água será bombeada para os bancos de membranas onde sofrerá uma redução dos sulfatos.

A água utilizada no sistema de tratamento da água de injeção será captada no mar através de bombas de captação e passará pelos seguintes processos: (a) processo de filtragem para remoção de sólidos acima de 5 μm ; (b) processo de dessulfatação para a redução do teor de sulfatos; (c) processo de desaeração a vácuo; (d) tratamento químico com injeção de biocida e sequestrante de oxigênio.

No processo de dessulfatação cerca de 50% da água será permeada e seguirá para saída da SRU, enquanto a outra metade será direcionada para o segundo estágio de membranas, sofrendo o mesmo processo de permeação. Ao final dos dois estágios, a água dessulfatada, correspondente a aproximadamente 75% do fluxo inicial, seguirá para o sistema de injeção de água, sendo o restante, o rejeito, correspondente a 25% do total, descartado para o mar em linha independente no costado do FPSO.

Após o processo de filtragem é necessário a injeção de inibidor de incrustação (Vitec 3000), sequestrante de cloro (Antichlor) e o biocida (RoCide DB-20) com a finalidade de proteger as membranas da unidade de remoção de sulfatos.

Ressalta-se que o biocida RoCide DB-20 será utilizado apenas durante as operações de manutenção do sistema, sendo descartado apenas 1 vez por semana ao longo de 1 hora.

O rejeito é basicamente constituído de água do mar concentrada de íons bivalentes, todos estes, comuns à água do mar natural, como pode ser observado na **Tabela II.10.1.1-3**, acrescido do inibidor de incrustação, o sequestrante de cloro e o biocida.

Tabela II.10.1.1-3 - Quadro comparativo entre a água do mar e a água dessulfatada da SRU do FPSO Cidade de Ilhabela.

Substâncias	Água do Mar	Rejeito
Bário (Ba ⁺²) mg/L	<1,0	<1,0
Bicarbonato (HCO ₃ ⁻) mg/L	150,0	406,0
Cálcio (Ca ⁺²) mg/L	504,0	1.350,0
Carbonato (CO ₃ ⁻²)	0,0	0,0
Cloreto (Cl ⁻) mg/L	21.300,0	29.185,0
Estrôncio (Sr ⁺²) mg/L	9,0	28,0
Ferro (Fe ⁺²) mg/L	< 1,0	< 1,0
Magnésio (Mg ⁺²) mg/L	1.390,0	5.480,0
pH	8,0	7,2
Potássio (K ⁺) mg/L	226,0	520,0
Salinidade – mg NaCl/L	35.000	48.094,0
Sulfato (SO ₄ ⁻²) mg/L	2.834,0	13.185,0
Sódio (Na ⁺) mg/L	11.500,0	13.969,0

Considerando que a unidade ainda não está em funcionamento, foi utilizado de forma comparativa para esta avaliação e elaboração da modelagem de dispersão do efluente da planta de injeção, o efluente proveniente de um equipamento similar, cujas características são apresentadas na **Tabela II.10.1.1-4**.

Tabela II.10.1.1-4 - Dosagem de produtos químicos utilizados na SRU.

Produto Químico	Função	Concentração (ppm)
Vitec 3000	Inibidor de incrustação	3
Antichlor	Sequestrante de cloro	15
RoCide DB-20	Biocida	100

A **Figura II.10.1.1-4** e a **Figura II.10.1.1-5** apresentam o fluxograma da planta de tratamento de água de injeção e seu esquema, respectivamente.

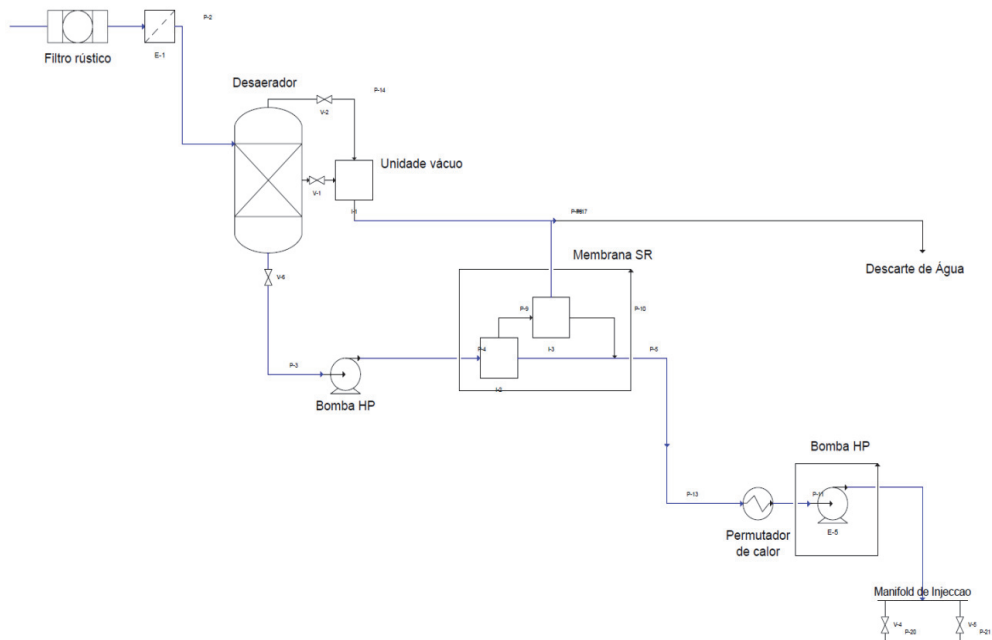


Figura II.10.1.1-4 - Fluxograma da planta de tratamento água de injeção do FPSO Cidade de Ilhabela.

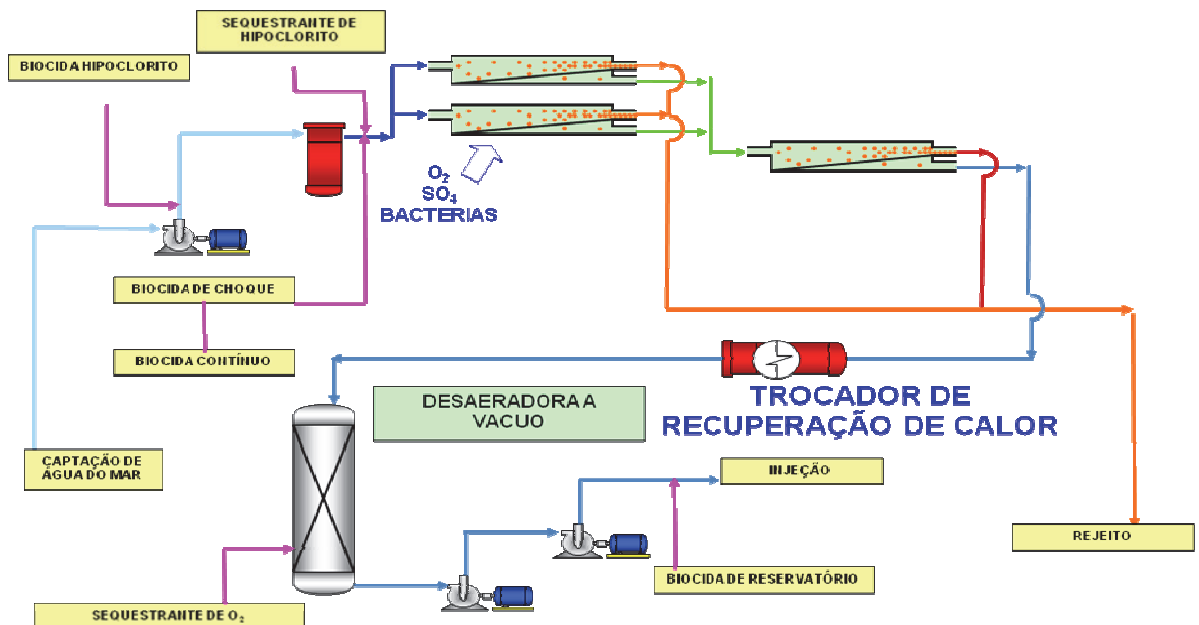


Figura II.10.1.1-5 - Esquematização da planta de tratamento de água de injeção do FPSO Cidade de Ilhabela.

Sistema de Fornecimento de Água Industrial

A água industrial utilizada no FPSO Cidade de Ilhabela é captada do mar. O sistema de captação de água do mar é projetado para atender aos subsistemas de combate a incêndio, trocador do sistema fechado de água de resfriamento e água de serviço.

Sistema de Geração de Energia

O sistema de geração de energia do FPSO Cidade de Ilhabela consiste de 4 turbo geradores de 27,2 MW cada, bicomustíveis, com consumo estimado de 5.572 m³/mês de diesel e 4.380.480 kg/mês de gás.

Haverá ainda 3 geradores auxiliares a diesel e 1 gerador de emergência de 2,1 MW a diesel com consumo estimado de 200 m³/mês.

O FPSO terá uma caldeira principal, instalada na popa do navio, responsável pelo vapor necessário ao acionamento das bombas de *offloading*. Esta caldeira irá operar com consumo estimado de 1.952.640 m³/mês de gás ou 2.627,79 m³/mês de óleo diesel e será equipada com sistema de tratamento de condensado e sistema de abastecimento de água, proveniente do sistema de água doce. Além de uma caldeira de emergência com consumo estimado de 5.075,79 m³/mês de óleo diesel.

O óleo diesel será utilizado somente durante a pré-operação ou em situações de emergência sendo substituídos por gás imediatamente após a estabilização da produção.

Os combustíveis utilizados são: o gás produzido e o óleo diesel marítimo que será utilizado em caso de emergência e antes da estabilização da produção de gás.

Guindastes

A embarcação apresenta 3 guindastes cobrindo toda a área do *main deck*.

- Guindaste de Convés, instalado no *deck* de proa a boreste com capacidade para 25 t e raio de alcance de 35 m;

- Guindaste de Convés, instalado no *deck* de popa a boreste com capacidade para 15 t e raio de alcance de 35 m;
- Guindaste de Popa com capacidade de 9,5 t e raio de alcance de 15 m.

Um monotrilho será instalado de forma a capacitar a transferência de equipamentos pesados de qualquer módulo do navio para áreas de manutenção e reparo.

Sistema de Transferência de Óleo (Offloading)

A transferência do óleo do FPSO para os navios aliviadores será feita por mangotes flutuantes a uma vazão entre 3.000 a 7.000 m³/h.

Considera-se que as operações de alívio ocorrerão sempre que se observar a proximidade do enchimento total dos tanques do navio. Como o descarregamento do FPSO para o navio aliviador deverá ter uma duração aproximada de 15 a 20 h, podendo, eventualmente, em função de condições meteorológicas ou logísticas, haver pequenos atrasos ou antecipações, deve-se programar o alívio para ocorrer cerca de cinco dias antes do enchimento dos tanques (a depender do ritmo da produção).

O procedimento operacional de transferência do óleo consiste das manobras de amarração, conexão, transferência (*offloading*), desconexão e desamarração, as quais são devidamente acompanhadas por oficial de náutica, auxiliado por marinheiros de convés, com vistas a possibilitar a detecção de possíveis vazamentos no mar.

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.

Para garantir a segurança durante toda a operação, os parâmetros de vazão média, vazão instantânea, nível dos tanques no FPSO e nível dos tanques no navio aliviador são constantemente monitorados pelas equipes de bordo. Caso

seja detectada qualquer discrepância nos valores, o processo de bombeio é imediatamente interrompido.

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.

Ao final da operação de transferência de óleo, o mangote passa por um processo de lavagem para remoção do óleo interior. Esse processo consiste no bombeio de água salgada proveniente do tanque *slop* limpo pelo mangote num regime de fluxo turbulento, no sentido do FPSO para o navio aliviador. A água bombeada para limpeza do mangote é enviada para o tanque de *slop* do navio aliviador e posteriormente o mangote é recolhido ao FPSO.

II.10.1.2 - Gasodutos de exportação

Neste subitem são apresentadas as características dos gasodutos rígidos e flexíveis de exportação que integram o Projeto Etapa 2.

O **Quadro II.10.1.2-1** lista os gasodutos que fazem parte do empreendimento, contemplando sua categoria (rígido ou flexível), extensão, diâmetros e conexões de suas extremidades.

Quadro II.10.1.2-1 - Características dos gasodutos do Projeto Etapa 2.

Gasoduto		Categoria	Extensão (km)	Diâmetro* (polegada)	Extremidade Inicial	Extremidade Final
1	Lula Norte-Franco Noroeste	Rígido	123	DN: 24 DI: XX	Gasoduto Lula Norte	Gasoduto Franco NW
2	Carioca	Flexível	39	DI: 9,13	DP Carioca	Gasoduto Sapinhoá-Lula
3	Sapinhoá Norte	Rígido	15	DN: 18; DI: 15,75	DP Sapinhoá Norte	Gasoduto Sapinhoá-Lula
4	Lula Sul	Rígido e Flexível	10	DI: 9,13	DP Lula Sul	Gasoduto Lula Extremo Sul
5	Lula Central	Flexível	10	DI: 9,13	DP Lula Central	Gasoduto Lula NE-Lula
6	Lula Alto	Flexível	10	DI: 9,13	DP Lula Alto	Gasoduto Lula NE-Lula
7	Lula Norte	Rígido	15	DN: 20 DI:17	DP Lula Norte	Gasoduto Lula NE-Lula (conexão com Gasoduto Lula Norte-Franco Noroeste)
8	Lula Extremo Sul	Rígido	15	DN: 18 DI: 15,5-17	DP Lula Extremo Sul	Gasoduto Lula NE-Lula (conexão com Rota 1)
9	Lula Oeste	Flexível	12	DI: 9,13	DP Lula Oeste	Gasoduto Lula NE-Lula (conexão com Rota 1)
10	Lula Área de Iracema Norte	Flexível	15	DI: 9,13	DP Lula Área de Iracema Norte	Rota 2
11			15	DI: 9,13		
12	Franco 1	Flexível	13	DI: 9,13	DP Franco 1	Rota 2
13	Franco NW	Flexível	15	DI: 9,13	DP Franco NW	Gasoduto Lula Norte-Franco Noroeste
14	Franco Sul	Flexível	11	DI: 9,13	DP Franco Sul	Rota 2
15	Franco SW	Flexível	7	DI: 9,13	DP Franco SW	Gasoduto Lula Norte-Franco Noroeste

* DN: Diâmetro nominal; DI: diâmetro interno; Para dutos flexíveis, aplica-se apenas o DI.

Gasodutos rígidos

A instalação dos gasodutos rígidos será dividida em cenários preestabelecidos através de Projeto Básico e Projeto Detalhado. Na fase de Projeto Básico são realizadas as seguintes análises:

- Espessura de parede dos gasodutos;
- Proteção catódica;
- Estabilidade hidrodinâmica;
- Termomecânica;
- Vãos livres admissíveis, e
- Preliminar de lançamento.

Na fase de Projeto Detalhado será apresentado o método de instalação adequado às condições de projeto, bem como as fases necessárias ao lançamento do gasoduto.

Etapas de Instalação

A instalação dos gasodutos será dividida segundo as etapas básicas listadas a seguir:

- Lançamento convencional do gasoduto e respectivos equipamentos, através do método S-Lay ou J-lay. A embarcação a ser utilizada será definida a partir de projeto de instalação;
- Limpeza e calibração com passagem de *pigs* de escova e de placa calibradora;
- Enchimento do gasoduto com água salina e corante fluorisceína;
- Teste hidrostático do trecho rígido;
- Desalagamento e secagem do gasoduto;
- Interligação do gasoduto com a terminação e *riser*;
- Inertização do gasoduto e equipamentos com nitrogênio (gás inerte).

Lançamento do Gasoduto

Como o projeto ainda está em andamento, não há no estágio atual a definição das embarcações instaladoras, tão pouco informação sobre o método de lançamento que será empregado. A PETROBRAS está considerando para este gasoduto o lançamento pelos métodos S-Lay ou J-Lay. Por conta do diâmetro do duto, há limitações técnicas para utilização do método Reel-Lay. A seguir é apresentada a descrição destes dois métodos possíveis.

- *Método S-Lay*

O método S-Lay toma seu nome da forma geométrica que o duto assume durante sua construção. A característica principal deste método é que o duto deve ser sempre mantido sobre tensão para manutenção da forma.

O método S-Lay prevê que a construção da linha seja feita sobre a embarcação de lançamento em uma posição quase horizontal, criando duas regiões de flexão acentuada: uma na rampa (*stinger*) conhecida por “*overbend*” e outra junto ao fundo, denominada “*sagbend*”.

A **Figura II.10.1.2-1** mostra um desenho esquemático da operação de lançamento na qual se vê a embarcação e a linha sendo instalada. Os segmentos do duto são soldados sobre uma linha de montagem, contendo estações de soldagem. Um ou mais tensionadores, que controlam a tração na linha, são posicionados no convés. Uma rampa treliçada chamada “*stinger*”, usada para suavizar ou minimizar a forte variação angular que o duto sofre ao deixar a embarcação é construída externamente à embarcação e atende a critérios de projeto específicos.

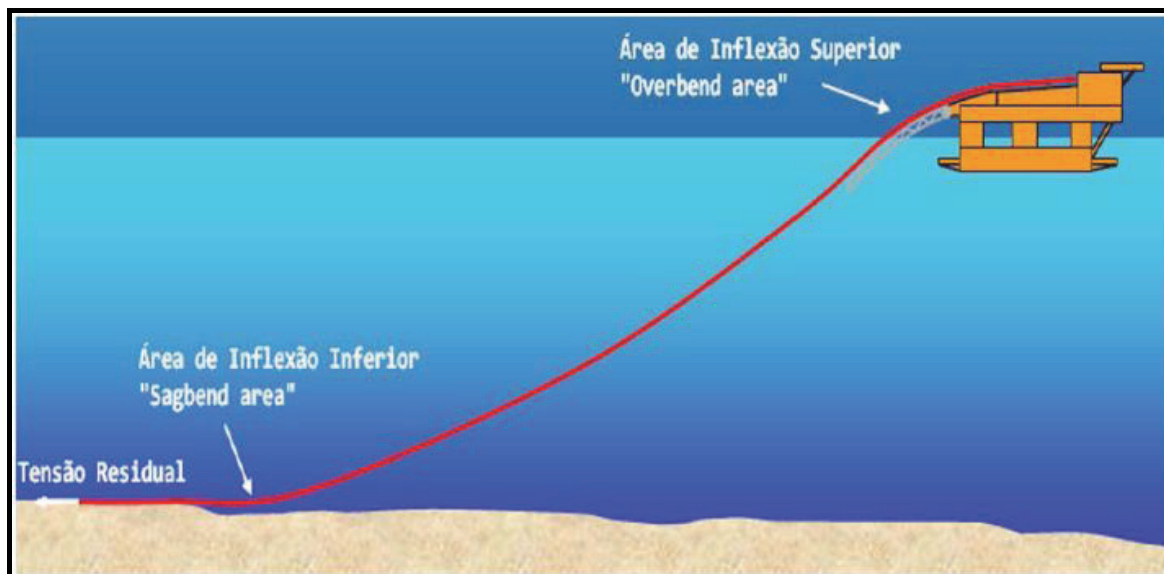


Figura II.10.1.2-1 - Método de Lançamento S-Lay

Os principais equipamentos desse tipo de embarcação são:

- Equipamentos de transporte e manuseio de dutos;
 - Estação de alinhamento e soldagem dos passes de raiz;
 - Estações de soldagem dos passes de enchimento;
 - Máquinas de tração (tensionadores);
 - Estação de inspeção de solda;
 - Estação de revestimento;
 - Rampa de lançamento.
-
- *Método J-Lay*

O método J-Lay toma seu nome da forma geométrica suspensa que o duto assume durante sua construção. A característica principal deste método é que o duto deve ser sempre mantido sob tensão para manutenção da forma. A limitação do método se resume na existência de apenas uma cabine de montagem na linha principal; por esse motivo as embarcações construtoras fazem o lançamento de juntas múltiplas, normalmente entre 4 e 6 juntas.

O método J-Lay é uma variação do método S-Lay, com a rampa de lançamento construída em posição quase vertical, sendo transformada numa torre de lançamento.

Neste caso a região de *overbend* não existe e a configuração se aproxima ao desenho da letra J. A ausência da região de *overbend* foi o grande motivo pelo qual este método foi desenvolvido primordialmente para águas profundas. A **Figura II.10.1.2-2** ilustra um lançamento utilizando o método J-Lay.

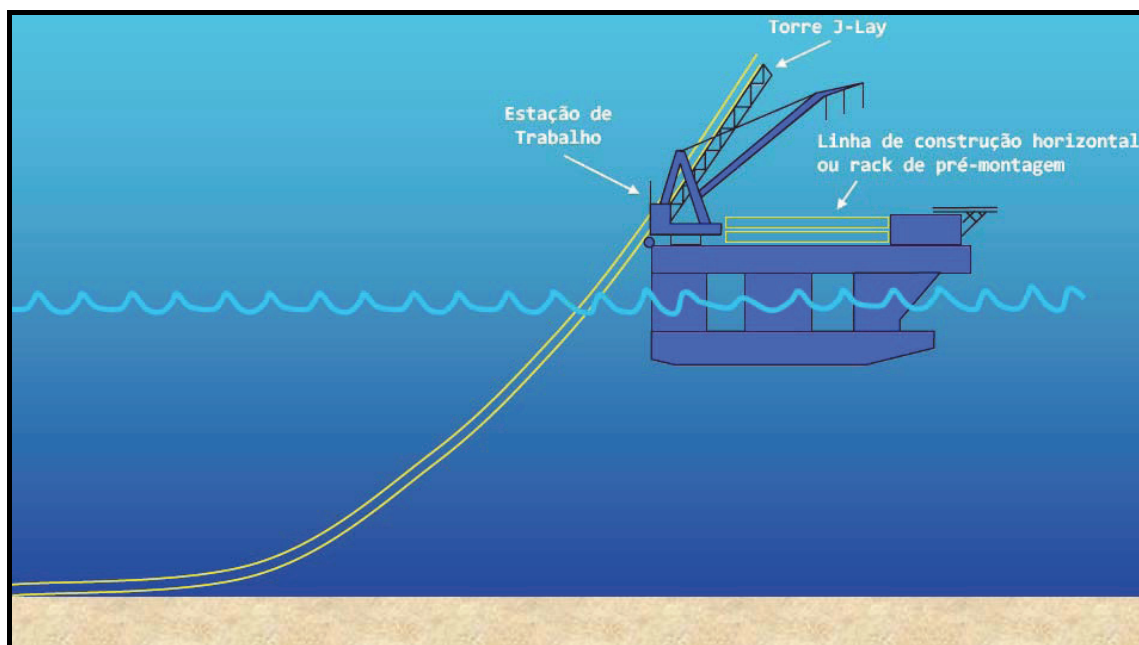


Figura II.10.1.2-2 - Método de Lançamento J-Lay

Com a utilização da torre de lançamento, as operações de construção já não podem ser mais desenvolvidas totalmente em série, tendendo assim a uma redução na produtividade deste método.

Para obter uma maior produtividade e reduzir o tempo de instalação dos dutos rígidos, várias formas de otimizações vêm sendo desenvolvidas: sistema de soldagem automático e pré-fabricação de tramos; utilização de juntas de maior comprimento na torre de lançamento; juntas pré-fabricadas e conectadas, no momento da instalação, através de conectores mecânicos.

Um processo típico de lançamento J-Lay compreende:

- Pré-fabricação de tramos, tipicamente entre 12 e 48 m;
- Sistema de elevação para verticalização do tramo pré-fabricado;
- Sistema de transferência do tramo para a torre de lançamento;
- Estação de trabalho, visando alinhamento, soldagem, inspeção por ultrassom e revestimento.

Este método de instalação apresenta algumas vantagens como não necessitar de instalações fabris em regiões costeiras e grandes canteiros, perpendiculares à praia para a construção das linhas.

Limpeza, calibração e enchimento

Após a conclusão da instalação do trecho submarino serão executados a limpeza, a calibração e o enchimento do gasoduto com água e produtos químicos para realização do teste hidrostático.

A limpeza consiste na passagem de *pig* de escova para remoção dos detritos e resíduos acumulados no interior do gasoduto na sua fase de construção. A calibração é executada pela passagem de *pig* com disco metálico de diâmetro calibrado para verificação de restrições internas no gasoduto.

Após a verificação da integridade do duto, deverá ser utilizado um *pig* tipo espuma ou tipo copo, funcionando como interface para a colocação de fluido para teste hidrostático (enchimento).

Teste hidrostático

O teste hidrostático é uma operação que garantirá a integridade estrutural do duto, consistindo na pressurização do duto a uma pressão superior à pressão de projeto. O fluido de teste hidrostático deverá detectar possíveis vazamentos ou falhas ocorridas durante a instalação/conexão do duto, para tanto deverá conter um corante.

- Água de teste - Água do mar filtrada, com partículas menores que 50 µm;
- Corante: Solução de fluoresceína 20%, na dosagem de 40 ppm;
- O volume total de água salina (adicionada com corante) para teste hidrostático está estimado em 3.000 m³;
- O teste hidrostático será executado por um período mínimo de 24 h após a estabilização da pressão de teste e registrado graficamente para documentação de sua execução.

Em relação ao descarte do fluido de teste hidrostático, o projeto está considerando que o mesmo seja descartado no mar, em uma das extremidades, na direção horizontal e a cerca de 2 m do leito marinho.

Apesar de não estar prevista a hibernação deste duto, caso seja necessário que o duto permaneça alagado por mais de três meses, frente a uma situação de contingência, a PETROBRAS informa que a água de teste será trocada obedecendo aos requisitos de filtragem da água salina de 50 µm e solução de fluoresceína 20% na dosagem de 40 ppm, aditivada com 20 mg/L de bissulfito de sódio (sequestrante de oxigênio) a 35% para cada mg/L de oxigênio dissolvido, com um excedente de 10% como segurança e 100mg/L de THPS (biocida) a 75%. Neste caso o fluido de hibernação não será descartado no mar.

Inertização com nitrogênio

A inertização do gasoduto será feita através do preenchimento do interior do duto com gás inerte (nitrogênio) através de mangotes que interligarão as extremidades do gasoduto com o navio de apoio responsável pela injeção do gás inerte.

O gasoduto será entregue desalagado, seco e inertizado de acordo com as condições seguras de operação estabelecidas nas bases de dados do projeto.

Sinalização náutica

A sinalização náutica durante o lançamento do gasoduto cumprirá a NORMAM 17.

Gasoduto rígido Lula Norte Franco Nordeste

O gasoduto rígido Lula Norte Franco Nordeste tem calibre de 24 polegadas e esperas para interligações futuras, com um comprimento total de aproximadamente 123 km de extensão.

A rota de lançamento deste gasoduto foi estabelecida a partir das seguintes premissas: garantia de estabilidade e integridade do duto durante a instalação e ao longo de sua vida útil; evitar interferências com estruturas submarinas já existentes no piso oceânico; viabilidade técnica para o lançamento e mitigação de impactos ambientais potenciais.

A **Figura II.10.1.2-3** apresenta um diagrama esquemático do tramo do gasoduto Lula Norte Franco Noroeste.

O sistema deste gasoduto rígido apresenta as características operacionais descritas no **Quadro II.10.1.2-2** abaixo.

Quadro II.10.1.2-2 - Características operacionais do gasoduto Lula Norte Franco Noroeste

Característica	Informação	Observação
Gasoduto	Rígido	-
Comprimento Aproximado do Duto	123 km	-
Diâmetro Nominal	24	-
Vazão Máxima de Operação	18 MMSm ³ /d	-
Pressão Máxima de Operação	25 MPa	25 m acima do nível médio do mar
Pressão interna local	33 MPa	PLEM-FRA-001
Pressão Incidental de projeto	36 Mpa	PLEM-FRA-001
Temperatura Máxima de Projeto	38 °C	No duto
Temperatura mínima de operação	-10 °C	-
Vida Útil	30 anos	-
Material do duto	Aço carbono X65	-
Revestimento Anticorrosivo Externo	3,6 mm	Polipropileno Tripla Camada
Revestimento interno redutor de atrito	150 / 300	Espessura mínima / máxima
Profundidade Máxima	2.200 m	-

Gasoduto rígido Sapinhoá Norte

O gasoduto Sapinhoá Norte terá 18 polegadas de calibre e estará localizado a profundidades entre 2.135 m (locação da UEP) e 2.115 m, com aproximadamente 15 km de extensão. Em suas extremidades serão instalados dois equipamentos (PLET-SPH-003 e PLET-SPH-004) que serão interligados ao riser e ao PLEM GRA-001, respectivamente, através de *spools* rígidos (*jumpers*).

A **Figura II.10.1.2-4** apresenta um diagrama esquemático do tramo do gasoduto de Sapinhoá Norte.

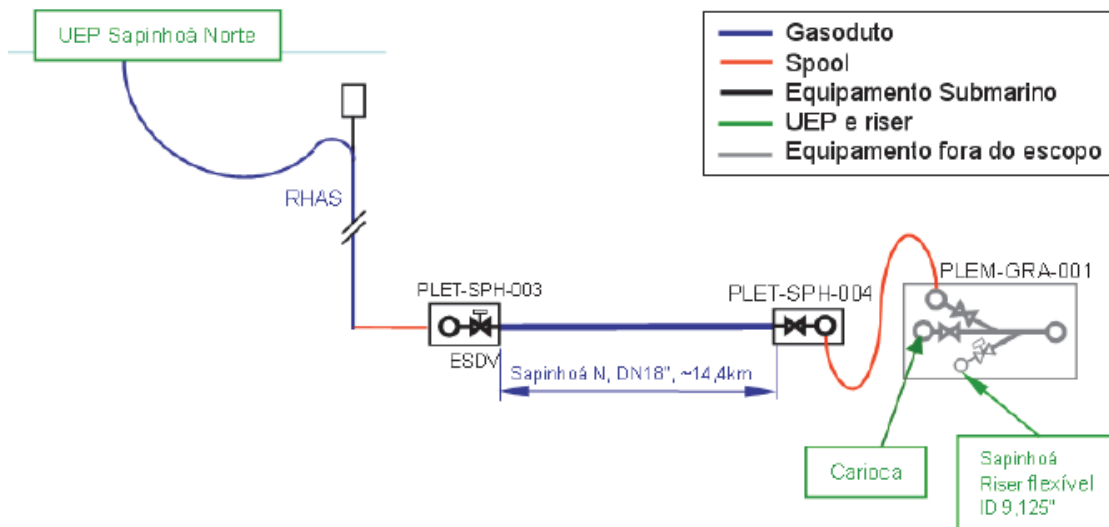


Figura II.10.1.2-4 - Representação esquemática do tramo do Gasoduto Sapinhoá Norte

Os itens que compõem o presente gasoduto estão descritos a seguir no **Quadro II.10.1.2-3**.

Quadro II.10.1.2-3 - Equipamento que compõem o gasoduto rígido Sapinhoá Norte

Item	Descrição
Jumper Rígido	Conecta o riser ao PLET-SPH-003
PLET-SPH-003	Terminação do duto de 18in com ESDV
PLET-GRA-001	Terminação do duto de 18in
18in Flowline Rígido	Conecta PLET-SPH-003 ao PLET-SPH-004
PLET-SPH-004	Terminação do duto de 18in com válvula esfera com atuador mecânico
Jumper Rígido	Conecta PLET-SPH-004 ao PLEM-GRA-001

O sistema do gasoduto Sapinhoá Norte apresenta as características operacionais, conforme o **Quadro II.10.1.2-4** abaixo.

Quadro II.10.1.2-4 - Características operacionais do gasoduto rígido Sapinhoá Norte

Característica	Informação	Observação
Gasoduto	Rígido	-
Comprimento Aproximado do Duto	123 km	-
Diâmetro Nominal	24	-
Vazão Máxima de Operação	18 MMSm ³ /d	-
Pressão Máxima de Operação	25 MPa	25 m acima do nível médio do mar
Pressão interna local	33 MPa	PLEM-FRA-001

Característica	Informação	Observação
Pressão Incidental de projeto	36 Mpa	PLEM-FRA-001
Temperatura Máxima de Projeto	38 °C	No duto
Temperatura mínima de operação	-10 °C	-
Vida Útil	30 anos	-
Material do duto	Aço carbono X65	-
Revestimento Anticorrosivo Externo	3,6 mm	Polipropileno Tripla Camada
Revestimento interno redutor de atrito	150 / 300	Espessura mínima / máxima
Profundidade Máxima	2.200 m	-

Gasoduto rígido Lula Extremo Sul

O gasoduto rígido Lula Extremo Sul terá uma extensão total de 15 km e será interligado entre o DP de Lula Extremo Sul e o Gasoduto Lula NE-Lula (conexão com Rota 1). O **Quadro II.10.1.2-5** apresenta as características operacionais do gasoduto extremo sul.

Quadro II.10.1.2-5 - Características operacionais do Gasoduto Lula Extremo Sul

Característica	Informação	Observação
Gasoduto	Rígido	-
Comprimento Aproximado do Duto	12,5 km	-
Diâmetro Nominal / Interno	18" / 15,5 a 17"	-
Vazão Máxima de Operação	6 MMSm ³ /d	-
Pressão Máxima de Operação	25 MPa	25 m acima do nível médio do mar (abs)
Pressão Mínima de Operação	0 MPa	25 m acima do nível médio do mar (abs)
Pressão Máxima de Projeto	27,5 MPa	-
Pressão Incidental de Projeto	30,3	25 m acima do nível médio do mar (abs)
Temperatura Máxima de Projeto	35 °C	No duto
Temperatura Mínima de Projeto	- 10 °C	
Vida Útil	30 anos	-
Material do duto	Aço carbono X66	-
Revestimento Anticorrosivo Externo	Polipropileno Tripla Camada (3,6 mm)	Polipropileno Tripla Camada
Sobrespessura de corrosão	3,2 mm	
Revestimento interno redutor de atrito	Epóxi novolac	
Profundidade Máxima	2.300 m	-

Gasoduto rígido Lula Norte

O gasoduto rígido Lula Norte terá uma extensão total de 15 km e será interligado entre o DP de Lula Norte e o Gasoduto Lula NE-Lula (conexão com Gasoduto Lula Norte-Franco Noroeste). O **Quadro II.10.1.2-6** apresenta as características operacionais do gasoduto extremo sul.

Quadro II.10.1.2-6 - Características operacionais do Gasoduto Lula Norte

Característica	Informação	Observação
Gasoduto	Rígido	-
Comprimento Aproximado do Duto	14 km	-
Diâmetro Nominal / Interno	20"/ 17"	-
Vazão Máxima de Operação	6 MMSm ³ /d	-
Pressão Máxima de Operação	25 Mpa	25 m acima do nível médio do mar (abs)
Pressão Mínima de Operação	1 atm	25 m acima do nível médio do mar (abs)
Pressão Máxima de Projeto	25 Mpa	-
Pressão Incidental de Projeto	27,5 Mpa	25 m acima do nível médio do mar (abs) Pressão Incidental do Trecho a jusante da ESDV
Temperatura Máxima de Projeto	35 °C	No duto
Temperatura Mínima de Projeto	- 10 °C	
Vida Útil	30 anos	-
Material do duto	Aço carbono API 5L X65	-
Revestimento Anticorrosivo Externo	3,6 mm	Polipropileno Tripla Camada
Sobreespessura de corrosão	3,2 mm	
Revestimento interno redutor de atrito	Epoxi Novolac	-
Profundidade Máxima	2.200 m	-

Gasoduto flexível e rígido Lula Sul

O gasoduto Lula sul possui uma porção flexível e outra rígida. Os quadros abaixo mostram as características operacionais de tais trechos.

Quadro II.10.1.2-7 - Características construtivas e operacionais do gasoduto de Lula Sul – trecho flexível

Característica	Informação	Observação
Gasoduto	Flexível	-
Comprimento Aproximado do Duto	10 km	-
Diâmetro Interno	9,13"	-
Vazão Máxima de Operação	6 MMS m ³ /d	-
Pressão Máxima de Operação	25 MPa	25 m acima do nível médio do mar (abs)
Pressão Mínima de Operação	0,1 MPa	25 m acima do nível médio do mar (abs)
Pressão Máxima de Projeto	26,5 MPa	-
Sobrepresão acidental de projeto	30,3 MPa	25 m acima do nível médio do mar (abs)
Temperatura Máxima de Projeto	38 °C	No duto
Temperatura Mínima de Projeto	- 10 °C	
Vida Útil	30 anos	-
Material do duto	Camadas metálicas e poliméricas	-
Revestimento Anticorrosivo Externo	Não aplicável (estrutura do duto)	
Sobreespesura de corrosão	Não aplicável (estrutura do duto)	-
Revestimento interno redutor de atrito	Não aplicável (estrutura do duto)	-
Profundidade Máxima	2.175 m	-

Quadro II.10.1.2-8 - Características construtivas e operacionais do gasoduto de Lula Sul – trecho rígido

Característica	Informação	Observação
Gasoduto	Rígido	-
Comprimento Aproximado do Duto	5,5 km	-
Diâmetro Nominal / Interno	18" 15,5 a 17"	-
Vazão Máxima de Operação	6 MMSm ³ /d	-
Pressão Máxima de Operação	25 MPa	@25m acima do nível médio do mar (abs)
Pressão Mínima de Operação	0 MPa	@25m acima do nível médio do mar (abs)
Pressão Máxima de Projeto	27,5 MPa	-
Pressão Incidental de Projeto	303	@25m acima do nível médio do mar (abs)
Temperatura Máxima de Projeto	35 °C	No duto
Temperatura Mínima de Projeto	- 10 °C	
Vida Útil	30 anos	-

Gasodutos flexíveis

Os gasodutos flexíveis interligarão as UEPs nos DPs a malha principal de exportação de gás. Estes gasodutos no Projeto Etapa 2 estão todos a aproximadamente 2000 m de profundidade com comprimentos que variam desde 7 km à 35 km. As principais características operacionais destes gasodutos estão expressas no **Quadro II.10.1.2-9** abaixo.



Quadro II.10.1.2-9 - Características operacionais dos gasodutos flexíveis do Projeto Etapa 2.

Gasodutos	Carioca	Lula Central	Lula Alto	Lula Área Iracema Norte	Lula Oeste	Franco 1	Franco NW	Franco Sul	Franco SW	Observação
Característica	Informação									
Gasoduto	Flexível									-
Comprimento Aproximado do Duto	39 km	9,95 km	10 km	2 gasodutos de 15 km cada	12 km	13,1 km	15 km	7,6 km	7 km	-
Diâmetro Nominal / Interno	9,13"									-
Vazão Máxima de Operação	2 MMS m³/d	6 MMS m³/d				7 MMSm³/d				-
Pressão Máxima de Operação	24,5 Mpa									25 m acima do nível médio do mar (abs)
Pressão Mínima de Operação	0 - 0,1 Mpa									25 m acima do nível médio do mar (abs)
Pressão Máxima de Projeto	27 -31 Mpa									-
Pressão Incidental de Projeto	27 - 31 Mpa									25 m acima do nível médio do mar (abs)
Temperatura Máxima de Projeto	38 °C	90 °C	60 °C	38 °C	60 °C				No duto	
Temperatura Mínima de Projeto	- 10 °C	- 20 °C	- 20 °C	- 10 °C	20 °C				-	
Vida Útil	30 anos	27 anos	27 anos	22 anos	30 anos	25 anos	25 anos	25 anos	25 anos	-

Gasodutos	Carioca	Lula Central	Lula Alto	Lula Área Iracema Norte	Lula Oeste	Franco 1	Franco NW	Franco Sul	Franco SW	Observação
Característica	Informação									
Material do duto	Armaduras metálicas e camadas poliméricas									-
Revestimento Anticorrosivo Externo	Não Aplicável									-
Sobreespesura de corrosão	Não Aplicável									-
Revestimento interno redutor de atrito	Não Aplicável									
Profundidade Máxima	2.200 m	2.150 m	2.150 m	2.250 m	2.020 m	2.020 m	2.035 m	2.040 m	2.035 m	



II.10.2 - Análise histórica de acidentes ambientais

A análise histórica de acidentes é realizada por meio de consulta a bancos de dados, internacionais e nacionais, e por meio de literatura especializada, as quais permitem 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 dados relacionados à atividade *offshore*, tanto para produção quanto por escoamento por meio de dutos e gasodutos.

II.10.2.1 - Fontes de Informações

Foram utilizadas informações de quatro bancos de dados, possibilitando desta forma maior grau de confiabilidade das informações coletadas:

- WOAD – *Wordwilde Offshore Accident Databank*, publicado pela DNV Technica;
- PARLOC – *The Update of Loss Containment Data for Offshore Pipelines*, publicado pelo HSE (*Health & Safety Executive*) e *Institute of Petroleum – IP*;
- OGP (*International Association of Oil & Gas Producers*) – *Risk Assessment Data Directory*;
- HSE – *Offshore Hydrocarbon Releases Statistics*.

Os tópicos a seguir apresentam um resumo das informações utilizadas provenientes destas fontes de informações.

a) **WOAD - Wordwilde Offshore Accident Databank**

Nesta publicação são apresentados dados referentes a três tipos de unidades *offshore* em operação no período de 1970 a 2007:

- Unidades Móveis;
- Unidades Fixas;
- Outras.

Pelas definições apresentadas nesta referência, as instalações do FP(W)SO foram classificadas como “outras”, classificação esta que inclui unidades flutuantes de estocagem e transferência.

O total de acidentes registrados na base de dados no referido período é de 6.033 eventos, ocorridos em todas as grandes regiões produtoras de petróleo *offshore* do mundo.

Definições

a) **Causas dos Acidentes**

As causas de acidentes foram divididas em onze categorias, conforme relacionadas a seguir:

- **Blowout:** Fluxo incontrolável de gás, óleo ou outros fluidos do reservatório;
- **Tombamento:** Perda de estabilidade, resultando na completa virada da unidade (emborcar);
- **Colisão:** Contato acidental entre uma unidade da atividade *offshore* e uma terceira unidade externa;
- **Explosão:** Súbito aumento de volume e grande liberação de energia, geralmente acompanhado por altas temperaturas e produção de gases;
- **Queda de material/carga:** Queda de objetos a partir de guindastes ou outros equipamentos de levantamento de carga. Queda do guindaste, botes salva-vidas que acidentalmente caiam no mar e homem ao mar estão incluídos;
- **Incêndio:** Ocorrência de fogo não controlado;

- **Afundamento:** Perda de flutuação da instalação;
- **Adernamento:** Inclinação incontrolada da unidade;
- **Vazamento de Produto:** Perda de fluido ou gás para as circunvizinhanças causando poluição ou risco de explosão/incêndio;
- **Dano estrutural:** Falha por quebra ou fadiga de suporte estrutural;
- **Problema no poço:** Problema acidental com o poço que ocasione lançamento de óleo.

b) Tipos de Operações

Os acidentes foram classificados de acordo com a operação executada no momento da ocorrência: produção, acomodação, compressão, suporte (apoio), transferência da unidade, bombeamento, injeção, operação de lançamento, instalação de *riser* e outros.

c) Severidade dos danos

Os danos decorrentes dos acidentes identificados como de interesse estão classificados na seguinte categoria, a saber:

- **Óleo Cru** - Óleo cru e óleo lubrificante;
- **Óleo e Gás** - Óleo e gás, ambos para a atmosfera;
- **Gás** - Gás natural, incluindo gás combustível e gás sulfídrico;
- **Óleo Leve** - Óleo combustível aquecido, óleo hidráulico, condensado, metanol, glicol, óleo diesel ou lama a base de óleo;
- **Produtos Químicos** - Produtos químicos, lama a base de água para o mar ou para o ar.

Resultados das pesquisas – WOAD – Embarcações

a) Graus de Dano (ou Severidade) dos Acidentes

O WOAD apresenta, na maioria dos casos, o volume de óleo ou produto perigoso liberado para o ambiente marinho em cada acidente registrado na base de dados.

Para a classificação do grau de dano (ou grau de severidade) foi adotado para o presente estudo a norma PETROBRAS N-2782 de dezembro de 2010 (Técnicas Aplicáveis à Análise de Riscos Industriais).

Nesta norma, na “Tabela B.1 - Categorias de Severidade para Meio Ambiente - Água (Vazamento de Petróleo ou Derivados)” (**Quadro II.10.2.1-1**), existe uma classificação para grau de dano por tipo de ambiente, volume da liberação (em m³) e grau API do óleo. Para classificação do grau de dano, 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.

Quadro II.10.2.1-1 - Classificação do Grau de Dano Segundo Norma PETROBRAS N-2782, de Dezembro de 2010.

Grau de Dano 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

b) Estatística dos Acidentes

Este tópico apresenta uma série de tabelas onde são apresentados os diversos tipos de levantamentos de ocorrências acidentais nos quais tenham ocorrido liberação de óleo e produtos perigosos para o ambiente marinho, no período de 1970 – 2007.

Tipo de acidente por grau de dano e volume de óleo

O **Quadro II.10.2.1-2** apresenta o número de ocorrências, para todas as instalações consideradas nesta análise para o WOAD (unidades móveis, fixas e outras), relacionando o tipo de acidente com o grau de dano, segundo N-2782 de dezembro de 2010, da PETROBRAS, para o período de 1970-2007.

Quadro II.10.2.1-2 - Grau de dano de acidente por tipologia: todas as instalações no mundo, 1970-2007.

Tipo de Acidente	Grau de Dano						
	Catastrófico	Crítico	Médio	Marginal	Desprezível	Não Informado	Total Informado
Blowout	2	5	6	-	3	15	16
Tombamento	1	-	1	-	1	4	3
Colisão	5	8	8	-	2	8	23
Explosão	-	-	3	-	-	-	3
Queda de Carga	-	-	-	-	1	1	1
Incêndio	6	6	9	-	36	29	5
Adernamento	-	-	1	-	-	2	1
Derrame/ Liberação	11	40	70	1	59	68	181
Danos Estruturais	1	3	1	-	2	2	7
Problemas no Poço	-	-	3	-	4	1	7
Total	26	62	102	1	108	130	299

Fonte: WOAD

Da análise do **Quadro II.10.2.1-2**, observa-se que tanto para danos catastrófico quanto críticos os principais tipos de acidentes foram: derrame, incêndio e colisão.

O maior número de registros de acidentes do WOAD está relacionado a derrame/liberação como evento principal do acidente, com um total de 249 registros (aproximadamente 58% de todos os acidentes). Destes 249 registros, 181 tiveram dados de volume informados, sendo que dois destes 181 são relativos à liberação de produtos químicos e não de óleo. Do total de acidentes que tiveram como evento principal o derrame/liberação e os volumes vazados

foram informados, 94% destes foram classificados como sendo de grau com dano crítico, médio, marginal ou desprezível, e 6% catastrófico.

De todos os acidentes em que o volume derramado foi informado, 36% foram classificados como dano desprezível, 34% como dano médio, 21% como dano crítico e 9% como sendo catastrófico.

Seguindo a classificação em pequeno (volumes vazados menores que 8 m³), médio (volumes vazados entre 8 a 200 m³) e grande (volumes vazados maiores que 200 m³) volumes de vazamentos, o resultados apresentados acima são compilados na **Tabela II.10.2.1-1**.

Tabela II.10.2.1-1 - Grau de dano de acidente por tipologia de acordo com classes de vazamento: todas as instalações no mundo, 1970-2007, segundo Dados do WOAD.

Tipo de Acidente	Classe de Vazamento				
	Grande (>200 m ³)	Médio (8 a 200 m ³)	Pequeno (< 8 m ³)	Não Informado	Total Informado
Blowout	5	2	9	15	16
Tombamento	1	-	2	3	3
Colisão	8	11	4	8	23
Explosão	-	-	3	-	3
Queda de Carga	-	-	1	1	1
Incêndio	11	1	45	29	57
Adernamento	-	-	1	3	1
Afundamento	-	-	-	1	-
Derrame/ Liberação	21	57	101	68	179
Danos Estruturais	3	1	3	2	7
Problemas no Poço	-	1	6	1	7
Total	49	73	175	131	297

Fonte: WOAD

De acordo com a **Tabela II.10.2.1-1** pode-se verificar que a maior ocorrência de grandes vazamentos de óleo para o mar está associada ao tipo de acidente derrame/liberação (43%), seguido de incêndio (22%). Do total de ocorrências com volumes de derrame informados, 59% são de pequeno volume (< 8 m³), 25% de médio volume (8 a 200 m³), 16% de grande volume (> 200 m³) e em 31% dos registros existentes no WOAD não existem dados sobre o volume de óleo que foi liberado para o meio marinho.

Tipo de acidente por modo de operação

Aqui é apresentado o levantamento do número de ocorrências relacionando o tipo de acidente com liberação de óleo ou produto perigoso para o meio marinho e o modo de operação.

A **Tabela II.10.2.1-2** mostra os valores para o período de 1970-2007, para todas as unidades aqui analisadas (unidades móveis, fixas e outras).

Tabela II.10.2.1-2- N° de Ocorrências de Acidentes por Modo de Operação: Todas as Unidades Analisadas, no Mundo, no Período de 1970-2007.

Tipo de Acidente	Modo de Operação												
	Perfuração	Perfuração e Produção	Acomodação	Produção	Compressão	Apoio	Transferência	Bombeamento	Injeção	Operação de lançamento	Instalação de Riser	Outros	Total
Blowout	13	6	-	12	-	-	-	-	-	-	-	-	31
Tombamento	4	-	-	1	-	1	-	-	-	-	-	-	6
Colisão	5	3	-	5	-	-	18	-	-	-	-	-	31
Explosão	-	-	-	3	-	-	-	-	-	-	-	-	3
Queda de Carga	-	1	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	2
Incêndio	22	27	1	30	1	1	-	1	1	1	-	1	86
Adernamento	1	-	-	2	-	-	-	-	-	-	-	-	3
Afundamento	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1
Derrame/ Liberação	17	45	-	88	-	-	86	3	3	-	4	3	249
Danos Estruturais	-	1	-	1	-	-	7	-	-	-	-	-	9
Problemas no Poço	4	2	-	2	-	-	-	-	-	-	-	-	8
Total	67	85	1	145	1	2	111	4	4	1	4	4	429

Fonte: WOAD

De acordo com a **Tabela II.10.2.1-2**, o tipo de acidente mais frequente de acidente registrado foi o derramamento/liberação (249), seguido de incêndio (86). Dos 249 derramamento/liberação catalogados no WOAD, 88 (35% aproximadamente) ocorreram durante a produção e 86 (aproximadamente 34%) durante transferência de óleo. Das 86 ocorrências relacionadas com incêndio, 30 (cerca de 35%) também foram durante a produção.

Os modos de operação com maior número de derramamentos de produtos perigosos para o mar (principalmente óleo) são: produção, transferência, perfuração/produção e perfuração. A etapa de produção se configura como o modo de operação com maior registro de ocorrências, acompanhado na sequência pelas operações de transferência, aproximadamente 34% e 26%, respectivamente. O modo que engloba perfuração e produção também registra uma margem significativa de acidentes (aproximadamente 20%), novamente contemplando o modo de operação.

Modo de Operação por Grau de Dano e Volume de Óleo

A **Tabela II.10.2.1-3** apresenta o número de acidentes com liberação de óleo ou produtos perigosos para o mar relacionando o modo de operação com o grau de dano, segundo N-2782 (dezembro de 2010) da PETROBRAS, para os períodos de 1970-2007, segundo os dados do WOAD.

Tabela II.10.2.1-3 - Modo de operação por grau de dano para todas as instalações analisadas no mundo, no período entre 1970-2007.

Tipo de Acidente	Grau de Dano						
	Catastrófico	Crítico	Médio	Marginal	Desprezível	Não Informado	Total Informado
Perfuração	4	9	14	1	10	28	38
Perfuração e Produção	2	10	25	-	27	21	64
Acomodação	-	-	-	-	1	-	1
Produção	6	21	38	-	56	24	121
Compressão	-	-	-	-	1	-	1
Apoio	-	-	-	-	2	-	2
Transferência	12	22	17	-	6	54	57
Bombeamento	-	-	2	-	2	-	4
Injeção	-	-	1	-	3	-	4
Operação de Lançamento	-	-	-	-	-	1	-
Riser	-	1	2	-	-	1	3
Outros	-	1	3	-	-	-	4
Total	24	64	102	1	108	130	299

Fonte: WOAD

A análise da **Tabela II.10.2.1-3**, especificamente para a operação de produção, indica que a maior parte dos acidentes com liberação de produtos perigosos ou óleo para o mar produz danos desprezíveis (46%), seguido de danos médios (32%), danos críticos (17%) e, por fim, os danos catastróficos (5%).

A **Tabela II.10.2.1-4** apresenta as classes de vazamento seguindo a classificação em pequeno (< 8 m³), médio (8 a 200 m³) e grande (maior que 200 m³) para vazamentos.

Tabela II.10.2.1-4 - Classe de vazamento por modo de operação no mundo, no período de 1970-2007.

Tipo de Acidente	Grau de Dano				
	Grande (>200 m ³)	Médio (8 a 200 m ³)	Pequeno (< 8 m ³)	Não Informado	Total Informado
Perfuração	8	10	20	28	38
Perfuração e Produção	4	12	48	21	64
Acomodação	-	-	1	-	1
Produção	11	29	81	25	121
Compressão	-	-	1	-	1
Apoio	-	-	2	-	2
Transferência	24	20	13	54	57
Bombeamento	-	-	4	-	4
Injeção	-	1	3	-	4
Operação de Lançamento	-	-	-	1	0
Riser	-	1	2	1	3
Outros	1	3	-	-	4
Total	48	76	175	130	299

Fonte: WOAD

Observando o quadro acima, verifica-se que a maior ocorrência de grandes vazamentos (> 200 m³) ocorre no modo de transferência (50% dos casos). Em seguida, com 23% dos casos informados, aparece o modo de produção. A maior ocorrência no modo de produção é a de pequenos vazamentos (67% dos casos), já os grandes derramamentos não ultrapassam os 9% dos casos neste modo de operação, com informação no WOAD.

Tipos de Liberação

Aqui estão apresentados os números de acidentes/incidentes com liberação de óleo ou produtos perigosos para o mar relacionados com o tamanho da liberação.

Tipo de Liberação vs. Tamanho da Liberação

A **Tabela II.10.2.1-5** mostra o número de acidentes com liberação de óleo ou produtos perigosos líquidos para o mar, para todas as instalações, no período de 1970-2007, seguindo a classificação em pequeno (< 8 m³), médio (8 a 200 m³) e grande (maior que 200 m³) para vazamentos.

Tabela II.10.2.1-5 - *Tipo de líquido liberado para o mar por tamanho da liberação, para todas as instalações no mundo, 1970-2007.*

Tipo de Liberação	Dimensão da Liberação				Total Informado
	Grande (>200 m ³)	Médio (8 a 200 m ³)	Pequeno (< 8 m ³)	Não Informado	
Óleo Cru	28	35	87	84	150
Óleo e Gás	15	3	35	34	53
Óleo Leve	5	34	24	11	63
Químicos	-	1	1	-	2
Não Informado	-	2	29	1	31
Total	48	75	176	130	299

Fonte: WOAD

Das liberações de óleo cru, 58% foram de pequeno volume, 23,3% de médio volume e 18,7% de grande volume. O maior percentual de vazamento de grandes volumes está relacionado a este tipo de óleo (óleo cru) com 58% dos derramamentos com volume informado. Em segundo lugar, estão os vazamentos de óleo e gás com 31% do total dos grandes vazamentos.

Os dois registros existentes no WOAD sobre produtos químicos perigosos para meio marinho são referentes a biocida. Destes, um é de médio volume e outro é de pequeno.

Quanto aos óleos leves, a maioria dos registros (54%) é de médio volume. Para pequenos volumes, os dados mostram 38% dos vazamentos, enquanto que os grandes vazamentos são 8% do total.

Resultados das pesquisas – WOAD – Gasodutos

Embora estes dados estatísticos do WOAD estejam relacionados a dutos que transportam óleo ou óleo com gás associado, foi realizado o levantamento por se tratar de instalação semelhante à abordada no presente estudo (gasoduto submarino) e proporcionar noções de dimensão dos eventos registrados. Assim, são mostrados os levantamentos de ocorrências acidentais registradas em dutos nos quais tenham ocorrido liberação de óleo, gás e produtos perigosos para o ambiente marinho, no período de 1970 - 2007, segundo dados do WOAD.

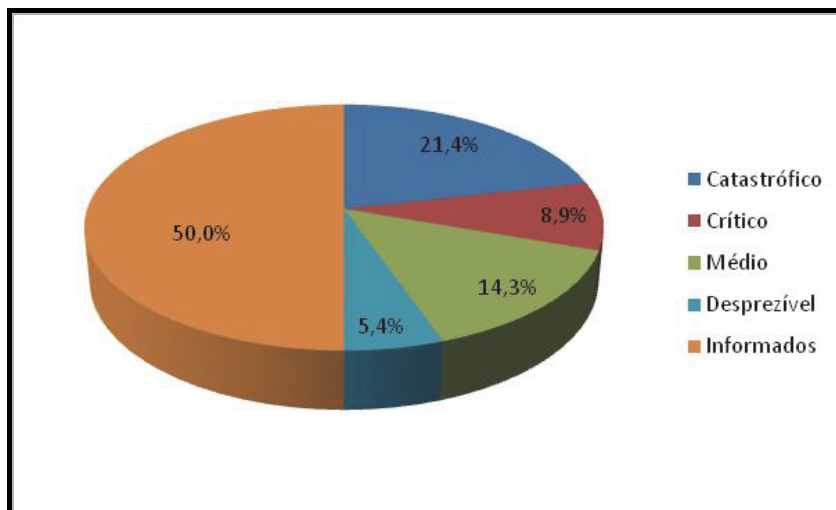
Grau de dano por tipo de instalação (duto)

A **Tabela II.10.2.1-6** e a **Figura II.10.2.1-1** apresentadas a seguir mostram o número de acidentes com liberação de produto para o mar em dutos, por grau de severidade, nos registros do WOAD, durante os anos de 1970-2007.

Tabela II.10.2.1-6 - Número de acidentes em dutos com liberação de produto para o mar.

Grau de Dano	Número de Registros	Percentual do Total de Eventos Informados
Catastrófico	24	43%
Crítico	10	18%
Médio	16	28%
Marginal	-	0%
Desprezível	6	11%
Informados	56	-
Não Informados	56	-
Total	112	

Fonte: WOAD



Fonte: WOAD

Figura II.10.2.1-1 - Distribuição percentual do total de eventos registrados para dutos

Conforme pode ser observado nos dados apresentados acima, 43 % do total de registros em dutos com informações tiveram proporções ambientais em níveis considerados catastróficos.

Tipo de Acidente por Tipo de Instalação (Duto)

A **Tabela II.10.2.1-7** mostra o número de ocorrências relacionando os tipos de acidente ocorridos em dutos submarinos para o período de 1970-2007 no mundo inteiro.

Tabela II.10.2.1-7- Número de Ocorrências de Acidente por Tipo de Instalação

Tipo de Acidente	Ocorrências em Dutos Submarinos	
	Número de Registros	Percentual
<i>Blowout</i>	-	-
Tombamento	-	-
Colisão	18	16%
Explosão	-	-
Queda de Carga	-	-
Incêndio	-	-
Adernamento	-	-
Vazamento	87	78%
Danos Estruturais	7	6%
Problemas no Poço	-	-
Total	112	

Fonte: WOAD

De acordo com os registros de tipos de acidentes, verifica-se que 78% do total estão relacionados com vazamentos de modo geral, não especificando as causas dos mesmos, entretanto, analisando a sequência dos registros pode ser observado que os registros de causas definidas estão concentrados em impactos mecânicos e danos estruturais do duto por quebra ou fadiga.

Modo de Operação por Tipo de Instalação (Duto)

A **Tabela II.10.2.1-8** mostra o número de ocorrências relacionando o modo de operação com os acidentes ocorridos em dutos submarinos para o período de 1970-2007 no mundo inteiro.

Tabela II.10.2.1-8 - Modo de operação por tipo de instalação

Modo de Operação	Ocorrências em Dutos Submarinos	
	Número de Registros	Percentual
Perfuração	-	-
Perfuração e Produção	-	-
Acomodação	-	-
Produção	2	1,8%
Compressão	-	-
Apoio	-	-
Transferência	110	98,2%
Bombeamento	-	-
Injeção	-	-
Operação de Lançamento	-	-
Riser	-	-
Outros	-	-
Total	112	

Fonte: WOAD

Dos eventos registrados, praticamente todos ocorreram durante o modo de transferência de produto pelo duto. Com exceção do modo de produção que apresentou 2 registros do total de acidentes, não foram verificadas ocorrências para os demais modos de operação por não possuírem registros efetivamente ou pelo modo de operação não ocasionar influência sobre o tipo de instalação abordada.

a) PARLOC - *The Update of Loss Containment Data for Offshore Pipelines*

O PARLOC é um banco de dados com informações coletadas desde o ano de 1996 até o fim do ano de 2000. Este banco de dados foi desenvolvido por Mott Macdonald e publicado pelo HSE - *Health and Safety Executive, Institute of Petroleum* - IP e UKOOA – *United Kingdom Offshore Operators Association* do Reino Unido.

As informações extraídas desta publicação referem-se principalmente a dados de linhas de processo de plataformas de exploração e dutos submarinos (com até 5 km de extensão e maiores que 5 km). Ressalta-se que, embora a citada publicação trate de plataformas, as informações referentes às taxas de

falha de tubulação serão utilizadas no cálculo de frequência das hipóteses acidentais. A utilização destas fontes é possível pois, tanto em plataformas como em FP(W)SOs, as linhas de produção estão sujeitas a situações semelhante de ambiente corrosivo causas naturais associadas aos acidentes.

Este relatório é o 5º já publicado (anteriormente foram lançadas publicações nos anos de 1990, 1992, 1994 e 1996), 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 da frequência de ocorrência dos cenários acidentais de vazamentos, 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.

Ressalta-se que foram reunidas algumas fontes de informação para a verificação dos dados de falha obtidos no PARLOC. Tais publicações são listadas a seguir:

- a) UKOOA *Catalogue*, 1995;
- b) UK *Health and Safety Executive (HSE) pipeline database*, 1992;
- c) UK *Department of Energy (DEn) pipeline records*, 1984;
- d) Norwegian Petroleum Directorate (NPD) *pipeline database*;
- e) *Subsea Guide and 6th Edition Field Development Guide, published by OPL*;
- f) *Pipeline Operators*.

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.

Causas dos Acidentes e Localização da Tubulação

As causas dos acidentes foram agrupadas de acordo com a localização do evento acidental. Desta forma, foram considerados sete locais de ocorrência dos acidentes, 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.

A **Tabela II.10.2.1-9** apresenta a causa dos acidentes registrados por local do vazamento.

Tabela II.10.2.1-9- Causas e locais dos acidentes.

Causa	Local do Vazamento						
	Plataforma	<i>Riser</i>	Zona de Segurança	<i>Mid Line</i>	Poço	Zona próxima ao litoral	Monobóia
Impacto por Âncora	0	0	6	2	0	0	0
Impacto	0	0	1	8	0	0	0
Corrosão	1	5	5	11	4	0	0
Estrutural	0	1	0	0	0	0	0
Material	0	2	4	2	1	0	1
Naturais	0	0	0	0	0	0	0
Outras	0	4	2	4	1	0	0
Total	1	12	18	27	6	0	1

Fonte: PARLOC

Conforme se observa na tabela acima, a área de tubulação com maior registro de acidentes refere-se 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).

Para as tubulações internas à plataforma, foi realizado um comparativo com os FP(W)SOs, salva as devidas diferenças, onde foi registrado apenas um acidente, ou seja, os grandes acidentes em tubulações estão associados em grande parte às tubulações de extração e/ou envio de produto, e não àquelas de superfície.

Número de Acidentes por Tamanho de Furo

A **Tabela II.10.2.1-10** apresenta o levantamento da distribuição do tamanho dos furos e/ou consequências relacionadas às etapas de operação da plataforma.

Tabela II.10.2.1-10- Distribuição dos tipos de consequência por operação.

Etapa	Número de incidentes	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
Operação	248	152	96	56	16	21	3
Parada	17	15	2	0	1	1	0
Construção	66	47	19	2	0	16	1
Antes do Comissionamento	12	11	1	1	0	0	0
Hidroteste	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

De acordo com a **Tabela II.10.2.1-10**, a maioria dos acidentes com tubulação (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.

a) OGP – Riser and Pipeline Release Frequencies

Nesta publicação, de março de 2010, são contemplados dados de frequências vazamento em *risers* e dutos. As frequências são dadas com base na análise de condutas de transporte de hidrocarbonetos.

Para seções *offshore*, as frequências são dadas para *risers* e tubulações de aço e flexíveis. A análise inclui *risers* de FPSO, TLPs e semi-submersíveis, mas não incluem as tecnologias de águas profundas.

As frequências recomendadas e os dados associados são apresentados a seguir no **Quadro II.10.2.1-1** e as respectivas distribuições de acordo com os registros obtidos nos **Quadro II.10.2.1-4** e **Quadro II.10.2.1-5**.

Quadro II.10.2.1-3- 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 ≤ 24"	$5,1 \times 10^{-5}$	Falha por km-ano
	Óleo ou gás processado, duto com diâmetro > 24"	$1,4 \times 10^{-5}$	Falha por km-ano
Dutos submersos: cargas externas, causando danos na zona de segurança	Diâmetro ≤ 16"	$7,9 \times 10^{-4}$	Falha por ano
	Diâmetro > 16"	$1,9 \times 10^{-4}$	Falha por ano
Dutos submersos flexíveis	Todos	$2,3 \times 10^{-3}$	Falha por km-ano
Risers	Aço - diâmetro ≤ 16"	$9,1 \times 10^{-4}$	Falha por ano
	Aço - diâmetro > 16"	$1,2 \times 10^{-4}$	Falha por ano
	Flexível	$6,0 \times 10^{-3}$	Falha por ano

Fonte: OGP

Quadro II.10.2.1-4- Distribuição de tamanho de furo recomendado para Risers e tubulações

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

Quadro II.10.2.1-5- Distribuição do Local de Vazamento para Risers

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

Fonte: OGP

No **Quadro II.10.2.1-3**, a maioria das frequências são dadas por km por ano à medida que são dependentes do comprimento da tubulação. Para um típico duto de comprimento L (km), com frequência de falha F_{km} , a frequência de vazamento F ao longo do comprimento total da tubulação é simplesmente dada por:

$$F = L \times F_{km} \text{ [por ano]}$$

Existem várias causas que podem resultar na frequência falha de um gasoduto específico, ou para uma seção de um duto, sendo diferente do que simplesmente obtidos utilizando as frequências.

Em geral, existem dois grupos principais de causas que proporcionam a falha da tubulação. O primeiro grupo está relacionado às cargas que excedem as cargas críticas de gasodutos, geralmente resultando em um incidente isolado. O segundo grupo está relacionado com os efeitos de enfraquecimento e desgaste gradual do duto ao longo de um determinado período. Para o presente estudo foram abordados apenas os casos pertinentes às ocorrências *offshore*, como:

- a) Incidentes isolados
 - Arraste de Cargas;
 - Âncora do navio/ naufrágio;
 - Movimentação do leito marítimo.
- b) Mecanismos de atuação ao longo do tempo
 - Corrosão;
 - Fadiga;
 - Flambagem.

Risers e Dutos Offshore

As frequências e distribuições apresentadas para *risers* e dutos *offshore* são derivadas de uma reavaliação da DNV dos dados apresentados no PARLOC 2001.

Os mecanismos de falha variam de acordo com fonte. O **Quadro II.10.2.1-6** indica o quanto os diferentes mecanismos contribuem para a frequência de falha geral. Isso pode ser usado para determinar como características específicas do projeto gasoduto podem afetar a frequência. O **Quadro II.10.2.1-7** e o **Quadro II.10.2.1-8** apresentam as atribuições de falhas em *risers* e dutos distribuições da ocorrência de diferentes dimensões de furos, respectivamente, nos equipamentos.

Quadro II.10.2.1-6- Acidentes e universo amostral para dutos offshore.

Descrição da Tubulação	Número de Ocorrências	Exposição
Óleo ou gás processado, duto com diâmetro $\leq 24''$	3	59.003 km-ano 4.320 dutos-ano
Óleo ou gás processado, duto com diâmetro $> 24''$	2	147.608 km-ano 2.949 dutos-ano
Cargas externas, causando danos na zona de segurança, diâmetro $\leq 16''$	7	8.836 anos
Cargas externas, causando danos na zona de segurança, diâmetro $> 16''$	1	3.734 anos
Dutos submersos flexíveis	11	3.447 km-ano 3.898 dutos-ano
<i>Riser</i> de aço - diâmetro $\leq 16''$	10	10.979 <i>riser</i> -ano
<i>Riser</i> de aço - diâmetro $> 16''$	1	5.937 <i>riser</i> -ano
<i>Riser</i> flexível	5	5 <i>riser</i> -ano

Fonte: OGP

Quadro II.10.2.1-7- Atribuição das falhas: dutos offshore, todos os diâmetros.

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

Fonte: OGP

Quadro II.10.2.1-8- Distribuição de tamanho de furos em dutos offshore.

Tamanho do Furo	Número de Ocorrências	
	Duto Submerso	Riser
Pequeno (< 20 mm)	37	9
Médio (20 a 80 mm)	8	2
Grande (> 80 mm)	1	4
Ruptura total	4	-
Total	50	15

Fonte: OGP

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* de aço e impactos mecânicos na zona de segurança em tubulações de menor porte. As causas mais frequentes de falhas são os impactos com cargas externas e corrosão, se configurando como modos de falha mais críticos para o empreendimento observado.

a) HSE – Offshore Hydrocarbon Release Statistics

Este relatório abrange o período de 01 de outubro de 1992 a 31 de Março de 2001, sexto relatório sobre estatísticas obtidas a partir do banco de dados HCR (*Hydrocarbon Release*). Foram registrados um total de 2.071 acidentes com liberações de hidrocarbonetos, verificados durante o período de 8 anos e meio desde o start-up dos vazamentos de hidrocarbonetos até 31 de março de 2001.

O *HSE* apresenta dados refinados, ou seja, por dimensões dos equipamentos e com distribuição da frequência para diferentes tamanhos de furos em instalações *offshore*, relacionando diversos equipamentos distintos.

O relatório do *HSE* fornece os dados das taxas de falha de diversos tipos de equipamentos, detalhando suas características, tais como: o tipo, material, forma de acionamento e range de diâmetro. As taxas de falha são obtidas através da divisão do número de vazamentos pelo número total de registros de cada equipamento, dispostos nas tabelas do referido relatório.

A partir deste detalhamento, o *HSE* também oferece a porcentagem de ocorrência de vazamentos de cada classe de furos, para que se obtenha a

distribuição adequada da frequência. Sendo assim, foram extraídos os dados pertinentes ao empreendimento abordado no presente estudo de forma a se obter dados significativos e um comparativo com os demais bancos de dados apresentados anteriormente.

O **Quadro II.10.2.1-9** a seguir apresenta os registros relacionando o tipo de instalação com o tipo de vazamento e a severidade do acidente, estabelecendo um comparativo com o total de ocorrências para o mesmo tipo de vazamento nas demais unidades offshore estudadas.

Quadro II.10.2.1-9- Tipo de Instalação por tipo de liberação e severidade

Instalação	Tipo de Vazamento						Total
	Gás			Bifásico			
	Grande	Significativo	Menor	Grande	Significativo	Menor	
Instalação Submarina	1	3	1	2	-	-	7
Todas Instalações Offshore	96	721	295	27	129	21	1.994

Fonte: HSE

De acordo com o **Quadro II.10.2.1-9**, as ocorrências em instalações submersas, das quais fazem parte os duto e *risers* representam uma parcela pouco representativa (0,35%) quando comparado com o total de registros em instalações envolvendo gases ou sistemas bifásicos. Quando isolado apenas os gases esse percentual é de 0,45%.

Incidentes de Poluição por óleo nas atividades da Petrobras

A seguir são apresentados os dados históricos de incidentes de poluição por óleo ocorridos nas atividades de produção marítimas da PETROBRAS nos anos de 2009, 2010 e 1º semestre de 2011, ao longo da costa brasileira.

Ressalta-se que, embora apontados como incidentes ocorridos nas atividades de exploração e produção da Petrobras, estão incluídos também os ocorridos nas atividades de apoio, tais como os incidentes durante operações de transferências de produtos para as plataformas e operações de embarcações em píeres.

Embora o volume de ocorrências de 2010 pareça sugerir aumento relativo dos volumes médios dos incidentes, verifica-se que esse volume foi em grande parte influenciado por ocorrências isoladas, em diferentes instalações e operadas por diferentes equipes, evidenciando que não se tratam de incidentes sistêmicos, ainda que mereçam toda atenção:

- a) 1 incidente decorrente de descontrole em processo de tratamento de água produzida na P-48 em março/2010 (20 m³);
- b) 1 incidente decorrente de desconexão de mangote de transferência na P-47 em junho/2010 (1,58 m³);
- c) 1 incidente decorrente de descontrole em processo de tratamento de água produzida na P-43 em outubro/2010 (1,80 m³).
- d) Todos os demais incidentes de 2010 foram de pequena monta, totalizando 2,74 m³.

Excluídas as ocorrências acima destacadas, que podem ser consideradas “pontos fora da curva”, verifica-se que o desempenho da atividade apresenta tendência de queda no volume de óleo derramado quando analisado todo o período considerado, e de estabilidade, com resultado significativamente melhor que as demais empresas-membro da International Oil and Gas Producers Association (Organização Internacional de Produtores de Óleo e Gás – OGP).

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.

O comportamento de óleos derramados nos mais diversos ecossistemas, principalmente no mar, depende da composição química do petróleo, da quantidade, da relativa toxicidade dos seus compostos, das condições meteoceanográficas e do tempo de exposição, incluindo a persistência de resíduos em condições ambientais particulares.

Os processos intempéricos, como evaporação, emulsificação, dissolução, biodegradação, fotoxidação e das interações entre óleo, sedimento e água, atuam sobre um óleo derramado no mar modificando as características químicas e físicas do petróleo.

A evaporação é a responsável pelas mudanças mais importantes ocorridas no óleo durante um derrame. Em poucos dias um petróleo leve, dependendo da sua composição, pode perder até 75% de seu volume e os médios, até 40%. Nos

ambientes tropicais, as temperaturas elevadas fazem com que a perda por evaporação dos componentes voláteis do petróleo seja mais rápida, diminuindo seus efeitos tóxicos sobre a microflora local.

Os compostos saturados, predominantes na maioria dos óleos, são os mais suscetíveis à evaporação, biodegradação e à dispersão. Os compostos aromáticos de baixo peso molecular são parcialmente solúveis em água, mas evaporam rapidamente após um derrame enquanto os hidrocarbonetos aromáticos de elevado peso molecular (HPA) podem persistir por um período maior.

A atividade de biodegradação, após as etapas de evaporação e dispersão, contribui ativamente na redução destes hidrocarbonetos aromáticos e, conseqüentemente, na recuperação de áreas costeiras contaminadas por óleo.

Em função do exposto, excluindo-se as ocorrências consideradas como pontos fora da curva, e considerando-se os pequenos volumes vazados e as características do produto derramado e do ambiente atingido, além das ações de resposta executadas, os impactos ambientais potenciais podem ser caracterizados como de baixa magnitude, locais e temporários.

O **Quadro II.10.2.1-10** apresenta a relação completa dos incidentes para o período pesquisado.

Quadro II.10.2.1-10 - Relação dos incidentes entre o período de janeiro de 2009 à junho de 2011.

Data do incidente	Ocorrência	Volume (m ³)	Causa imediata	Ambiente mais atingido	Ações de resposta
04/01/2009	Vazamento de 0,05 m ³ de óleo no turret da P-34	0,05	falha operacional	mar aberto, no entorno da plataforma	Acionamento do plano de emergência; acionamento de alarme, dilúvio e interrupção imediata da produção
15/01/2009	Vazamento de 0,124 m ³ de petróleo devido a quebra de riser do FPSO Seillean	0,12	falha de equipamento	mar aberto, no entorno da plataforma	Acionamento do plano de emergência; descida de ROV para inspeção visual e verificação do fechamento do poço
15/01/2009	Vazamento de 0,02 m ³ de óleo hidráulico durante operação de ancoragem do FPSO Cidade de Niterói	0,02	falha de equipamento	mar aberto, no entorno da plataforma	Identificada a origem do vazamento e realizado reparo
22/01/2009	Derramamento de 5 L de óleo durante drenagem de tanque na PRA-1	0,01	falha de equipamento	mar aberto, no entorno da plataforma	Acionamento do plano de emergência; foi fechada imediatamente a válvula de bloqueio do tubo de despejo, interrompendo-se o vazamento. Realizada a dispersão mecânica com o barco de apoio que estava no local
20/03/2009	Vazamento de 0,0001 m ³ de óleo lubrificante junto à embarcação CBO Valentina atracada no Terminal de derivados em Anchieta	0,00	falha de equipamento	porto	A embarcação encontrava-se cercada com barreira de proteção e foram utilizadas mantas absorventes para a recuperação do fluído vazado. Eliminado o vazamento
07/04/2009	Derramamento de 0,0050 m ³ de água produzida na P-48	0,01	descontrole de processo	mar aberto, no entorno da plataforma	Acionamento do plano de emergência; interrompido o descarte de água para o mar, desviando o fluxo para os tanques da embarcação
29/04/2009	Vazamento de 0,02 m ³ de óleo devido a torção do mangote	0,02	falha operacional	mar aberto, no entorno da plataforma	Acionamento do plano de emergência

Data do incidente	Ocorrência	Volume (m ³)	Causa imediata	Ambiente mais atingido	Ações de resposta
22/05/2009	Vazamento de 0,015 m ³ de óleo diesel durante operação de transferência para embarcação no píer de Imbetiba	0,02	falha de equipamento	píer	Houve o recolhimento através de mantas e barreiras absorventes de todo o produto derramado
27/05/2009	Vazamento de 0,2 m ³ de óleo diesel da embarcação Navegantes Pride durante abastecimento da P-51	0,20	perda de posição da embarcação	mar aberto, no entorno da plataforma	Interrupção imediata do bombeio, e recolhimento da mangueira danificada.
10/06/2009	Derramamento de 0,0025 m ³ de óleo devido a transbordamento de calha na P-27	0,00	transbordamento de calha de drenagem	mar aberto, no entorno da plataforma	Acionamento do plano de emergência; acionada embarcação para dispersão mecânica e contenção e limpeza da calha
13/06/2009	Vazamento de 0,107 m ³ de óleo em duto de interligação das plataformas PAT-2 e PAT-3	0,11	furo de linha	mar aberto	Acionamento do plano de emergência; parada imediata da produção e escoamento do óleo
16/06/2009	Vazamento de 0,025 m ³ de óleo hidráulico em <i>thruster</i> do FPSO Seillean	0,03	falha de equipamento	mar aberto, no entorno da plataforma	Acionamento do plano de emergência
21/07/2009	Derramamento de 0,004 m ³ de água oleosa do rebocador AH Genova no Píer de Imbetiba	0,00	falha operacional	píer	Acionamento do plano de emergência
21/07/2009	Derramamento de 0,005 m ³ de petróleo durante operação de <i>offloading</i> na P-54	0,01	falha de equipamento	mar aberto, no entorno da plataforma	Acionamento do plano de emergência
11/08/2009	Vazamento de 1,34 m ³ de petróleo em mangote de <i>offloading</i> devido a perda de posicionamento da P-54	1,34	perda de posição da embarcação	mar aberto, no entorno da plataforma	Acionamento do plano de emergência; coletada amostra do óleo sobrenadante e enviada para análise; realizado sobrevoo para dimensionamento e monitoramento da mancha; inspeção, teste e reaperto de estojos da válvula do mangote de proa, que apresentava pequeno vazamento
20/08/2009	Vazamento de 0,0048 m ³ de água produzida fora de especificação na P-48	0,00	descontrole de processo	mar aberto, no entorno da plataforma	Acionamento do plano de emergência

Data do incidente	Ocorrência	Volume (m ³)	Causa imediata	Ambiente mais atingido	Ações de resposta
24/08/2009	Vazamento de 0,007 m ³ de óleo junto à PCH-2	0,01	falha de equipamento	mar aberto, no entorno da plataforma	Acionamento do plano de emergência; interrupção imediata da produção da unidade e descarte de água produzida. Efetuada dispersão mecânica das manchas, com embarcação de apoio. Retomada a produção, após verificação geral do processo, sem observar anomalias
24/08/2009	Vazamento de 0,003 m ³ de petróleo na P-53 durante manutenção em permutador	0,00	falha operacional	mar aberto, no entorno da plataforma	Acionamento do plano de emergência
25/08/2009	Vazamento de 0,005 m ³ de óleo hidráulico na embarcação Maersk Rover no Terminal da Briclog	0,01	falha operacional	porto	Acionamento do plano de emergência; o óleo foi totalmente contido por barreiras e recolhido através de mantas absorventes
25/08/2009	Derramamento de 0,0015 m ³ de óleo lubrificante de convés da embarcação Astro Dourado devido a condições de mar	0,00	causas da natureza	mar aberto, no entorno da plataforma	Acionamento do plano de emergência
18/09/2009	Vazamento de 0,001 m ³ de água oleosa durante manutenção de válvula de tanque de drenagem na P-53	0,00	falha operacional	mar aberto, no entorno da plataforma	Acionamento do plano de emergência
19/09/2009	Derramamento de 0,011 m ³ de água oleosa após lavagem de mangote de <i>offloading</i> na P-50	0,01	falha de equipamento	mar aberto, no entorno da plataforma	Acionamento do plano de emergência
21/09/2009	Vazamento de 0,01 m ³ de água oleosa pelo costado da embarcação <i>Far Sleipner</i> no píer de Imbetiba	0,01	falha operacional	píer	Acionamento do plano de emergência
25/09/2009	Derramamento de 0,01 m ³ de petróleo por linha de dreno de água limpa na P-53	0,01	falha operacional	mar aberto, no entorno da plataforma	Acionamento do plano de emergência

Data do incidente	Ocorrência	Volume (m ³)	Causa imediata	Ambiente mais atingido	Ações de resposta
16/10/2009	Descarte de 1,5 m ³ de água produzida fora de especificação na PNA-2	1,50	descontrole de processo	mar aberto, no entorno da plataforma	Acionamento do plano de emergência; sobrevoo de monitoramento; dispersão mecânica por embarcações
21/10/2009	Descarte de 0,002 m ³ de óleo em água oleosa durante descarte de água do <i>slop</i> do FPSO RO	0,00	falha de equipamento	mar aberto, no entorno da plataforma	Acionamento do plano de emergência
25/10/2009	Vazamento de óleo 0,00027 m ³ de diesel, durante a transferência do produto do rebocador Eco Gladiator para a Plataforma PDO-1	0,00	falha operacional	mar aberto, no entorno da plataforma	Acionamento do plano de emergência; interrupção da transferência de diesel para a plataforma; dispersão mecânica da mancha formada, com uso da embarcação OSRV Marati
16/01/2010	Vazamento de 0,118 m ³ no oleoduto de PAT-2	0,12	furo de linha	mar aberto, no entorno da plataforma	Acionamento do plano de emergência; a produção da área envolvida foi paralisada de imediato e foi feito sobrevoo para identificação da mancha
19/01/2010	Vazamento de 0,02 m ³ de água oleosa de convés na P-20	0,02	falha operacional	mar aberto, no entorno da plataforma	Acionamento do plano de emergência; adernamento para popa eliminando vazamento
19/01/2010	Descarte de 0,015 m ³ de óleo para o mar devido ao desenquadramento da água produzida na P-43	0,02	descontrole de processo	mar aberto, no entorno da plataforma	Acionamento do plano de emergência; interrupção imediata do descarte de água produzida
19/01/2010	Vazamento de 0,0185 m ³ de petróleo durante operação de manutenção e reparo do oleoduto	0,02	furo de linha	mar aberto, no entorno da plataforma	Acionamento do plano de emergência
23/01/2010	Vazamento de 0,021 m ³ devido a falha de conexão no FPSO RO	0,02	falha de equipamento	mar aberto, no entorno da plataforma	Acionamento do plano de emergência; paralisada a operação de <i>off-loading</i> ; verificação do sistema de conexão; liberação do navio aliviador

Data do incidente	Ocorrência	Volume (m ³)	Causa imediata	Ambiente mais atingido	Ações de resposta
02/02/2010	Vazamento de 0,002 m ³ de óleo diesel na linha de transferência por corrosão na P-56	0,00	falha de equipamento	mar aberto, no entorno da plataforma	Interrompida a transferência de diesel e reparada a tubulação
27/02/2010	Vazamento de 0,03 m ³ de óleo devido a falha de válvula de bloqueio em PCH-2	0,03	falha de equipamento	mar aberto, no entorno da plataforma	Acionamento do plano de emergência; paralisação imediata da produção plataforma P-09; - substituição da válvula
08/03/2010	Vazamento de 0,0014 m ³ de óleo devido a falha em SDV de <i>overboard</i> na P-65	0,00	falha de equipamento	mar aberto, no entorno da plataforma	Acionamento do plano de emergência; monitoramento da pequena mancha que se formou
09/03/2010	Vazamento de 0,0040 m ³ de óleo devido a falha de bomba na P-65	0,00	falha de equipamento	mar aberto, no entorno da plataforma	Acionamento do plano de emergência; monitoramento do óleo derramado
11/03/2010	Vazamento de 0,0020 m ³ de óleo contido na água oleosa na P-65	0,00	descontrole de processo	mar aberto, no entorno da plataforma	Acionamento do plano de emergência; monitoramento ambiental.
19/03/2010	Vazamento de 0,02 m ³ óleo diesel por falha na boia do separador de água e óleo em Ubarana	0,02	falha de equipamento	mar aberto, no entorno da plataforma	Acionamento do plano de emergência; dispersão mecânica com uso de embarcação <i>oil-recovery</i> e sobrevoos
31/03/2010	Vazamento de 20 m ³ de petróleo proveniente da P-48	20,00	descontrole de processo	mar aberto, no entorno da plataforma	Interrupção do descarte de água produzida e desvio para os tanques de <i>stop</i> ; utilização de tanque de carga para enquadrar a água produzida descartada; substituição dos sensores dos controladores de nível; limpeza dos hidrociclones; operacionalização dos flutuadores
01/04/2010	Vazamento de 0,01 m ³ de óleo na água produzida na P-25	0,01	descontrole de processo	mar aberto, no entorno da plataforma	Acionamento do plano de emergência
18/04/2010	Vazamento de 43,2 L de óleo bruto na PUB-15 pelo tubo de drenagem	0,04	descontrole de processo	mar aberto, no entorno da plataforma	Acionamento do plano de emergência; providenciada equipe especializada para esvaziamento total do tanque

Data do incidente	Ocorrência	Volume (m ³)	Causa imediata	Ambiente mais atingido	Ações de resposta
30/04/2010	Vazamento de 0,015 m ³ de óleo devido a descarte de água produzida fora de especificação na P-48	0,02	descontrole de processo	mar aberto, no entorno da plataforma	Acionamento do plano de emergência; o descarte de água produzida foi interrompido imediatamente, com o alinhamento do fluxo para os tanques da Unidade
06/05/2010	Vazamento de 0,0001 m ³ de água oleosa P-27 decorrente de drenagem de água de chuva contaminada	0,00	falha na execução de procedimento operacional	mar aberto, no entorno da plataforma	Interrompida imediatamente a atividade de drenagem
15/05/2010	Vazamento de 0,85 m ³ de água oleosa na P-65	0,85	descontrole de processo	mar aberto, no entorno da plataforma	Acionamento do plano de emergência
15/05/2010	Derramamento de 0,033 m ³ de óleo devido a trinca em caixa de drenagem na P-50	0,03	falha de equipamento	mar aberto, no entorno da plataforma	Acionamento do plano de emergência
31/05/2010	Descarte de 0,088 m ³ de óleo para o mar devido ao desenquadramento da água produzida na P-48	0,09	descontrole de processo	mar aberto, no entorno da plataforma	Acionamento do plano de emergência
04/06/2010	Vazamento de 75 L de óleo diesel na P-48 durante transferência de rebocador	0,08	falha durante movimentação de produto	mar aberto, no entorno da plataforma	Acionamento do plano de emergência
07/06/2010	Derramamento de 1,58 m ³ de óleo devido a desconexão de mangote de transferência na P-47	1,58	falha de equipamento	mar aberto, no entorno da plataforma	Acionamento do plano de emergência; enviadas para o local, embarcações para combate a emergência e realização de sobrevoo de monitoramento
22/06/2010	Vazamento de 48 L de óleo pelo embornal da P-48	0,05	descontrole de processo	mar aberto, no entorno da plataforma	Acionamento do plano de emergência
07/07/2010	Vazamento de 80 L de óleo diesel em operação da embarcação Campos Commander no píer de Imbetiba	0,08	falha durante movimentação de produto	píer	Acionamento do plano de emergência
16/07/2010	Derramamento de 0,002 m ³ de petróleo pelo tubulão de descarga da P-50	0,00	descontrole de processo	mar aberto, no entorno da plataforma	Acionamento do plano de emergência

Data do incidente	Ocorrência	Volume (m ³)	Causa imediata	Ambiente mais atingido	Ações de resposta
09/08/2010	Vazamento de 0,005 m ³ de óleo diesel em operação de reabastecimento de tanques de diesel na plataforma PXML-1	0,01	falha durante movimentação de produto	mar aberto, no entorno da plataforma	Acionamento do plano de emergência
10/08/2010	Derramamento de 0,015 m ³ de água oleosa para o mar durante <i>offloading</i> na P-54	0,02	descontrole de processo	mar aberto, no entorno da plataforma	Acionamento do plano de emergência
15/08/2010	Vazamento de 0,2 m ³ de petróleo contido em água produzida descartada devido a descontrole de processo na P-54	0,20	descontrole de processo	mar aberto, no entorno da plataforma	Acionamento do plano de emergência; interrupção imediata da operação de descarte de água e acionamento do sobrevo
19/08/2010	Vazamento de 0,019 m ³ de óleo por pequeno furo em linha na saída do oleoduto de PCE-1 para P-65	0,02	falha de equipamento	mar aberto, no entorno da plataforma	Acionamento do plano de emergência; paralisação da produção da plataforma de PCE-1 para tratar vazamento. realização de reparo provisório com abraçadeira e, após testar estanqueidade com 24 kgf/cm ² , normalizada a produção a partir de 04:25h
27/08/2010	Vazamento de 20 L de óleo diesel na P-37 durante abastecimento por rebocador	0,02	falha durante movimentação de produto	mar aberto, no entorno da plataforma	Acionamento do plano de emergência para incidentes com poluição; providenciada a substituição do mangote de recebimento de óleo diesel do FPSO P-37
31/08/2010	Vazamento de 800 ml de condensado de petróleo na P-09 em 31-08-2010	0,00	furo de linha	mar aberto, no entorno da plataforma	Acionamento do plano de emergência; isolado o trecho através do fechamento das válvulas manuais de depressurização dos filtros e colocação de mantas absorventes para conter o óleo

Data do incidente	Ocorrência	Volume (m ³)	Causa imediata	Ambiente mais atingido	Ações de resposta
06/09/2010	Vazamento de 0,03 m ³ de óleo hidráulico no navio sísmico MV Western Neptune	0,03	falha de equipamento	mar aberto, no entorno da plataforma	Acionamento do plano de emergência; desligamento imediato da válvula de abastecimento de óleo hidráulico e fechamento da válvula de drenagem do convés. O vazamento foi contido com os materiais do kit SOPEP (<i>Ship oil pollution emergency plan</i>).
06/09/2010	Vazamento de 0,007 m ³ de óleo pelo caisson da SS-11	0,01	falha operacional	mar aberto, no entorno da plataforma	Acionamento do plano de emergência
10/09/2010	Vazamento de 30 L de petróleo da embarcação Fast Tracer no píer de Imbetiba	0,03	falha durante movimentação de produto	píer	Acionamento do plano de emergência; o vazamento foi eliminado pela própria tripulação da embarcação
19/09/2010	Vazamento de 0,018 m ³ de óleo em PCE-1	0,02	falha de equipamento	mar aberto, no entorno da plataforma	Acionamento do plano de emergência; realização de sobrevoo e inspeção submarina com embarcação dotada de sistema ROV; o sobrevoo realizado para avaliação do incidente não visualizou nenhuma mancha de óleo; houve a paralisação da fonte alimentadora do vazamento, o fechamento do poço BO-14.
26/09/2010	Descarte de 0,008 m ³ de petróleo na P-54	0,01	descontrole de processo	mar aberto, no entorno da plataforma	Acionamento do plano de emergência; o descarte para o mar foi interrompido imediatamente
18/10/2010	Vazamento de 0,005 m ³ de petróleo devido a perda de estanqueidade em equipamento da P-48	0,01	falha de equipamento	mar aberto, no entorno da plataforma	O trocador de calor foi isolado para realização de teste hidrostático (estanqueidade)



Data do incidente	Ocorrência	Volume (m ³)	Causa imediata	Ambiente mais atingido	Ações de resposta
27/10/2010	Vazamento de 1,8 m ³ de petróleo devido a descontrole do sensor de TOG na P-43	1,80	descontrole de processo	mar aberto, no entorno da plataforma	Interrupção do descarte de água e envio para tanque de carga. Acionado o sobrevoo para avaliação e monitoramento. Foi utilizada a embarcação Porto Fino para realizar a dispersão mecânica
28/10/2010	Vazamento de 0,003 m ³ de óleo diesel durante abastecimento da plataforma PMLZ-1	0,00	furo de linha	mar aberto, no entorno da plataforma	Interrompida imediatamente a operação de transferência de óleo diesel
15/11/2010	Vazamento de 0,005 m ³ de água oleosa no NT Nordic Spirit junto à P-48	0,01	falha na execução de procedimento operacional	mar aberto, no entorno da plataforma	Acionamento do plano de emergência; foi efetuada inspeção da válvula NSV e confirmada a integridade da mesma
16/11/2010	Vazamento de 0,02 m ³ de água oleosa no Maersk Procider na conexão de mangote no convés	0,02	falha de equipamento	mar aberto, no entorno da plataforma	Acionamento do plano de emergência; o bombeio foi imediatamente interrompido. A maior parte do produto ficou contida no convés, porém menos de 20 L foi derramado no mar
23/11/2010	Vazamento de 0,2 m ³ de óleo diesel no CPVV durante manobra de recebimento	0,20	falha durante movimentação de produto	Porto	Acionamento do plano de emergência; realização da remoção do óleo da superfície da água
27/11/2010	Vazamento de 0,3 m ³ de óleo na água produzida na P-51	0,30	descontrole de processo	mar aberto, no entorno da plataforma	Acionamento do plano de emergência; acionamento de sobrevoo e embarcação <i>oil recovery</i> para realizar dispersão mecânica
08/12/2010	Vazamento de 0,01 m ³ de óleo diesel durante transferência para a PCE-1	0,01	falha durante movimentação de produto	mar aberto, no entorno da plataforma	Acionamento do plano de emergência; paralisação imediata do bombeio
08/12/2010	Derramamento de 0,004 m ³ de borra oleosa na embarcação Er Bergen	0,00	falha durante movimentação de produto	pier	Acionamento do plano de emergência; foram lançadas mantas absorventes e barreiras de contenção. Toda a borra oleosa derramada foi recolhida

Data do incidente	Ocorrência	Volume (m ³)	Causa imediata	Ambiente mais atingido	Ações de resposta
09/12/2010	Vazamento de óleo no mar 0,2 m ³ durante <i>offloading</i> na P-54	0,20	movimentação de produto	mar aberto, no entorno da plataforma	Acionamento do plano de emergência; acionamento da embarcação de apoio para monitorar a mancha, acionamento do sobrevo de monitoramento e mobilização de embarcação <i>Oil Recovery</i>
09/12/2010	Derramamento de 0,018 m ³ de água oleosa na P-25	0,02	descontrole de processo	mar aberto, no entorno da plataforma	Acionamento do plano de emergência; operação paralisada imediatamente e retomada após bloqueio do vazamento. Deslocada embarcação de contenção e recolhimento de óleo para local do incidente
16/12/2010	Derramamento de 0,005 m ³ de água oleosa no FPSO Angra dos Reis	0,01	descontrole de processo	mar aberto, no entorno da plataforma	Acionamento do plano de emergência
17/12/2010	Vazamento de 0,01 m ³ de óleo em golfada em poço na PCR-1	0,01	descontrole de processo	mar aberto, no entorno da plataforma	Baixada coluna, instalada válvula de segurança e fechada gaveta vazada do BOP, para deixar poço fechado em segurança. Monitorada pressão da coluna
31/12/2010	Derramamento de 0,11 m ³ de óleo na plataforma de Pargo	0,11	falha de equipamento	mar aberto, no entorno da plataforma	Acionamento do plano de emergência; realização de sobrevo ambiental para avaliação; - Deslocamento de embarcações para contenção e recolhimento de óleo. Fechamento forçado da SDV-1223502A; fechamento de diversos poços para controle de TOG; drenagem do óleo contido no caisson

Data do incidente	Ocorrência	Volume (m ³)	Causa imediata	Ambiente mais atingido	Ações de resposta
08/01/2011	Derramamento de 0,32 m ³ de óleo contido na água produzida em PGP-1	0,32	descontrole de processo	mar aberto, no entorno da plataforma	Acionamento do plano de emergência; foi efetuado sobrevoo de monitoramento ambiental na área de observação e acionamento de embarcações de contenção e recolhimento do óleo, sendo efetuada a dispersão mecânica
10/01/2011	Vazamento de 0,03 m ³ de óleo em mangote de transferência no NT Londrina	0,03	causas da natureza	mar aberto, no entorno da plataforma	Acionamento do plano de emergência; parada imediata da produção das plataformas do Ceará
15/01/2011	Derramamento de 1,0 m ³ de óleo no FPSO Cidade de Niterói	1,00	falha de manutenção	mar aberto, no entorno da plataforma	Acionamento do plano de emergência. A embarcação <i>oil recovery</i> foi enviada para o local do evento e acionado o sobrevoo de monitoramento. A Equipe de Limpeza efetuou a contenção e recolhimento do óleo com uso do Kit SOPEP
20/01/2011	Vazamento de 0,007 m ³ de óleo em teste de pré-operação de mangote de transferência de PXA-1	0,01	falha operacional	mar aberto, no entorno da plataforma	Acionamento do plano de emergência
26/01/2011	Vazamento de 0,03 m ³ de água oleosa devido a furo de linha em PGP-1	0,03	furo de linha	mar aberto, no entorno da plataforma	Acionamento do plano de emergência; solicitação de envio da embarcação <i>Oil Recovery</i> da área para avaliação e dispersão mecânica. Realizado sobrevoo na área no dia 27/01/11 às 7h
13/02/2011	Vazamento de 1 m ³ de biocida na embarcação <i>Siem Supplier</i> durante abastecimento de plataforma	1,00	falha operacional	mar aberto, no entorno da plataforma	Acionamento do plano de emergência; pessoal de bordo realizou limpeza do local

Data do incidente	Ocorrência	Volume (m ³)	Causa imediata	Ambiente mais atingido	Ações de resposta
14/02/2011	Borbulhamento de 0,5 m ³ de petróleo em Piranema	0,50	falha de equipamento	mar aberto, no entorno da plataforma	Acionamento do plano de emergência; realizado sobrevoos às 9h e não constatada nenhuma ocorrência de mancha na superfície; deslocada a embarcação ORSV do PEI – Marati, para se juntar a embarcação ORSV - Mar Limpo que já se encontrava na área; iniciadas as ações de controle para acesso ao poço
25/02/2011	Vazamento de 0,003 m ³ de água oleosa na P-08	0,00	falha operacional	mar aberto, no entorno da plataforma	Acionamento do plano de emergência; interrupção da operação e bloqueio de válvulas da bomba de transferência
01/03/2011	Vazamento de 0,01 m ³ de emulsão oleosa em linha de alimentação de tanque da PPE-2	0,01	falha operacional	mar aberto, no entorno da plataforma	Acionamento do plano de emergência; a mancha foi dispersada mecanicamente com a utilização da embarcação de resposta a emergência
23/03/2011	Vazamento de 0,004 m ³ de água oleosa no FPSO Espadarte no mangote de transferência	0,00	falha operacional	mar aberto, no entorno da plataforma	Acionamento do plano de emergência; enviada embarcação de contenção e recolhimento que efetuou dispersão mecânica
01/04/2011	Vazamento de 0,029 m ³ de óleo na P-31	0,03	falha operacional	mar aberto, no entorno da plataforma	Acionamento do plano de emergência; interrupção preventiva do <i>offloading</i> e lavagem da linha e providência da inspeção
07/04/2011	Vazamento de 0,006 m ³ de água oleosa na embarcação <i>Normand Vibrant</i>	0,01	manobra indevida da embarcação	porto	Acionamento do plano de emergência
21/04/2011	Vazamento de 0,1 m ³ de parafina no CBO Bianca operando no píer de Imbetiba	0,1	falha operacional	píer	Acionamento do plano de emergência

Data do incidente	Ocorrência	Volume (m ³)	Causa imediata	Ambiente mais atingido	Ações de resposta
22/04/2011	Derramamento de 0,00 m ³ de petróleo devido a furo em linha na P-27	0,00	furo de linha	mar aberto, no entorno da plataforma	Acionamento do plano de emergência; realização de manobras operacionais para isolamento do trecho danificado. Direcionamento da produção para o trem de produção "B"
30/04/2011	Derramamento de 0,15 m ³ de parafina da embarcação CBO Renata no pier de Imbetiba	0,15	falha operacional	pier	Acionamento do plano de emergência
05/05/2011	Vazamento de 0,06 m ³ de óleo diesel na PVM-2	0,06	transbordamento para o caisson	mar aberto, no entorno da plataforma	Acionamento do plano de emergência; deslocamento de embarcação para as ações de combate a vazamento de óleo
09/05/2011	Vazamento de 0,003 m ³ de óleo diesel durante transferência entre embarcações na Cia Docas do RJ	0,00	falha durante movimentação de produto	porto	Acionamento do plano de emergência; contenção da substância derramada no convés e absorção do material derramado no mar
25/05/2011	Vazamento de 20 L de óleo na embarcação Maersk Champion	0,02	falta de proteção de equipamento	mar aberto, no entorno da plataforma	Acionado o plano de emergência local da embarcação para contenção de vazamento de óleo
30/05/2011	Vazamento de 0,024 m ³ de água oleosa em tubulação do receptor de pig em PCE-1	0,02	corrosão	mar aberto, no entorno da plataforma	Imediatamente bloqueado o vazamento com válvulas. Iniciado o recolhimento de fluido vazado e a limpeza da área
30/06/2011	Derramamento de 0,03 m ³ de bissulfito de sódio no FPSO Capixaba	0,03	falha operacional	mar aberto, no entorno da plataforma	Foi recebido o contentor de produto químico a bordo da Unidade Marítima de Produção e o produto foi drenado para tanque apropriado

II.10.3 - Identificação dos cenários acidentais

Para a identificação dos cenários acidentais do Projeto Etapa 2, serão avaliados os gasodutos e o FPSO Cidade de Ilhabela como sendo o FPSO representativo para os 13 projetos de Desenvolvimento da Produção (DP).

Os perigos foram identificados através da técnica de Análise Preliminar de Perigos (APP), 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, considerando todas as fases dos projetos.

II.10.3.1 - Análise Preliminar de Perigos

Metodologia

A Análise Preliminar de Perigos (APP), em inglês *Preliminary Hazard Analysis* – PHA, consiste em uma técnica desenvolvida pelo programa de segurança militar do Departamento de Defesa dos Estados Unidos.

Trata-se de uma técnica estruturada que tem por objetivo identificar os perigos presentes numa instalação, ocasionados por eventos indesejáveis. Normalmente, a APP é utilizada na fase inicial de projeto, embora venha sendo também bastante aplicada em unidades em operação, permitindo uma análise crítica dos sistemas de segurança existentes e a identificação das possíveis hipóteses de acidentes.

A APP focaliza os eventos perigosos cujas falhas têm origem na instalação em análise, contemplando as falhas intrínsecas de equipamentos, de instrumentos e de materiais, incluindo erros humanos.

Na APP são identificados os perigos, suas causas, os efeitos (consequências) e suas respectivas categorias de severidade, sendo apontadas eventuais observações e recomendações pertinentes a esses perigos.

Os resultados estão apresentados em uma planilha, inserindo-se categorias de severidade e frequência, constituindo desta forma uma matriz de riscos. Além

disso, as consequências foram analisadas individualmente para Meio Ambiente. A APP, com as inclusões de severidade e frequência, resultou numa técnica denominada Análise Preliminar de Riscos - APR.

Os parâmetros de severidade e frequência foram retirados da Norma PETROBRAS N-2782 “Técnicas Aplicáveis à Análise de Riscos Industriais”, bem como as definições dos níveis qualitativos de risco utilizados neste trabalho.

A **Figura II.10.3.1-1** apresenta um exemplo da planilha de APP utilizada para identificar os perigos das atividades de gasodutos, SPA/TLDs e DPs, cujos campos estão descritos na sequência.


		Avaliação Preliminar de Riscos				Data:		
		Instalação:				Revisão:		
Título:		Sistema:				Nº do Relatório:		
Subsistema:		Documentos:						
Trecho de Análise:								
Perigo	Causas	Efeitos	Detecção e Salvaguarda	Freq	M.A.		Observações (O)/ Recomendações (R)	Cenário
					Sev	Risco		

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



Coordenador da Equipe



Técnico Responsável

EIA
PBS4HR09

Revisão 00
10/2013

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 sugeridas na Norma da 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.10.3.1-1**, 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 estabelecido na Norma PETROBRAS N-2782 e apresentada no **Quadro II.10.3.1-2**;
- **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.

O **Quadro II.10.3.1-1** mostra as frequências de ocorrência das causas dos perigos identificados, sugeridas pela Norma Técnica da PETROBRAS N-2782.

Quadro II.10.3.1-1 - Categorias de Frequência.

Categoria		Descrição
A	Extremamente Remota	Conceitualmente possível, mas extremamente improvável de ocorrer durante a vida útil da instalação. Não há referência histórica de que isto tenha ocorrido
B	Remota	Não esperado ocorrer durante a vida útil da instalação, apesar de haver referência histórica.
C	Pouco Provável	Possível de ocorrer até uma vez durante a vida útil da instalação.
D	Provável	Esperado ocorrer mais de uma vez durante a vida útil da instalação.
E	Frequente	Esperado ocorrer muitas vezes durante a vida útil da instalação.

Fonte: NT PETROBRAS N-2782

A 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 lólicas)	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: NT PETROBRAS N-2782

Vale ressaltar que na análise, 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 (QVA), 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 estabelecido na Norma PETROBRAS N-2782 e apresentada no **Quadro II.10.3.1-3**.

Quadro II.10.3.1-3 - Matriz de risco.

					Categorias de frequência								
					Descrição / características				A Extremamente remota	B Remota	C Pouco provável	D Possível	E Frequente
					Pessoas	Patrimônio / continuidade operacional	Meio ambiente (ver Nota 1)	Imagem	Conceitualmente 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 unidades similares	Possível de ocorrer uma vez durante a vida útil da instalação	Possível de ocorrer muitas vezes durante a vida útil da instalação
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 severos em áreas sensíveis ou se estendendo para outros locais	Impacto internacional	M	M	NT	NT	NT		
	IV	Crítica	Fatalidade intramuros ou lesões graves extramuros (ver Nota 3)	Danos severos a sistemas (reparação lenta)	Danos severos com efeito localizado	Impacto nacional	T	M	M	NT	NT		
	III	Média	Lesões graves intramuros ou lesões leves extramuros	Danos moderados a sistemas	Danos moderados	Impacto regional	T	T	M	M	NT		
	II	Marginal	Lesões leves	Danos leves a sistemas / equipamentos	Danos leves	Impacto 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	Impacto insignificante	T	T	T	T	M		

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).

II.10.3.2 - Perigos Identificados

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

As Planilhas de APP, tanto para as embarcações quanto para os gasodutos, estão disponíveis no **Anexo II.10.3-1** deste EIA. Neste anexo também estão disponíveis os fluxogramas relativos aos subsistemas avaliados. Abaixo estão detalhadas as hipóteses acidentais identificadas.

FPSO Cidade de Ilhabela

O **Quadro II.10.3.2-1** apresenta as hipóteses acidentais identificadas para o FPSO Cidade de Ilhabela, as quais serão quantificadas, do ponto de vista de frequência de ocorrência, na seção seguinte.

Quadro II.10.3.2-1 – Perigos Identificados para o FPSO Cidade de Ilhabela.

Hipótese	Descrição
1 e 2	Pequena e grande liberação de óleo com gás e água associados desde os poços de extração até o <i>manifold</i> de produção.
3 e 4	Pequena e média liberação de óleo com gás e água associados desde o <i>manifold</i> de produção até os tanques de carga.
5	Grande liberação de óleo devido a ruptura dos tanques de carga.
6 e 7	Pequena e média liberação de óleo desde os tanques de carga até o navio aliviador.
8 e 9	Pequena e média liberação de óleo com gás e água associados desde o <i>manifold</i> de teste até os tanques de carga.
10	Pequena liberação de água oleosa devido a ruptura do tanque <i>slop</i> .
11 e 12	Liberação de água oleosa desde os estágios de separação da água associada ao óleo até o descarte.
13 e 14	Pequena liberação de produtos químicos no armazenamento, sistema de adição de produtos químicos no óleo a ser tratado e sistema de tratamento da água de injeção.
15 e 16	Pequena liberação de óleo diesel na estação de recebimento, tanques de estocagem e utilidades.
17, 18 e 19	Liberação de QAV, desde o armazenamento até o abastecimento de aeronaves.
20	Colisão de aeronave com a embarcação.
21	Adernamento do FPSO.
22	Afundamento do FPSO.

Gasoduto rígido Lula Norte Franco Noroeste

O **Quadro II.10.3.2-2** a seguir apresenta as hipóteses acidentais identificadas, as quais serão quantificadas, do ponto de vista de frequência de ocorrência, na seção seguinte.

Quadro II.10.3.2-2 – Perigos Identificados para o gasoduto rígido Lula Norte Franco Noroeste.

Hipótese	Descrição	Etapa
1	Liberação de Óleo Diesel durante o abastecimento da embarcação de instalação do gasoduto.	Instalação
2	Liberação de Óleo Diesel proveniente dos tanques de armazenagem das embarcações de apoio ou embarcação de lançamento.	Instalação
3	Liberação de Gás devido ao erro operacional durante a instalação do PLEM LUL-005.	Instalação
4	Liberação de MEG durante operação de secagem do gasoduto.	Instalação
5	Vazamento de gás no spool, desde o Pipeline End Manifold (PLEM-LUL-005) até o Pipeline End Terminal (PLET-LUL-008).	Operação
6	Vazamento de gás no gasoduto, desde o Pipeline End Terminal PLET-LUL-008 até o PLET-LUL-009.	Operação
7	Vazamento de gás no spool, desde o Pipeline End Terminal (PLET-LUL-009) até o Pipeline End Manifold (PLEM-NET-001).	Operação
8	Vazamento de gás no spool, desde o Pipeline End Manifold (PLEM-NET-001) até o Pipeline End Terminal (PLET-NET-001).	Operação
9	Vazamento de gás no gasoduto, desde o Pipeline End Terminal (PLET-NET-001) até o In-Line-Tee (ILT-IAR-002).	Operação
10	Vazamento de gás no gasoduto, desde o In-Line-Tee (ILT-IAR-002) até o Pipeline End Terminal (PLET-FRA-004).	Operação
11	Vazamento de gás no spool, desde o Pipeline End Terminal (PLET-FRA-004) até o Pipeline End Manifold (PLEM-FRA-003).	Operação
12	Vazamento de gás no spool, desde o Pipeline End Manifold (PLEM-FRA-003) até o Pipeline End Terminal (PLET-FRA-005).	Operação
13	Vazamento de gás no gasoduto, desde o Pipeline End Terminal PLET-FRA-005 até o PLET-FRA-010.	Operação
14	Vazamento de gás no spool, desde o Pipeline End Terminal (PLET-FRA-010) até o Pipeline End Manifold (PLEM-FRA-005).	Operação
15	Vazamento de gás no spool, desde o Pipeline End Manifold (PLEM-FRA-005) até o Pipeline End Terminal (PLET-FRA-011).	Operação
16	Vazamento de gás no gasoduto, desde o Pipeline End Terminal PLET-FRA-011 até o PLET-FRA-006.	Operação
17	Vazamento de gás no spool, desde o Pipeline End Terminal (PLET-FRA-006) até o Pipeline End Manifold (PLEM-FRA-004).	Operação
18	Vazamento de gás no spool, desde o Pipeline End Manifold (PLEM-FRA-004) até o Pipeline End Terminal (PLET-FRA-007).	Operação
19	Vazamento de gás no gasoduto, desde o Pipeline End Terminal (PLET-FRA-007) até o In-Line-Tee (ILT-FRA-002).	Operação
20	Vazamento de gás no gasoduto, desde o In-Line-Tee (ILT-FRA-002) até o Pipeline End Terminal (PLET-FRA-008).	Operação
21	Vazamento de gás no gasoduto, desde Pipeline End Terminal (PLET-FRA-008) até o Pipeline End Manifold (PLEM-FRA-001).	Operação

Gasoduto rígido Sapinhoá Norte

O **Quadro II.10.3.2-3** a seguir apresenta as hipóteses acidentais identificadas, as quais serão quantificadas, do ponto de vista de frequência de ocorrência, na seção seguinte.

Quadro II.10.3.2-3 – Perigos Identificados para o gasoduto rígido Sapinhoá Norte.

Hipótese	Descrição	Etapa
1	Liberação de Óleo Diesel durante o abastecimento da embarcação de instalação do gasoduto.	Instalação
2	Liberação de Óleo Diesel proveniente dos tanques de armazenagem das embarcações de apoio ou embarcação de lançamento.	Instalação
3	Liberação de Gás devido ao erro operacional durante a instalação do PLET-SPH-004.	Instalação
4	Liberação de MEG durante operação de secagem do gasoduto.	Instalação
5	Vazamento de gás na conexão do riser flexível com o RHAS.	Operação
6	Vazamento de gás no jumper flexível.	Operação
7	Vazamento de gás da conexão do riser rígido com o tanque de flutuação.	Operação
8	Vazamento de gás no riser rígido.	Operação
9	Vazamento de gás no gasoduto, desde o Pipeline End Terminal PLET-SPH-003 até o PLET-SPH-004.	Operação
10	Vazamento de gás no spool rígido, desde a o Pipeline End Terminal (PLET-SPH-004) até o Pipeline End Manifold (PLEM-GRA-001).	Operação

Gasoduto rígido Lula Norte

O **Quadro II.10.3.2-4** a seguir apresenta as hipóteses acidentais identificadas, as quais serão quantificadas, do ponto de vista de frequência de ocorrência, na seção seguinte.

Quadro II.10.3.2-4 – Perigos Identificados para o gasoduto rígido Lula Norte.

Hipótese	Descrição	Etapa
1	Liberação de Óleo Diesel durante o abastecimento da embarcação de instalação do gasoduto.	Instalação
2	Liberação de Óleo Diesel proveniente dos tanques de armazenagem das embarcações de apoio ou embarcação de lançamento.	Instalação
3	Liberação de Gás devido ao erro operacional durante a instalação do PLET-LUL-006.	Instalação
4	Liberação de MEG durante operação de secagem do gasoduto.	Instalação
5	Vazamento de gás na conexão do riser flexível com o RHAS.	Operação
6	Vazamento de gás no jumper flexível.	Operação
7	Vazamento de gás da conexão do riser rígido com o tanque de flutuação.	Operação
8	Vazamento de gás no riser rígido.	Operação
9	Vazamento de gás no gasoduto, desde o Pipeline End Terminal PLET-LUL-006 até o PLET-LUL-007.	Operação

Gasoduto rígido Lula Extremo Sul

O **Quadro II.10.3.2-5** a seguir apresenta as hipóteses acidentais identificadas, as quais serão quantificadas, do ponto de vista de frequência de ocorrência, na seção seguinte.

Quadro II.10.3.2-5 – Perigos Identificados para o gasoduto rígido Lula Extremo Sul.

Hipótese	Descrição	Etapa
1	Liberação de Óleo Diesel durante o abastecimento da embarcação de instalação do gasoduto.	Instalação
2	Liberação de Óleo Diesel proveniente dos tanques de armazenagem das embarcações de apoio ou embarcação de lançamento.	Instalação
3	Liberação de Gás devido ao erro operacional durante a instalação do PLET-LUL-011.	Instalação
4	Liberação de MEG durante operação de secagem do gasoduto.	Instalação
5	Vazamento de gás na conexão do riser flexível com o RHAS.	Operação
6	Vazamento de gás no jumper flexível.	Operação
7	Vazamento de gás da conexão do riser rígido com o tanque de flutuação.	Operação
8	Vazamento de gás no riser rígido.	Operação
9	Vazamento de gás no spool, desde o riser rígido até o Pipeline End Terminal PLET-LUL-011.	Operação

Gasodutos flexíveis

Do **Quadro II.10.3.2-6** até o **Quadro II.10.3.2-14** a seguir apresentam as hipóteses acidentais identificadas, do ponto de vista de frequência de ocorrência, na seção seguinte. No título de cada quadro está identificado o gasoduto flexível correspondente.

Quadro II.10.3.2-6 – Perigos Identificados para o gasoduto flexível Carioca 1.

Hipótese	Descrição	Etapa
1	Liberação de Óleo Diesel durante o abastecimento da embarcação de instalação do riser flexível.	Instalação
2	Liberação de Óleo Diesel proveniente dos tanques de armazenagem das embarcações de apoio ou embarcação de lançamento.	Instalação
3	Liberação de MEG durante operação de secagem do gasoduto.	Instalação
4	Liberação de Gás devido ao erro operacional durante a instalação do PLEM-SPH-002.	Instalação
5	Vazamento de gás no gasoduto.	Operação
6	Vazamento de gás no riser flexível de conexão da plataforma com o gasoduto que se estende até o Pipeline End Manifold PLEM-SPH-002.	Operação

Quadro II.10.3.2-7 – Perigos Identificados para o gasoduto flexível Franco NW.

Hipótese	Descrição	Etapa
1	Liberação de Óleo Diesel durante o abastecimento da embarcação de instalação do riser flexível.	Instalação
2	Liberação de Óleo Diesel proveniente dos tanques de armazenagem das embarcações de apoio ou embarcação de lançamento.	Instalação
3	Liberação de MEG durante operação de secagem do gasoduto.	Instalação
4	Liberação de Gás devido ao erro operacional durante a instalação do PLET.	Instalação
5	Vazamento de gás no riser flexível desde a plataforma até o Pipeline End Manifold (PLET).	Operação
6	Vazamento de gás no spool entre os Pipelines End Terminal (PLETs).	Operação
7	Vazamento de gás no gasoduto desde o Pipeline End Terminal (PLET) inicial até o PLET-FRA-009.	Operação
8	Vazamento de gás no gasoduto desde o Pipeline End Terminal PLET-FRA-009 até o Pipeline End Manifold PLEM-FRA-001.	Operação

Quadro II.10.3.2-8 – Perigos Identificados para o gasoduto flexível Franco Sul.

Hipótese	Descrição	Etapa
1	Liberação de Óleo Diesel durante o abastecimento da embarcação de instalação do riser flexível.	Instalação
2	Liberação de Óleo Diesel proveniente dos tanques de armazenagem das embarcações de apoio ou embarcação de lançamento.	Instalação
3	Liberação de MEG durante operação de secagem do gasoduto.	Instalação
4	Liberação de Gás devido ao erro operacional durante a instalação do ILT-FRA-003.	Instalação
5	Vazamento de gás no gasoduto.	Operação
6	Vazamento de gás no riser flexível de conexão da plataforma com o gasoduto que se estende até o In-line Tee ILT-FRA-003.	Operação

Quadro II.10.3.2-9 – Perigos Identificados para o gasoduto flexível Franco SW

Hipótese	Descrição	Etapa
1	Liberação de Óleo Diesel durante o abastecimento da embarcação de instalação do riser flexível.	Instalação
2	Liberação de Óleo Diesel proveniente dos tanques de armazenagem das embarcações de apoio ou embarcação de lançamento.	Instalação
3	Liberação de MEG durante operação de secagem do gasoduto.	Instalação
4	Liberação de Gás devido ao erro operacional durante a instalação do PLET-FRA-003.	Instalação
5	Vazamento de gás no gasoduto.	Operação
6	Vazamento de gás no riser flexível de conexão da plataforma com o gasoduto que se estende até o Pipeline End Manifold PLET-FRA-003.	Operação

Quadro II.10.3.2-10 – Perigos Identificados para o gasoduto flexível Lula Alto.

Hipótese	Descrição	Etapa
1	Liberação de Óleo Diesel durante o abastecimento da embarcação de instalação do riser flexível.	Instalação
2	Liberação de Óleo Diesel proveniente dos tanques de armazenagem das embarcações de apoio ou embarcação de lançamento.	Instalação
3	Liberação de MEG durante operação de secagem do gasoduto.	Instalação
4	Liberação de Gás devido ao erro operacional durante a instalação do ILT-LUL-002.	Instalação
5	Vazamento de gás no gasoduto.	Operação
6	Vazamento de gás no riser flexível de conexão com o gasoduto que se estende até o In-line Tee ILT-LUL-002.	Operação

Quadro II.10.3.2-11 – Perigos Identificados para o gasoduto flexível Iracema Norte.

Hipótese	Descrição	Etapa
1	Liberação de Óleo Diesel durante o abastecimento da embarcação de instalação do riser flexível.	Instalação
2	Liberação de Óleo Diesel proveniente dos tanques de armazenagem das embarcações de apoio ou embarcação de lançamento.	Instalação
3	Liberação de MEG durante operação de secagem do gasoduto.	Instalação
4	Liberação de Gás devido ao erro operacional durante a instalação do PLEM-CBM-002.	Instalação
5	Vazamento de gás no gasoduto.	Operação
6	Vazamento de gás no riser flexível de conexão da plataforma com o gasoduto que se estende até o Pipeline End Manifold PLEM-CBM-002.	Operação

Quadro II.10.3.2-12 – Perigos Identificados para o gasoduto flexível Lula Central.

Hipótese	Descrição	Etapa
1	Liberação de Óleo Diesel durante o abastecimento da embarcação de instalação do riser flexível.	Instalação
2	Liberação de Óleo Diesel proveniente dos tanques de armazenagem das embarcações de apoio ou embarcação de lançamento.	Instalação
3	Liberação de MEG durante operação de secagem do gasoduto.	Instalação
4	Liberação de Gás devido ao erro operacional durante a instalação do ILT-LUL-001.	Instalação
5	Vazamento de gás no gasoduto.	Operação
6	Vazamento de gás no riser flexível de conexão com o gasoduto que se entende até o In-line Tee ILT-LUL-001.	Operação

Quadro II.10.3.2-13 – Perigos Identificados para o gasoduto flexível Lula Oeste

Hipótese	Descrição	Etapa
1	Liberação de Óleo Diesel durante o abastecimento da embarcação de instalação do riser flexível.	Instalação
2	Liberação de Óleo Diesel proveniente dos tanques de armazenagem das embarcações de apoio ou embarcação de lançamento.	Instalação
3	Liberação de MEG durante operação de secagem do gasoduto.	Instalação
4	Vazamento de gás no gasoduto.	Operação
5	Vazamento de gás no riser flexível de conexão da plataforma com o gasoduto que se entende até o In-line Tee ILT-LUL-001.	Operação

Quadro II.10.3.2-14 – Perigos Identificados para o gasoduto flexível Lula Sul.

Hipótese	Descrição	Etapa
1	Liberação de Óleo Diesel durante o abastecimento da embarcação de instalação do riser flexível.	Instalação
2	Liberação de Óleo Diesel proveniente dos tanques de armazenagem das embarcações de apoio ou embarcação de lançamento.	Instalação
3	Liberação de MEG durante operação de secagem do gasoduto.	Instalação
4	Liberação de Gás devido ao erro operacional durante a instalação do PLET-LUL-012.	Instalação
5	Vazamento de gás no riser flexível desde a plataforma até o Pipeline End Manifold PLET-LUL-012.	Operação
6	Vazamento de gás no gasoduto desde o Pipeline End Terminal PLET-LUL-012 até o Pipeline End Terminal PLET-LUL-013.	Operação
7	Vazamento de gás no spool desde o Pipeline End Terminal PLET-LUL-013 até o Pipeline End Manifold PLEM-LUL-006.	Operação

II.10.3.3 - Avaliação das Frequências de Ocorrência dos Cenários Acidentais

As hipóteses acidentais identificadas por meio da técnica de APP, relacionadas a vazamentos de produto tiveram a frequência de ocorrência calculada, de forma a fornecer subsídios quanto à tomada de decisão a respeito dos riscos das mesmas.

A seguir é apresentada a metodologia para o cálculo da frequência de ocorrência destas hipóteses acidentais.

Metodologia

Para a obtenção da frequência de ocorrência de cada hipótese acidental identificada, tanto para o FPSO quanto para os gasodutos rígidos e flexíveis, foram somadas as frequências das falhas dos componentes existentes nos

trechos estudados, passíveis de sofrerem falhas, gerando liberação dos produtos, independente se a falha no equipamento em si ocasione ou não vazamento de óleo diretamente para o mar. Em alguns subsistemas, alguns equipamentos podem estar contidos no interior do FPSO ou estar providos de equipamentos de contenção. Neste item, de forma conservativa, esta ressalva não foi considerada, tornando, portanto, os cálculos mais conservativos.

Esse procedimento é equivalente à construção de uma árvore de falhas, na qual o evento topo é um portão “ou” e cujas entradas são as causas relacionadas com as falhas de tubulações, válvulas ou outros componentes associados ao trecho em questão. Vale ressaltar que, de forma conservativa, aqui neste subitem não foi construída uma árvore de falhas considerando os sistemas de proteção existentes. A árvore de falhas contempla portões lógicos “e”, que acarretam em diminuições das taxas de falha apresentadas. Isto ocorre, pois todos os valores calculados seriam reduzidos por um fator correspondente à probabilidade de falha na demanda (PFD) devido aos equipamentos pertencentes ao sistema de segurança voltado para a contenção do inventário vazado nos trechos estudados.

A frequência de cada causa foi obtida multiplicando-se o número de componentes pela respectiva taxa de falha e com subsídio dos bancos de dados com registros históricos de ocorrências em instalações semelhantes à de escopo deste estudo.

Para o cálculo da frequência das hipóteses acidentais, foram consultados bancos de dados do PARLOC, WOAD, OGP e o HSE HEALTH & SAFETY EXECUTIVE, sendo que este último foi utilizado em função de apresentar os dados mais refinados, ou seja, por dimensões dos equipamentos e com distribuição da frequência para diferentes tamanhos de furos em instalações offshore.

Os dados do WOAD, embora estejam associados ao transporte de óleo, por também se tratar de ocorrências em dutos, fornece noções dos tipos de acidentes mais decorrentes (vazamentos de modo geral), segundo os registros, nestes tipos de instalações e o modo de operação de maior incidência (transferência).

Já o PARLOC compila os registros denominando o local onde foram mais frequentes as ocorrências dos vazamentos, sendo este local a zona chamada de *mid-line* (área com distanciamento maior que 500 m em relação à plataforma,

ocorrendo principalmente devido à corrosão e impactos mecânicos no geral, sendo que a maioria dos vazamentos ocorridos foi relativa a furos de até 20 mm).

O banco de dados da OGP, assim como o WOAD, é uma publicação mais recente derivada de uma reavaliação do PARLOC, apresentando frequências de falhas dos equipamentos de interesse do presente estudo, com uma descrição mais detalhada e confirmando dados da publicação do PARLOC como incidência maior de pequenos vazamentos e as atribuições das falhas, causadas principalmente por corrosão e impactos mecânicos, complementado pelo detalhamento do universo amostral e zona de maior ocorrência de acidentes nos *risers (splash zone)*.

O HSE, embora sendo o banco de dados com menor período de análise, registra um número de ocorrências significativo permitindo extrair registros de vazamentos de gás em instalações submersas, estabelecendo um comparativo em relação aos demais acidentes. Seu banco de dados apresenta grande variedade de taxas de falha de equipamentos envolvidos em atividades offshore, sendo a fonte com maior descrição de registros por equipamento. Contudo não apresenta dados quantitativos para todos os equipamentos com descrição semelhante ao dos gasodutos rígidos, no que diz respeito às características do equipamento como diâmetro e material.

Dessa forma, para a estimativa de frequências dos cenários foi utilizada a referência mais adequada entre os bancos de dados pesquisados visando obter a melhor representação de falha para cada cenário.

Taxas de falhas consideradas no cálculo das frequências das hipóteses acidentais

O **Quadro II.10.3.3-1** apresenta as taxas de falha dos componentes consideradas no cálculo das frequências das hipóteses acidentais.

Quadro II.10.3.3-1 - Referências das Taxas de Falhas Pesquisadas.

Tipo	Taxa (oc/ano)	Fonte	Página
Válvulas			
Válvula de Bloqueio, Atuada D < 3"	1,29E-03	HSE - HSR 2001 002	Tabela 2, página 50
Válvula de Bloqueio, Atuada 3" < D < 11"	5,19E-04	HSE - HSR 2001 002	Tabela 2, página 50
Válvula de Bloqueio, Atuada D > 11"	8,04E-04	HSE - HSR 2001 002	Tabela 2, página 50
Válvula de Controle, Atuada D < 3"	1,07E-03	HSE - HSR 2001 002	Tabela 2, página 52
Válvula de Controle, Atuada 3" < D < 11"	8,00E-04	HSE - HSR 2001 002	Tabela 2, página 52
Válvula de Controle, Atuada D > 11"	8,44E-04	HSE - HSR 2001 002	Tabela 2, página 52
Válvula ESDV, Atuada D < 3"	1,98E-04	HSE - HSR 2001 002	Tabela 2, página 53
Válvula ESDV, Atuada 3" < D < 11"	4,65E-04	HSE - HSR 2001 002	Tabela 2, página 52
Válvula ESDV, Atuada D > 11"	2,85E-04	HSE - HSR 2001 002	Tabela 2, página 53
Válvula de Retenção, Manual D < 3"	1,30E-04	HSE - HSR 2001 002	Tabela 2, página 57
Válvula de Retenção, Manual 3" < D < 11"	1,64E-04	HSE - HSR 2001 002	Tabela 2, página 56
Válvula de Retenção, Manual D > 11"	1,06E-03	HSE - HSR 2001 002	Tabela 2, página 57
Válvula de Bloqueio, Manual D < 3"	6,99E-05	HSE - HSR 2001 002	Tabela 2, página 56
Válvula de Bloqueio, Manual 3" < D < 11"	1,64E-04	HSE - HSR 2001 002	Tabela 2, página 56
Válvula de Bloqueio, Manual D > 11"	3,95E-04	HSE - HSR 2001 002	Tabela 2, página 56
Válvula de Estrangulamento, Manual D < 3"	6,99E-05	HSE - HSR 2001 002	Tabela 2, página 57
Válvula de Estrangulamento, Manual 3" < D < 11"	1,64E-04	HSE - HSR 2001 002	Tabela 2, página 57
Válvula de Estrangulamento, Manual D > 11"	3,95E-04	HSE - HSR 2001 002	Tabela 2, página 57
Linha			
Tubulação de Aço D ≤ 4"	8,63E-06	HSE - HSR 2001 002	Tabela 2, página 42
Tubulação de Aço 4" < D ≤ 8"	2,75E-06	HSE - HSR 2001 002	Tabela 2, página 42
Tubulação de Aço 8" < D ≤ 12"	2,51E-06	HSE - HSR 2001 002	Tabela 2, página 42
Tubulação de Aço 12" < D ≤ 16"	2,75E-06	HSE - HSR 2001 002	Tabela 2, página 42
Tubulação de Aço D > 16"	1,16E-06	HSE - HSR 2001 002	Tabela 2, página 42
Pipeline flexível 4" < D ≤ 8"	5,25E-06	HSE - HSR 2001 002	Tabela 2, página 41
Linha			
Flow line	1,32E-02	HSE - HSR 2001 002	Tabela 1, página 26
Trocador de Calor			
Trocador de Calor	2,92E-03	HSE - HSR 2001 002	Tabela 2, página 38
Riser			
Riser Flexível 4" < D ≤ 8"	1,25E-05	HSE - HSR 2001 002	Tabela 2, página 48
Riser Rígido 4" < D ≤ 8"	2,68E-06	HSE - HSR 2001 002	Tabela 2, página 49

Tipo	Taxa (oc/ano)	Fonte	Página
Manifold			
Manifold de Óleo	1,82E-02	HSE - HSR 2001 002	Tabela 2, página 27
Vasos e Tanques			
Vaso de Pressão Horizontal	2,21E-03	HSE - HSR 2001 002	Tabela 2, página 45
Desgaseificador	5,27E-04	HSE - HSR 2001 002	Tabela 2, página 36
Tanque de Carga	2,57E-03	HSE - HSR 2001 002	Tabela 2, página 35
Tanque de Armazenamento	5,00E-06	Manual BEVI versão 3.2, 2009	Tabela 17, página 37
Bombas			
Bomba Centrífuga	6,04E-03	HSE - HSR 2001 002	Tabela 2, página 47
Outros Equipamentos			
Árvore de Natal Molhada - ANM	4,20E-03	HSE - HSR 2001 002	Tabela 2, página 58
Instrumento	5,85E-04	HSE - HSR 2001 002	Tabela 2, página 38
Medição de Óleo	3,55E-02	HSE - HSR 2001 002	Tabela 2, página 28
Utilidades – Combustível de Aeronaves	4,53E-03	HSE - HSR 2001 002	Tabela 2, página 31
Utilidades – Óleo Diesel	3,23E-02	HSE - HSR 2001 002	Tabela 2, página 31
Mangote (ruptura)	4,00E-06/hora	Manual BEVI versão 3.2, 2009	Tabela 50 - Página 59
Mangote (vazamento)	4,00E-05/hora		
Salvaguardas			
Probabilidade (%) do modo de operação no local na hora do acidente - BLOWDOWN	1,30E-02	HSE - HSR 2002	Tabela 11, página 94

Com base na distribuição dos tamanhos de furos para cada equipamento apresentada no banco de dados HSE, foram definidos os intervalos dos tamanhos dos furos apresentados na **Tabela II.10.3.3-1**.

Tabela II.10.3.3-1 – Distribuição para os Tamanhos de Furos.

Tamanho dos furos	Distribuição Adotada
< 10 mm	Pequenos Vazamentos
10 a 25 mm	
25 a 50 mm	Médios Vazamentos
50 a 75 mm	
75 a 100 mm	Grandes Vazamentos
>= 100 mm	
Cenários onde não se aplica "tamanho de furo"	

Conforme observado na tabela anterior, o HSE fornece as porcentagens de ocorrência em diferentes tamanhos de furos. Dessa forma, algumas das faixas apresentadas foram agrupadas, para os portes de vazamentos definidos a serem utilizados, ou seja, pequenos vazamentos, médios vazamentos e grandes vazamentos.

O relatório do HSE fornece os dados das taxas de falha de diversos tipos de equipamento, detalhando suas características, tais como: tipo, material, forma de acionamento e range de diâmetro. As taxas de falha são obtidas através da divisão do número de vazamentos pelo número total de registros de cada equipamento, dispostos nas tabelas do referido relatório.

Também foi possível obter a taxa de falha para diversos tamanhos de furo, uma vez que o relatório do HSE detalha os vazamentos por categoria de furo, ou seja, <10 mm, 10 a 25 mm, 25 a 50 mm, 50 a 75 mm, 75 a 100 mm, >= 100 mm e não aplicável (cenários onde não se aplica “tamanho de furo”).

A partir deste detalhamento, o HSE também oferece a porcentagem de ocorrência de vazamentos de cada classe de furos, para que se obtenha a distribuição adequada da frequência.

A **Tabela II.10.3.3-2** apresenta as frequências utilizadas, considerando a distribuição de tamanhos de furo apresentada pelo HSE. Para os equipamentos que não possuem frequência de ocorrência para todos os portes de vazamento (por não existir registro de vazamento), será considerada uma fração de 0,01 ou 1% de probabilidade de ocorrência, sendo este valor descontado da maior frequência de ocorrência por porte de vazamento do equipamento.

Tabela II.10.3.3-2 – Frequências utilizadas, considerando a distribuição de tamanho de furo, para as ocorrências dos cenários acidentais identificados.

Equipamento	Taxa de Falha (oc/ano)	Porte do Vazamento	Distribuição HSE	Taxa de Falha Final (oc/ano)
Riser Flexível 4" < D ≤ 8"	1,25E-05	Grande	0,98	1,22E-05
		Pequeno	0,01	1,25E-07
Riser Rígido 4" < D ≤ 8"	2,68E-06	Grande	0,01	2,68E-08
		Pequeno	0,99	2,68E-08
Flow Line	1,23E-02	Grande	0,09	7,45E-03
		Pequeno	0,91	4,85E-03
Pipelines flexível 4" < D ≤ 8"	5,25E-06	Grande	0,01	5,25E-08
		Pequeno	0,99	5,19E-06
Tubulação de Aço D ≤ 4"	8,63E-06	Grande	0,01	8,63E-08
		Pequeno	0,01	8,63E-08
Tubulação de Aço 4" < D ≤ 8"	2,75E-06	Grande	0,01	2,75E-08
		Pequeno	0,01	2,75E-08
Tubulação de Aço 8" < D ≤ 12"	2,51E-06	Grande	0,5	1,26E-06
		Pequeno	0,01	2,51E-08
Tubulação de Aço 12" < D ≤ 16"	2,75E-06	Grande	0,01	2,75E-08
		Pequeno	0,01	2,75E-08
Tubulação de Aço D > 16"	1,16E-06	Grande	0,01	1,16E-08
		Pequeno	0,99	1,15E-06
Manifold de Óleo (Produção)	1,82E-02	Grande	0,06	1,09E-03
		Pequeno	0,06	1,09E-03
Manifold de Óleo (Testes)	1,82E-02	Grande	0,06	1,09E-03
		Pequeno	0,09	1,64E-03
Válvula de Bloqueio, Atuada D ≤ 3"	1,29E-03	Grande	0,01	1,29E-05
		Pequeno	0,68	8,77E-04
Válvula de Bloqueio, Atuada 3" < D ≤ 11"	5,19E-04	Grande	0,01	5,19E-06
		Pequeno	0,07	3,63E-05
Válvula de Bloqueio, Atuada D > 11"	8,04E-04	Grande	0,01	8,04E-06
		Pequeno	0,17	1,37E-04
Válvula de Controle, Atuada D ≤ 3"	1,07E-03	Grande	0,01	1,07E-05
		Pequeno	0,75	8,03E-04
Válvula de Controle, Atuada 3" < D ≤ 11"	8,00E-04	Grande	0,74	6,74E-04
		Pequeno	0,16	1,26E-04
Válvula de Controle, Atuada D > 11"	8,44E-04	Grande	0,01	8,44E-06
		Pequeno	0,01	8,44E-06
Válvula ESDV, Atuada D ≤ 3"	1,98E-04	Grande	0,01	1,98E-06
		Pequeno	0,75	1,49E-04
Válvula ESDV, Atuada 3" < D ≤ 11"	4,65E-04	Grande	0,54	2,50E-04
		Pequeno	0,46	2,15E-04
Válvula ESDV, Atuada D > 11"	2,85E-04	Grande	0,01	2,85E-06
		Pequeno	0,01	2,85E-06

Equipamento	Taxa de Falha (oc/ano)	Porte do Vazamento	Distribuição HSE	Taxa de Falha Final (oc/ano)
Válvula de Retenção, Manual D ≤ 3"	1,30E-04	Grande	0,01	1,30E-06
		Pequeno	0,99	1,29E-04
Válvula de Retenção, Manual 3" < D ≤ 11"	1,64E-04	Grande	0,33	5,41E-05
		Pequeno	0,01	1,64E-06
Válvula de Retenção, Manual D > 11"	1,06E-03	Grande	0,01	1,06E-05
		Pequeno	0,01	1,06E-05
Válvula de Bloqueio, Manual D ≤ 3"	6,99E-05	Grande	0,01	6,99E-07
		Pequeno	0,65	4,54E-05
Válvula de Bloqueio, Manual 3" < D ≤ 11"	1,64E-04	Grande	0,01	1,64E-06
		Pequeno	0,01	1,64E-06
Válvula de Bloqueio, Manual D > 11"	3,95E-04	Grande	0,01	3,95E-06
		Pequeno	0,01	3,95E-06
Válvula de Estrangulamento, Manual D ≤ 3"	6,99E-05	Grande	0,01	6,99E-07
		Pequeno	0,99	6,92E-05
Válvula de Estrangulamento, Manual 3" < D ≤ 11"	1,64E-04	Grande	0,67	1,09E-04
		Pequeno	0,33	5,46E-05
Válvula de Estrangulamento, Manual D > 11"	3,95E-04	Grande	0,01	3,95E-06
		Pequeno	0,01	3,95E-06
Árvore de Natal	4,20E-03	Grande	0,89	3,73E-03
		Pequeno	0,11	4,67E-04
Trocador de Calor	2,92E-03	Grande	0,01	2,92E-05
		Pequeno	0,08	2,34E-04
Vaso de Pressão Horizontal	2,21E-03	N.A.	0,05	1,11E-04
Desgaseificador	5,27E-04	N.A.	0,01	5,27E-06
Medição de Óleo	3,55E-02	N.A.	0,01	3,55E-04
Tanque de Carga	2,57E-03	N.A.	0,06	1,54E-04
Tanque de Armazenamento	5,00E-06	N.A.	-	5,00E-06
Bomba Centrífuga	6,04E-03	Grande	0,05	3,02E-04
		Pequeno	0,01	6,04E-05
Mangote	-	Grande	-	4,00E-06/hora
		Pequeno	-	4,00E-05/hora
Instrumento	5,85E-04	N.A.	0,01	5,85E-06
Utilidades – Combustível de Aeronaves	4,53E-03	Grande	0,01	4,53E-05
		Pequeno	0,5	2,26E-03
Utilidades – Óleo Diesel	3,23E-02	Grande	0,03	9,69E-04
Utilidades – Óleo Diesel	3,23E-02	Pequeno	0,77	2,49E-02

Em relação aos cenários de afundamento e adernamento dos FPSO, cenários 21 e 22 do **Quadro II.10.3.3-3**, foi utilizado como referência o “*Reference Manual Bevi Risk Assessment*”, versão 3.2, datado de 01 de julho de 2009. Esta referência é uma atualização do Purple Book e aborda com mais detalhes os cenários em questão.

O item 3.14.3.3 do referido manual menciona que não há cenários de falha intrínseca para navios. Desse modo supõe-se que as operações de carga/descarga assumam essa posição. Os únicos cenários relevantes, além das operações de carga/descarga, são os de colisões, que também podem ocorrer durante operações de carga/descarga. Os cenários de colisão são determinados pela situação local, levando em consideração, por exemplo, a movimentação de outras embarcações, rota de transportes e características do porto (quando pertinente).

A frequência para esses cenários pode ser obtida pela equação:

$$F = 6,7E-11 \times T \times t \times N$$

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.

De forma conservativa, foram consideradas operações de *offloading* a cada 7 dias, totalizando 52 operações por ano. Desta maneira a variável T é considerada igual ao número de aproximações para operação de *offloading* para cada FPSO.

Para vazamentos contínuos, o Manual Bevi aborda cenários para diferentes tipos de armazenamento de produtos, encontrados nas tabelas 46 a 49, da página 58 do referido manual. A tabela de interesse é a 49 do manual, e diz respeito a navios de contenção individual de líquido (casco simples) e é apresentada a seguir na **Tabela II.10.3.3-3**.

Tabela II.10.3.3-3 – Cenários para contenção individual de líquido.

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

O volume total de armazenamento de óleo no FPSO Cidade de Ilhabela corresponde à soma do volume de armazenamento de óleo cru (388.471,0 m³) com a capacidade dos tanques de óleo combustível, diesel, óleo lubrificante, efluentes e borra sólida (7.609,0 m³) e com o volume dos tanques de *slop* (11.356 m³ com o teor de óleos e graxas, de aproximadamente 1.000 ppm, totalizando 11,36 m³ de óleo). O somatório destes volumes corresponde a 396.091,36 m³ e de forma conservadora, consideramos aqui um volume total de armazenamento de óleo de 400.000 m³. Estabelecendo uma relação direta, considerando a taxa de liberação do produto constante, o cenário considerado como pior caso, responsável pelo vazamento de todo o inventário em 24 horas, corresponderia no caso do FPSO Cidade de Ilhabela a uma taxa de 8.300 m³ a cada meia hora. Esses valores são muito superiores ao referenciado no Manual Bevi. Realizando uma extrapolação para esse caso, o fator do cenário de pior caso seria significativamente menor do que os apresentados na **Tabela II.10.3.3-3**, o que resultaria em uma frequência menor. Desta maneira, foi adotado para esse cenário o fator igual a 0,1 multiplicando a frequência calculada, uma vez que não há referência mais próxima para um vazamento desse porte, e extrapolar o fator pode não representar adequadamente a frequência de pior condição.

As frequências relacionadas aos mangotes, 4x10⁻⁶ oc/hora para ruptura e 4x10⁻⁵ para vazamentos, foram multiplicadas pelo número de horas totais de duração e quantidade de operações, conforme as estimativas apresentadas na **Tabela II.10.3.3-4**.

Tabela II.10.3.3-4 – Estimativa de operações de transferência e abastecimento para o FPSO Cidade de Ilhabela.

Operação de Offloading		Transferência de Óleo Diesel		Abastecimento de Aeronaves	
Duração Estimada	36 horas	Duração Estimada	12 horas	Duração Estimada	0,5 hora
Número Estimado de Operações Anuais	24	Número Estimado de Operações Anuais	4	Número Estimado de Operações Anuais	24*

*Dado estimado conservativamente.

Para as embarcações de apoio que farão as instalações dos gasodutos rígidos e flexíveis foi estimado, conservativamente, que haverá ao menos uma operação de abastecimento de embarcação semanal com duração estimada de 4 horas cada.

Para os gasodutos, o **Quadro II.10.3.3-2** apresenta as taxas de falha dos equipamentos e as distribuições pelos tamanhos de furos, assim como o universo amostral utilizado nas análises do bando de dados do HSE.

Quadro II.10.3.3-2 Taxas de falha dos equipamentos e distribuição do tamanho de furo para acidentes em dutos.

Equipamento	Ano	Equipamentos/ Ano	Taxa (por Ano)	Distribuição do Tamanho de Furo					
				<10 mm	10<25 mm	25<50 mm	50<75 mm	75<100 mm	>100 mm
Duto de aço, > 16"	Anteriores	639.601	1,16E-06	-	-	1	-	-	-
	1999/00	109.572		-	-	-	-	-	-
	2000/01	110.772		-	-	-	-	-	-
Total		859.945	Distribuição	-	-	1	-	-	-
Duto de aço 12" < D ≤ 16"	Anteriores	225.417	-	-	-	-	-	-	-
	1999/00	40.316		-	-	-	-	-	-
	2000/01	40.316		-	-	-	-	-	-
Total		306.049	Distribuição	-	-	-	-	-	-
Duto Flexível > 16"	Anteriores	10.375	-	-	-	-	-	-	-
	1999/00	1.733		-	-	-	-	-	-
	2000/01	1.733		-	-	-	-	-	-
Total		13.841	Distribuição	-	-	-	-	-	-
Duto Flexível 12" < D ≤ 16"	Anteriores	3.250	4,71E-04	-	-	-	1	1	-
	1999/00	500		-	-	-	-	-	-
	2000/01	500		-	-	-	-	-	-
Total		4.250	Distribuição	-	-	-	0,50	0,50	-
Riser Flexível, >16"	Anteriores	5.754	-	-	-	-	-	-	-
	1999/00	885		-	-	-	-	-	-
	2000/01	885		-	-	-	-	-	-
Total		7.524	Distribuição	-	-	-	-	-	-

Equipamento	Ano	Equipamentos/ Ano	Taxa (por Ano)	Distribuição do Tamanho de Furo					
				<10 mm	10<25 mm	25<50 mm	50<75 mm	75<100 mm	>100 mm
<i>Riser Flexível 12"</i> < D ≤ 16"	Anteriores	435	-	-	-	-	-	-	-
	1999/00	145		-	-	-	-	-	-
	2000/01	145		-	-	-	-	-	-
Total		725	Distribuição	-	-	-	-	-	-
<i>Riser de aço, ></i> 16"	Anteriores	120.542	1,84E-05	-	-	-	-	3	-
	1999/00	21.165		-	-	-	-	-	-
	2000/01	21.385		-	-	-	-	-	-
Total		163.092	Distribuição	-	-	-	-	1	-
<i>Riser de aço 12"</i> < D ≤ 16"	Anteriores	50.614	1,47E-05	1	-	-	-	-	-
	1999/00	8.797		-	-	-	-	-	-
	2000/01	8.797		-	-	-	-	-	-
Total		68.208	Distribuição	1	-	-	-	-	-
Storage tanks	Anteriores	4.739	2,57E-03	6	-	3	2	-	1
	1999/00	743		2	-	-	-	-	-
	2000/01	743		-	1	-	-	-	-
Total		6.225	Distribuição	0,50	0,06	0,19	0,13	-	0,06

Fonte: HSE

Fatores de utilização

Este item aborda algumas considerações a respeito dos fatores de utilização dos equipamentos envolvidos nos processos do FPSO e gasodutos rígidos e flexíveis. Os fatores de utilização são números adimensionais que representam o quanto efetivamente um equipamento é demandado ao longo de determinado período, a fim de se aplicar, quando pertinente, correções das taxas de falhas de equipamentos, geralmente apresentadas em base anual, adaptando para estimativas mais condizentes com a situação real observada, projetada ou estimada da instalação em estudo.

Dessa forma, foram realizadas as seguintes observações apresentadas a seguir:

Operação

Os FPSO estão previstos para operar continuamente, não havendo previsão de paradas de manutenção programadas além das exigidas para caldeiras e vasos de pressão através da NR13. Sendo assim, o fator de utilização resultante é de 100% ou 1.

Árvores de Natal Molhadas e Risers

A partir do momento em que todos os poços estiverem instalados, todos os risers e árvores de natal molhadas dos poços produtores serão utilizados simultaneamente, envolvendo 100% dos equipamentos nos cálculos de frequência. Sendo que não estão previstas paradas programadas para manutenção, o fator de utilização adotado também é de 100% ou 1.

Tanques de Carga

Todos ficam cheios de óleo ao mesmo tempo. Os FPSO contatam o navio aliviador quando o tanque está a 10% de sua capacidade máxima. Dessa forma o fator considerado como representativo da utilização da tancagem é igual a 100% ou 1.

Mangote

A bibliografia de onde foi extraída a taxa de falha de mangotes fornece dados em base horária. A frequência foi calculada já considerando o número estimado de horas, dentro do período de um ano, que o mangote será demandado. Assim, a frequência do equipamento já está corrigida de acordo com sua utilização estimada.

Bombas de Offloading

As frequências das bombas de *offloading* foram corrigidas pelo mesmo fator aplicado ao mangote de *offloading*. O fator de utilização resultante é de 10% ou 0,1 para o FPSO Cidade de Ilhabela.

Comissionamento

A previsão da duração da fase de comissionamento é de, em média, 3 a 4 meses. Já que não há a previsão de processos de modernização, expansão ou ajustes na operação, foi considerado que esta etapa ocorre apenas uma vez ao longo do período de exploração do poço de petróleo. Devido a baixa representatividade quando comparado com o período de vida útil esperado de um poço, o fator de utilização considerado foi igual a 100% ou 1.

Cálculo das frequências associadas às hipóteses acidentais

Uma vez definidas as hipóteses acidentais, identificadas as taxas de falha dos equipamentos envolvidos, bem como seus fatores de utilização, foram calculadas as frequências associadas aos cenários acidentais que podem evoluir para derrame de óleo no mar, conforme identificados na APP (**subitem II.10.3.2**).

O **Quadro II.10.3.3-3** até o **Quadro II.10.3.3-17** apresentam a frequência de ocorrência para cada hipótese acidental, considerando os componentes (equipamentos) relacionados a cada trecho estudado, para o FPSO Cidade de Ilhabela, gasodutos rígidos e flexíveis.

Quadro II.10.3.3-3 – Cálculo de Frequência das Hipóteses Acidentais do FPSO Cidade de Ilhabela.

Hip.	Descrição	Componente	Nº de elementos	Taxa unitária (oc/ano)	Taxa de falha (oc/ano)	Frequência (oc/ano)
1	Pequena liberação de óleo com gás e água, associados desde os poços de extração até o <i>manifold</i> de produção.	<i>Flowline</i> 4" < D < 8"	8	4,85E-03	3,88E-02	4,57E-02
		<i>Riser</i> rígido de 6"	8	2,68E-08	2,14E-07	
		Válvulas ESDV, Atuada 3" < D < 11"	8	2,15E-04	1,72E-03	
		Válvula de Controle, Atuada 3" < D < 11"	8	1,26E-04	1,01E-03	
		Válvula de Estrangulamento, Manual 3" < D < 11"	8	5,46E-05	4,37E-04	
		Árvore de Natal	8	4,67E-04	3,74E-03	
2	Grande liberação de óleo com gás e água, associados desde os poços de extração até o <i>manifold</i> de produção.	<i>Flowline</i> 4" < D < 8"	8	7,45E-03	5,96E-02	1,27E-03
		<i>Riser</i> rígido de 6"	8	2,68E-08	2,14E-07	
		Válvulas ESDV, Atuada 3" < D < 11"	8	2,50E-04	2,00E-03	
		Válvula de Controle, Atuada 3" < D < 11"	8	6,74E-04	5,39E-03	
		Válvula de Estrangulamento, Manual 3" < D < 11"	8	1,09E-04	8,72E-04	
		Árvore de Natal	8	3,73E-03	2,98E-02	

Hip.	Descrição	Componente	Nº de elementos	Taxa unitária (oc/ano)	Taxa de falha (oc/ano)	Frequência (oc/ano)
2	Grande liberação de óleo com gás e água, associados desde os poços de extração até o <i>manifold</i> de produção.	Probabilidade (%) do modo de operação no local na hora do acidente - BLOWDOWN	1	1,30E-02	1,30E-02	
3	Pequena liberação de óleo com gás e água associados, desde o <i>manifold</i> de produção até os tanques de carga.	Tubulação de Aço 8" < D ≤ 12"	5	2,51E-08	1,26E-07	4,15E-03
		Tubulação de Aço 12" < D ≤ 16"	5	2,75E-08	1,38E-07	
		Tubulação de Aço D > 16"	2	1,15E-06	2,30E-06	
		<i>Manifold</i> de Produção (D=24")	1	1,09E-03	1,09E-03	
		Trocador de Calor	4	2,34E-04	9,36E-04	
		Vaso de Pressão Horizontal	3	-	-	
		Desgaseificador	1	-	-	
		Medição	1	-	-	
		Válvula ESDV, Atuada D > 11"	4	2,85E-06	1,14E-05	
		Válvula de Bloqueio, Manual 3" < D ≤ 11"	8	1,64E-06	1,31E-05	
		Válvula de Bloqueio, Manual D > 11"	5	3,95E-06	1,98E-05	
		Válvula de Controle, Atuada D > 11"	1	8,44E-06	8,44E-06	
		Válvula de Retenção, Manual D > 11"	1	1,06E-05	1,06E-05	

Hip.	Descrição	Componente	Nº de elementos	Taxa unitária (oc/ano)	Taxa de falha (oc/ano)	Frequência (oc/ano)
3	Pequena liberação de óleo com gás e água associados, desde o <i>manifold</i> de produção até os tanques de carga.	Válvula de Bloqueio, Atuada D > 11"	15	1,37E-04	2,06E-03	
4	Média liberação de óleo com gás e água associados, desde o <i>manifold</i> de produção até os tanques de carga.	Tubulação de Aço 8" < D ≤ 12"	5	1,26E-06	6,30E-06	2,09E-03
		Tubulação de Aço 12" < D ≤ 16"	5	2,75E-08	1,38E-07	
		Tubulação de Aço D > 16"	2	1,16E-08	2,32E-08	
		<i>Manifold</i> de Produção (D=24")	1	1,09E-03	1,09E-03	
		Trocador de Calor	4	2,92E-05	1,17E-04	
		Vaso de Pressão Horizontal	3	1,11E-04	3,32E-04	
		Desgaseificador	1	5,27E-06	5,27E-06	
		Medição	1	3,55E-04	3,55E-04	
		Válvula ESDV, Atuada D > 11"	4	2,85E-06	1,14E-05	
		Válvula de Bloqueio, Manual 3" < D ≤ 11"	8	1,64E-06	1,31E-05	
		Válvula de Bloqueio, Manual D > 11"	5	3,95E-06	1,98E-05	
Válvula de Controle, Atuada D > 11"	1	8,44E-06	8,44E-06			

Hip.	Descrição	Componente	Nº de elementos	Taxa unitária (oc/ano)	Taxa de falha (oc/ano)	Frequência (oc/ano)
4	Média liberação de óleo com gás e água associados, desde o <i>manifold</i> de produção até os tanques de carga.	Válvula de Retenção, Manual D > 11"	1	1,06E-05	1,06E-05	
		Válvula de Bloqueio, Atuada D > 11"	15	8,04E-06	1,21E-04	
5	Grande liberação de óleo devido a ruptura dos tanques de carga.	Tanques de carga	16	1,54E-04	2,46E-03	2,46E-03
6	Pequena liberação de óleo, desde os tanques de carga até o navio aliviador.	Tubulação de Aço D > 16"	2	1,15E-06	2,30E-06	5,60E-03
		Bomba Centrífuga	3	6,04E-05	1,81E-04	
		Medição	1	-	-	
		Mangote 16"	864	4,00E-05	4,94E-03	
		Válvula de Controle, Atuada D > 11"	3	1,37E-04	4,11E-04	
		Válvula de Retenção, Manual D > 11"	3	1,06E-05	3,18E-05	
		Válvula de Bloqueio, Manual D > 11"	6	3,95E-06	2,37E-05	
Válvula ESDV, Atuada D > 11"	2	2,85E-06	5,70E-06			
7	Média liberação de óleo, desde os tanques de carga até o navio aliviador.	Tubulação de Aço D > 16"	2	1,16E-08	2,32E-08	1,84E-03
		Bomba Centrífuga	3	3,02E-04	9,06E-04	
		Medição	1	3,55E-04	3,55E-04	
		Mangote 16"	864	4,00E-06	4,94E-04	

Hip.	Descrição	Componente	Nº de elementos	Taxa unitária (oc/ano)	Taxa de falha (oc/ano)	Frequência (oc/ano)
7	Média liberação de óleo, desde os tanques de carga até o navio aliviador.	Válvula de Controle, Atuada D > 11"	3	8,04E-06	2,41E-05	
		Válvula de Retenção, Manual D > 11"	3	1,06E-05	3,18E-05	
		Válvula de Bloqueio, Manual D > 11"	6	3,95E-06	2,37E-05	
		Válvula ESDV, Atuada D > 11"	2	2,85E-06	5,70E-06	
8	Pequena liberação de óleo com gás e água associados, desde o <i>manifold</i> de teste até os tanques de carga.	Tubulação de Aço 8" < D ≤ 12"	2	2,51E-08	5,02E-08	4,38E-03
		Tubulação de Aço 12" < D ≤ 16"	2	2,75E-08	5,50E-08	
		<i>Manifold</i> de Óleo (Testes)	1	1,64E-03	1,64E-03	
		Trocador de Calor	1	2,34E-04	2,34E-04	
		Vaso de Pressão Horizontal	2	-	-	
		Desgaseificador	1	-	-	
		Medição	1	-	-	
		Válvula ESDV, Atuada 3" < D ≤ 11"	2	2,15E-04	4,30E-04	
		Válvula de Bloqueio, Manual 3" < D ≤ 11"	2	1,64E-06	3,28E-06	
		Válvula ESDV, Atuada D > 11"	1	2,85E-06	2,85E-06	

Hip.	Descrição	Componente	Nº de elementos	Taxa unitária (oc/ano)	Taxa de falha (oc/ano)	Frequência (oc/ano)
8	Pequena liberação de óleo com gás e água associados, desde o <i>manifold</i> de teste até os tanques de carga.	Válvula de Retenção, Manual D > 11"	1	1,06E-05	1,06E-05	
		Válvula de Bloqueio, Manual D > 11"	2	3,95E-06	7,90E-06	
		Válvula de Bloqueio, Atuada D > 11"	15	1,37E-04	2,06E-03	
9	Média liberação de óleo com gás e água associados, desde o <i>manifold</i> de teste até os tanques de carga.	Tubulação de Aço 8" < D ≤ 12"	2	1,26E-06	2,52E-06	2,35E-03
		Tubulação de Aço 12" < D ≤ 16"	2	2,75E-08	5,50E-08	
		<i>Manifold</i> de Óleo (Testes)	1	1,09E-03	1,09E-03	
		Trocador de Calor	1	2,92E-05	2,92E-05	
		Vaso de Pressão Horizontal	2	1,11E-04	2,21E-04	
		Desgaseificador	1	5,27E-06	5,27E-06	
		Medição	1	3,55E-04	3,55E-04	
		Válvula ESDV, Atuada 3" < D ≤ 11"	2	2,50E-04	5,00E-04	
		Válvula de Bloqueio, Manual 3" < D ≤ 11"	2	1,64E-06	3,28E-06	
		Válvula ESDV, Atuada D > 11"	1	2,85E-06	2,85E-06	
Válvula de Retenção, Manual D > 11"	1	1,06E-05	1,06E-05			

Hip.	Descrição	Componente	Nº de elementos	Taxa unitária (oc/ano)	Taxa de falha (oc/ano)	Frequência (oc/ano)
9	Média liberação de óleo com gás e água associados, desde o <i>manifold</i> de teste até os tanques de carga.	Válvula de Bloqueio, Manual D > 11"	2	3,95E-06	7,90E-06	
		Válvula de Bloqueio, Atuada D > 11"	15	8,04E-06	1,21E-04	
10	Pequena liberação de água oleosa devido a ruptura do tanque <i>slop</i> .	Tanque de Carga	2	1,54E-04	3,08E-04	3,08E-04
11	Liberação de água oleosa, desde os estágios de separação da água associada ao óleo até o descarte.	Tubulação de Aço 4" < D ≤ 8"	1	2,75E-08	2,75E-08	3,47E-04
		Tubulação de Aço 12" < D ≤ 16"	1	2,75E-08	2,75E-08	
		Válvula ESDV, Atuada 3" < D ≤ 11"	1	2,15E-04	2,15E-04	
		Válvula ESDV, Atuada D > 11"	1	2,85E-06	2,85E-06	
		Válvula de Bloqueio, Manual 3" < D ≤ 11"	2	1,64E-06	3,28E-06	
		Válvula de Controle, Atuada 3" < D ≤ 11"	1	1,26E-04	1,26E-04	
12	Liberação de água oleosa para o mar acima dos padrões permitidos devido a falha do medidor de TOG.	Instrumento	1	5,85E-06	5,85E-06	5,85E-06
13	Pequena liberação de produtos químicos no armazenamento, sistema de adição de produtos químicos no óleo a ser tratado e sistema de tratamento da água de injeção.	Tubulação de Aço 4" < D ≤ 8"	6	2,75E-08	1,65E-07	1,42E-03

Hip.	Descrição	Componente	Nº de elementos	Taxa unitária (oc/ano)	Taxa de falha (oc/ano)	Frequência (oc/ano)
13	Pequena liberação de produtos químicos no armazenamento, sistema de adição de produtos químicos no óleo a ser tratado e sistema de tratamento da água de injeção.	Tubulação de Aço 12" < D ≤ 16"	1	2,75E-08	2,75E-08	
		Bomba Centrífuga	16	6,04E-05	9,66E-04	
		Válvula de Retenção, Manual 3" < D ≤ 11"	7	1,64E-06	1,15E-05	
		Válvula de Bloqueio, Manual 3" < D ≤ 11"	7	1,64E-06	1,15E-05	
		Válvula ESDV, Atuada 3" < D ≤ 11"	2	2,15E-04	4,30E-04	
14	Pequena liberação de produtos químicos no armazenamento, sistema de adição de produtos químicos no óleo a ser tratado e sistema de tratamento da água de injeção.	Tubulação de Aço 4" < D ≤ 8"	6	2,75E-08	1,65E-07	5,72E-03
		Tubulação de Aço 12" < D ≤ 16"	1	2,75E-08	2,75E-08	
		Bomba Centrífuga	16	3,02E-04	4,83E-03	
		Válvula de Retenção, Manual 3" < D ≤ 11"	7	5,41E-05	3,79E-04	
		Válvula de Bloqueio, Manual 3" < D ≤ 11"	7	1,64E-06	1,15E-05	
		Válvula ESDV, Atuada 3" < D ≤ 11"	2	2,50E-04	5,00E-04	
15	Pequena liberação de óleo diesel, desde o recebimento até os tanques de estocagem.	Tubulação de Aço D ≤ 4"	1	8,63E-08	8,63E-08	1,61E-04
		Mangote 4"	48	4,00E-05	1,61E-04	
16	Pequena liberação de óleo diesel, desde o recebimento até os tanques de estocagem.	Tubulação de Aço D ≤ 4"	1	8,63E-08	8,63E-08	1,62E-05
		Mangote 4"	48	4,00E-06	1,61E-05	

Hip.	Descrição	Componente	Nº de elementos	Taxa unitária (oc/ano)	Taxa de falha (oc/ano)	Frequência (oc/ano)
17	Pequena liberação de QAV, desde o armazenamento até o abastecimento de aeronaves.	Tubulação de Aço D ≤ 4"	1	8,63E-08	8,63E-08	4,54E-05
		Utilidades – Combustível de Aeronaves	1	4,53E-05	4,53E-05	
18	Pequena liberação de QAV causada por desconexão do mangote.	Mangote	12	4,00E-06	6,86E-06	6,86E-06
19	Pequena liberação de QAV, desde o armazenamento até o abastecimento de aeronaves causado por falha na linha.	Tubulação de Aço D ≤ 4"	1	8,63E-08	8,63E-08	4,54E-05
		Utilidades – Combustível de Aeronaves	1	4,53E-05	4,53E-05	
20	Colisão de aeronave com a embarcação.	Acidente com aeronave	1	7,41E-05	7,41E-05	7,41E-05
21	Adernamento do FPSO.	FPSO	1	6,52E-07	6,52E-07	6,52E-07
22	Afundamento do FPSO.	FPSO	1	6,52E-07	6,52E-07	6,52E-07

Quadro II.10.3.3-4 – Cálculo de Frequência das Hipóteses Acidentais do gasoduto rígido Lula Norte Franco Noroeste.

Hip.	Descrição	Componente	Nº de Elementos	Taxa Unitária	Distribuição	Frequência Final (oc/ano)	Referência
1	Liberação de Óleo Diesel durante o abastecimento da embarcação de instalação do gasoduto.	Mangote	1	4,0E-05 (oc/ano)	Pequeno/médio	7,68E-03	BEVI
				4,0E-06 (oc/ano)	Grande/ruptura	7,68E-04	
2	Liberação de Óleo Diesel proveniente dos tanques de armazenagem das embarcações de apoio ou embarcação de lançamento.	Tanque de Armazenamento	1	2,6E-03 (oc/ano)	0,56 (pequeno)	1,46E-03	HSE
					0,32 (médio)	8,32E-04	
					0,06 (grande)	1,56E-04	
					0,06 (ruptura)	1,56E-04	
3	Liberação de Gás devido ao erro operacional durante a instalação do PLET-SPH-004.	Impactos mecânicos por cargas externas	1	7,9E-04 (oc/ano)	0,74 (pequeno)	5,85E-04	OGP
					0,16 (médio)	1,26E-04	
					0,02 (grande)	1,58E-05	
					0,08 (ruptura)	6,32E-05	
4	Liberação de MEG durante operação de secagem do gasoduto.	Dutos submersos de óleo ou gás processado ≤ 24" (diâmetro interno)	123 km	5,1E-05 (oc/km.ano)	0,74 (pequeno)	4,64E-03	OGP
					0,16 (médio)	1,00E-03	
					0,02 (grande)	1,25E-04	
					0,08 (ruptura)	5,02E-04	

Hip.	Descrição	Componente	Nº de Elementos	Taxa Unitária	Distribuição	Frequência Final (oc/ano)	Referência
5 à 21	Vazamento de gás nos spool rígido e gasoduto, desde o Pipeline End Manifold (PLEM-LUL-005) até o Pipeline End Manifold (PLEM-FRA-001).	Dutos submersos de óleo ou gás processado ≤ 24" (diâmetro interno)	123 km	5,1E-05 (oc/km.ano)	0,74 (pequeno)	4,64E-03	OGP
					0,16 (médio)	1,00E-03	
					0,02 (grande)	1,25E-04	
					0,08 (ruptura)	5,02E-04	

Quadro II.10.3.3-5 – Cálculo de Frequência das Hipóteses Acidentais do gasoduto rígido Sapinhoá Norte.

Hip.	Descrição	Componente	Nº de Elementos	Taxa Unitária	Distribuição	Frequência Final (oc/ano)	Referência
1	Liberação de Óleo Diesel durante o abastecimento da embarcação de instalação do gasoduto.	Mangote	1	4,0E-05 (oc/ano)	Pequeno/médio	7,68E-03	BEVI
				4,0E-06 (oc/ano)	Grande/ruptura	7,68E-04	
2	Liberação de Óleo Diesel proveniente dos tanques de armazenagem das embarcações de apoio ou embarcação de lançamento.	Tanque de Armazenamento	1	2,6E-03 (oc/ano)	0,56 (pequeno)	1,46E-03	HSE
					0,32 (médio)	8,32E-04	
					0,06 (grande)	1,56E-04	
					0,06 (ruptura)	1,56E-04	
3	Liberação de Gás devido ao erro operacional durante a instalação do PLET-SPH-004.	Impactos mecânicos por cargas externas	1	7,9E-04 (oc/ano)	0,74 (pequeno)	5,85E-04	OGP
					0,16 (médio)	1,26E-04	

Hip.	Descrição	Componente	Nº de Elementos	Taxa Unitária	Distribuição	Frequência Final (oc/ano)	Referência
3	Liberação de Gás devido ao erro operacional durante a instalação do PLET-SPH-004.	Impactos mecânicos por cargas externas	1	7,9E-04 (oc/ano)	0,02 (grande)	1,58E-05	
					0,08 (ruptura)	6,32E-05	
4	Liberação de MEG durante operação de secagem do gasoduto.	Dutos submersos de óleo ou gás processado $\leq 24''$ (diâmetro interno)	15 km	5,1E-05 (oc/km.ano)	0,74 (pequeno)	5,66E-04	OGP
					0,16 (médio)	1,22E-04	
					0,02 (grande)	1,53E-05	
					0,08 (ruptura)	6,12E-05	
5	Vazamento de gás na conexão do riser flexível com o RHAS.	Riser Flexível	1	6,0E-03 (oc/ano)	0,60 (pequeno)	3,60E-03	OGP
					0,15 (médio)	9,00E-04	
					0,25 (grande/ruptura)	1,50E-03	
6	Vazamento de gás no jumper flexível.	Duto Flexível 12" < D $\leq 16''$	1	4,7E-04 (oc/ano)	0,50 (médio)	2,35E-04	HSE
					0,50 (grande)	2,35E-04	
7	Vazamento de gás da conexão do riser rígido com o tanque de flutuação.	Riser de aço $\leq 16''$ (diâmetro interno)	1	9,1E-04 (oc/ano)	0,60 (pequeno)	5,46E-04	OGP
8	Vazamento de gás no riser rígido.				0,15 (médio)	1,37E-04	
9	Vazamento de gás no gasoduto, desde o Pipeline End Terminal PLET-SPH-003 até o PLET-SPH-004.	Dutos submersos de óleo ou gás processado $\leq 24''$ (diâmetro interno)	15 km	5,1E-05 (oc/km.ano)	0,74 (pequeno)	5,66E-04	OGP
					0,16 (médio)	1,22E-04	

Hip.	Descrição	Componente	Nº de Elementos	Taxa Unitária	Distribuição	Frequência Final (oc/ano)	Referência
10	Vazamento de gás no spool rígido, desde o Pipeline End Terminal (PLET-SPH-004) até o Pipeline End Manifold (PLEM-GRA-001).	Dutos submersos de óleo ou gás processado ≤ 24" (diâmetro interno)	15 km	5,1E-05 (oc/km.ano)	0,02 (grande)	1,53E-05	
					0,08 (ruptura)	6,12E-05	

Quadro II.10.3.3-6 – Cálculo de Frequência das Hipóteses Acidentais do gasoduto flexível Carioca 1

Hip.	Descrição	Componente	Nº de Elementos	Taxa Unitária	Distribuição	Frequência Final (oc/ano)	Referência
1	Liberação de Óleo Diesel durante o abastecimento da embarcação de instalação do riser flexível.	Mangote	1	4,0E-05 (oc/ano)	Pequeno/médio	7,68E-03	BEVI
				4,0E-06 (oc/ano)	Grande/ruptura	7,68E-04	
2	Liberação de Óleo Diesel proveniente dos tanques de armazenagem das embarcações de apoio ou embarcação de lançamento.	Tanque de Armazenamento	1	2,6E-03 (oc/ano)	0,56 (pequeno)	1,46E-03	HSE
					0,32 (médio)	8,32E-04	
					0,06 (grande)	1,56E-04	
					0,06 (ruptura)	1,56E-04	
3	Liberação de MEG durante operação de secagem do gasoduto.	Dutos submersos flexíveis	39 km	2,3E-03 (oc/km.ano)	0,74 (pequeno)	6,64E-02	OGP
					0,16 (médio)	1,44E-02	
					0,02 (grande)	1,79E-03	

Hip.	Descrição	Componente	Nº de Elementos	Taxa Unitária	Distribuição	Frequência Final (oc/ano)	Referência
3	Liberção de MEG durante operação de secagem do gasoduto.	Dutos submersos flexíveis	39 km	2,3E-03 (oc/km.ano)	0,08 (ruptura)	7,18E-03	
4	Liberção de Gás devido ao erro operacional durante a instalação do PLEM-SPH-002.	Impactos mecânicos por cargas externas	1	7,9E-04 (oc/ano)	0,74 (pequeno)	5,85E-04	OGP
					0,16 (médio)	1,26E-04	
					0,02 (grande)	1,58E-05	
					0,08 (ruptura)	6,32E-05	
5	Vazamento de gás no gasoduto.	Dutos submersos flexíveis	39 km	2,3E-03 (oc/km.ano)	0,74 (pequeno)	6,64E-02	OGP
					0,16 (médio)	1,44E-02	
					0,02 (grande)	1,79E-03	
					0,08 (ruptura)	7,18E-03	
6	Vazamento de gás no riser flexível de conexão da plataforma com o gasoduto que se estende até o Pipeline End Manifold PLEM-SPH-002.	Riser Flexível	1	6,0E-03 (oc/ano)	0,60 (pequeno)	3,60E-03	OGP
					0,15 (médio)	9,00E-04	
					0,25 (grande/ruptura)	1,50E-03	

Quadro II.10.3.3-7 – Cálculo de Frequência das Hipóteses Acidentais do gasoduto flexível Franco 1.

Hip.	Descrição	Componente	Nº de Elementos	Taxa Unitária	Distribuição	Frequência Final (oc/ano)	Referência
1	Liberação de Óleo Diesel durante o abastecimento da embarcação de instalação do riser flexível.	Mangote	1	4,0E-05 (oc/ano)	Pequeno/médio	7,68E-03	BEVI
				4,0E-06 (oc/ano)	Grande/ruptura	7,68E-04	
2	Liberação de Óleo Diesel proveniente dos tanques de armazenagem das embarcações de apoio ou embarcação de lançamento.	Tanque de Armazenamento	1	2,6E-03 (oc/ano)	0,56 (pequeno)	1,46E-03	HSE
					0,32 (médio)	8,32E-04	
					0,06 (grande)	1,56E-04	
					0,06 (ruptura)	1,56E-04	
3	Liberação de MEG durante operação de secagem do gasoduto.	Dutos submersos flexíveis	13,1 km	2,3E-03 (oc/km.ano)	0,74 (pequeno)	2,23E-02	OGP
					0,16 (médio)	4,82E-03	
					0,02 (grande)	6,03E-04	
					0,08 (ruptura)	2,41E-03	
4	Liberação de Gás devido ao erro operacional durante a instalação do PLEM-Y-001.	Impactos mecânicos por cargas externas	1	7,9E-04 (oc/ano)	0,74 (pequeno)	5,85E-04	OGP
					0,16 (médio)	1,26E-04	
					0,02 (grande)	1,58E-05	
					0,08 (ruptura)	6,32E-05	

Hip.	Descrição	Componente	Nº de Elementos	Taxa Unitária	Distribuição	Frequência Final (oc/ano)	Referência
5	Vazamento de gás no gasoduto.	Dutos submersos flexíveis	13,1 km	2,3E-03 (oc/km.ano)	0,74 (pequeno)	2,23E-02	OGP
					0,16 (médio)	4,82E-03	
					0,02 (grande)	6,03E-04	
					0,08 (ruptura)	2,41E-03	
6	Vazamento de gás no riser flexível de conexão da plataforma com o gasoduto que se estende até o Pipeline End Manifold PLEM-Y-001.	Riser Flexível	1	6,0E-03 (oc/ano)	0,60 (pequeno)	3,60E-03	OGP
					0,15 (médio)	9,00E-04	
					0,25 (grande/ruptura)	1,50E-03	

Quadro II.10.3.3-8 – Cálculo de Frequência das Hipóteses Acidentais do gasoduto flexível Franco NW.

Hip.	Descrição	Componente	Nº de Elementos	Taxa Unitária	Distribuição	Frequência Final (oc/ano)	Referência
1	Liberação de Óleo Diesel durante o abastecimento da embarcação de instalação do riser flexível.	Mangote	1	4,0E-05 (oc/ano)	Pequeno/médio	7,68E-03	BEVI
				4,0E-06 (oc/ano)	Grande/ruptura	7,68E-04	
2	Liberação de Óleo Diesel proveniente dos tanques de armazenagem das embarcações de apoio ou embarcação de lançamento.	Tanque de Armazenamento	1	2,6E-03 (oc/ano)	0,56 (pequeno)	1,46E-03	HSE
					0,32 (médio)	8,32E-04	
					0,06 (grande)	1,56E-04	

Hip.	Descrição	Componente	Nº de Elementos	Taxa Unitária	Distribuição	Frequência Final (oc/ano)	Referência
2	Liberação de Óleo Diesel proveniente dos tanques de armazenagem das embarcações de apoio ou embarcação de lançamento.	Tanque de Armazenamento	1	2,6E-03 (oc/ano)	0,06 (ruptura)	1,56E-04	
3	Liberação de MEG durante operação de secagem do gasoduto.	Dutos submersos flexíveis	7 km	2,3E-03 (oc/km.ano)	0,74 (pequeno)	1,19E-02	OGP
					0,16 (médio)	2,58E-03	
					0,02 (grande)	3,22E-04	
					0,08 (ruptura)	1,29E-03	
4	Liberação de Gás devido ao erro operacional durante a instalação do PLET.	Impactos mecânicos por cargas externas	1	7,9E-04 (oc/ano)	0,74 (pequeno)	5,85E-04	OGP
					0,16 (médio)	1,26E-04	
					0,02 (grande)	1,58E-05	
					0,08 (ruptura)	6,32E-05	
5	Vazamento de gás no riser flexível desde a plataforma até o Pipeline End Manifold (PLET).	Riser Flexível	1	6,0E-03 (oc/ano)	0,60 (pequeno)	3,60E-03	OGP
					0,15 (médio)	9,00E-04	
					0,25 (grande/ruptura)	1,50E-03	
6	Vazamento de gás no spool entre os Pipelines End Terminal (PLETs).	Duto de aço 8" < D ≤ 12"	1	2,51E-06 (oc/ano)	0,50 (pequeno)	1,26E-06	HSE
					0,50 (grande)	1,26E-06	
7	Vazamento de gás no gasoduto desde o Pipeline End Terminal (PLET) inicial até o PLET-FRA-009.	Dutos submersos flexíveis	7 km	2,3E-03 (oc/km.ano)	0,74 (pequeno)	1,19E-02	OGP
					0,16 (médio)	2,58E-03	

Hip.	Descrição	Componente	Nº de Elementos	Taxa Unitária	Distribuição	Frequência Final (oc/ano)	Referência
8	Vazamento de gás no gasoduto desde o Pipeline End Terminal PLET-FRA-009 até o Pipeline End Manifold PLEM-FRA-001.				0,02 (grande)	3,22E-04	
					0,08 (ruptura)	1,29E-03	

Quadro II.10.3.3-9 – Cálculo de Frequência das Hipóteses Acidentais do gasoduto flexível Franco Sul.

Hip.	Descrição	Componente	Nº de Elementos	Taxa Unitária	Distribuição	Frequência Final (oc/ano)	Referência
1	Liberação de Óleo Diesel durante o abastecimento da embarcação de instalação do riser flexível.	Mangote	1	4,0E-05 (oc/ano)	Pequeno/médio	7,68E-03	BEVI
				4,0E-06 (oc/ano)	Grande/ruptura	7,68E-04	
2	Liberação de Óleo Diesel proveniente dos tanques de armazenagem das embarcações de apoio ou embarcação de lançamento.	Tanque de Armazenamento	1	2,6E-03 (oc/ano)	0,56 (pequeno)	1,46E-03	HSE
					0,32 (médio)	8,32E-04	
					0,06 (grande)	1,56E-04	
					0,06 (ruptura)	1,56E-04	
3	Liberação de MEG durante operação de secagem do gasoduto.	Dutos submersos flexíveis	11 km	2,3E-03 (oc/km.ano)	0,74 (pequeno)	1,87E-02	OGP
					0,16 (médio)	4,05E-03	
					0,02 (grande)	5,06E-04	

Hip.	Descrição	Componente	Nº de Elementos	Taxa Unitária	Distribuição	Frequência Final (oc/ano)	Referência
					0,08 (ruptura)	2,02E-03	
4	Liberação de Gás devido ao erro operacional durante a instalação do ILT-FRA-003.	Impactos mecânicos por cargas externas	1	7,9E-04 (oc/ano)	0,74 (pequeno)	5,85E-04	OGP
					0,16 (médio)	1,26E-04	
					0,02 (grande)	1,58E-05	
					0,08 (ruptura)	6,32E-05	
5	Vazamento de gás no gasoduto.	Dutos submersos flexíveis	11 km	2,3E-03 (oc/km.ano)	0,74 (pequeno)	1,87E-02	OGP
					0,16 (médio)	4,05E-03	
					0,02 (grande)	5,06E-04	
					0,08 (ruptura)	2,02E-03	
6	Vazamento de gás no riser flexível de conexão da plataforma com o gasoduto que se estende até o In-line Tee ILT-FRA-003.	Riser Flexível	1	6,0E-03 (oc/ano)	0,60 (pequeno)	3,60E-03	OGP
					0,15 (médio)	9,00E-04	
					0,25 (grande/ruptura)	1,50E-03	

Quadro II.10.3.3-10– Cálculo de Frequência das Hipóteses Acidentais do gasoduto flexível Franco SW.

Hip.	Descrição	Componente	Nº de Elementos	Taxa Unitária	Distribuição	Frequência Final (oc/ano)	Referência
1	Liberação de Óleo Diesel durante o abastecimento da embarcação de instalação do riser flexível.	Mangote	1	4,0E-05 (oc/ano)	Pequeno/médio	7,68E-03	BEVI
				4,0E-06 (oc/ano)	Grande/ruptura	7,68E-04	
2	Liberação de Óleo Diesel proveniente dos tanques de armazenagem das embarcações de apoio ou embarcação de lançamento.	Tanque de Armazenamento	1	2,6E-03 (oc/ano)	0,56 (pequeno)	1,46E-03	HSE
					0,32 (médio)	8,32E-04	
					0,06 (grande)	1,56E-04	
					0,06 (ruptura)	1,56E-04	
3	Liberação de MEG durante operação de secagem do gasoduto.	Dutos submersos flexíveis	15 km	2,3E-03 (oc/km.ano)	0,74 (pequeno)	2,55E-02	OGP
					0,16 (médio)	5,52E-03	
					0,02 (grande)	6,90E-04	
					0,08 (ruptura)	2,76E-03	
4	Liberação de Gás devido ao erro operacional durante a instalação do PLET-FRA-003.	Impactos mecânicos por cargas externas	1	7,9E-04 (oc/ano)	0,74 (pequeno)	5,85E-04	OGP
					0,16 (médio)	1,26E-04	
					0,02 (grande)	1,58E-05	
					0,08 (ruptura)	6,32E-05	

Hip.	Descrição	Componente	Nº de Elementos	Taxa Unitária	Distribuição	Frequência Final (oc/ano)	Referência
5	Vazamento de gás no gasoduto.	Dutos submersos flexíveis	15 km	2,3E-03 (oc/km.ano)	0,74 (pequeno)	2,55E-02	OGP
					0,16 (médio)	5,52E-03	
					0,02 (grande)	6,90E-04	
					0,08 (ruptura)	2,76E-03	
6	Vazamento de gás no riser flexível de conexão da plataforma com o gasoduto que se estende até o Pipeline End Manifold PLET-FRA-003.	Riser Flexível	1	6,0E-03 (oc/ano)	0,60 (pequeno)	3,60E-03	OGP
					0,15 (médio)	9,00E-04	
					0,25 (grande/ruptura)	1,50E-03	

Quadro II.10.3.3-11 – Cálculo de Frequência das Hipóteses Acidentais do gasoduto flexível Lula Alto.

Hip.	Descrição	Componente	Nº de Elementos	Taxa Unitária	Distribuição	Frequência Final (oc/ano)	Referência
1	Liberação de Óleo Diesel durante o abastecimento da embarcação de instalação do riser flexível.	Mangote	1	4,0E-05 (oc/ano)	Pequeno/médio	7,68E-03	BEVI
				4,0E-06 (oc/ano)	Grande/ruptura	7,68E-04	
2	Liberação de Óleo Diesel proveniente dos tanques de armazenagem das embarcações de apoio ou embarcação de lançamento.	Tanque de Armazenamento	1	2,6E-03 (oc/ano)	0,56 (pequeno)	1,46E-03	HSE
					0,32 (médio)	8,32E-04	
					0,06 (grande)	1,56E-04	

Hip.	Descrição	Componente	Nº de Elementos	Taxa Unitária	Distribuição	Frequência Final (oc/ano)	Referência
2	Liberação de Óleo Diesel proveniente dos tanques de armazenagem das embarcações de apoio ou embarcação de lançamento.	Tanque de Armazenamento	1	2,6E-03 (oc/ano)	0,06 (ruptura)	1,56E-04	
3	Liberação de MEG durante operação de secagem do gasoduto.	Dutos submersos flexíveis	10 km	2,3E-03 (oc/km.ano)	0,74 (pequeno)	1,70E-02	OGP
					0,16 (médio)	3,68E-03	
					0,02 (grande)	4,60E-04	
					0,08 (ruptura)	1,84E-03	
4	Liberação de Gás devido ao erro operacional durante a instalação do ILT-LUL-002.	Impactos mecânicos por cargas externas	1	7,9E-04 (oc/ano)	0,74 (pequeno)	5,85E-04	OGP
					0,16 (médio)	1,26E-04	
					0,02 (grande)	1,58E-05	
					0,08 (ruptura)	6,32E-05	
5	Vazamento de gás no gasoduto.	Dutos submersos flexíveis	10 km	2,3E-03 (oc/km.ano)	0,74 (pequeno)	1,70E-02	OGP
					0,16 (médio)	3,68E-03	
					0,02 (grande)	4,60E-04	
					0,08 (ruptura)	1,84E-03	
6	Vazamento de gás no riser flexível de conexão com o gasoduto que se estende até o In-line Tee ILT-LUL-002.	Riser Flexível	1	6,0E-03 (oc/ano)	0,60 (pequeno)	3,60E-03	OGP
					0,15 (médio)	9,00E-04	
					0,25 (grande/ruptura)	1,50E-03	

Quadro II.10.3.3-12 – Cálculo de Frequência das Hipóteses Acidentais do gasoduto flexível Lula área de Iracema Norte.

Hip.	Descrição	Componente	Nº de Elementos	Taxa Unitária	Distribuição	Frequência Final (oc/ano)	Referência
1	Liberação de Óleo Diesel durante o abastecimento da embarcação de instalação do riser flexível.	Mangote	1	4,0E-05 (oc/ano)	Pequeno/médio	7,68E-03	BEVI
				4,0E-06 (oc/ano)	Grande/ruptura	7,68E-04	
2	Liberação de Óleo Diesel proveniente dos tanques de armazenagem das embarcações de apoio ou embarcação de lançamento.	Tanque de Armazenamento	1	2,6E-03 (oc/ano)	0,56 (pequeno)	1,46E-03	HSE
					0,32 (médio)	8,32E-04	
					0,06 (grande)	1,56E-04	
					0,06 (ruptura)	1,56E-04	
3	Liberação de MEG durante operação de secagem do gasoduto.	Dutos submersos flexíveis	30,03 km	2,3E-03 (oc/km.ano)	0,74 (pequeno)	5,11E-02	OGP
					0,16 (médio)	1,11E-02	
					0,02 (grande)	1,38E-03	
					0,08 (ruptura)	5,53E-03	
4	Liberação de Gás devido ao erro operacional durante a instalação do PLEM-CBM-002.	Impactos mecânicos por cargas externas	1	7,9E-04 (oc/ano)	0,74 (pequeno)	5,85E-04	OGP
					0,16 (médio)	1,26E-04	
					0,02 (grande)	1,58E-05	
					0,08 (ruptura)	6,32E-05	

Hip.	Descrição	Componente	Nº de Elementos	Taxa Unitária	Distribuição	Frequência Final (oc/ano)	Referência
5	Vazamento de gás no gasoduto.	Dutos submersos flexíveis	30,03 km	2,3E-03 (oc/km.ano)	0,74 (pequeno)	5,11E-02	OGP
					0,16 (médio)	1,11E-02	
					0,02 (grande)	1,38E-03	
					0,08 (ruptura)	5,53E-03	
6	Vazamento de gás no riser flexível de conexão da plataforma com o gasoduto que se estende até o Pipeline End Manifold PLEM-CBM-002.	Riser Flexível	1	6,0E-03 (oc/ano)	0,60 (pequeno)	3,60E-03	OGP
					0,15 (médio)	9,00E-04	
					0,25 (grande/ruptura)	1,50E-03	

Quadro II.10.3.3-13 – Cálculo de Frequência das Hipóteses Acidentais do gasoduto flexível Lula Central.

Hip.	Descrição	Componente	Nº de Elementos	Taxa Unitária	Distribuição	Frequência Final (oc/ano)	Referência
1	Liberação de Óleo Diesel durante o abastecimento da embarcação de instalação do riser flexível.	Mangote	1	4,0E-05 (oc/ano)	Pequeno/médio	7,68E-03	BEVI
				4,0E-06 (oc/ano)	Grande/ruptura	7,68E-04	
2	Liberação de Óleo Diesel proveniente dos tanques de armazenagem das embarcações de apoio ou embarcação de lançamento.	Tanque de Armazenamento	1	2,6E-03 (oc/ano)	0,56 (pequeno)	1,46E-03	HSE
					0,32 (médio)	8,32E-04	
					0,06 (grande)	1,56E-04	

Hip.	Descrição	Componente	Nº de Elementos	Taxa Unitária	Distribuição	Frequência Final (oc/ano)	Referência
2	Liberação de Óleo Diesel proveniente dos tanques de armazenagem das embarcações de apoio ou embarcação de lançamento.	Tanque de Armazenamento	1	2,6E-03 (oc/ano)	0,06 (ruptura)	1,56E-04	
3	Liberação de MEG durante operação de secagem do gasoduto.	Dutos submersos flexíveis	9,95 km	2,3E-03 (oc/km.ano)	0,74 (pequeno)	1,69E-02	OGP
					0,16 (médio)	3,66E-03	
					0,02 (grande)	4,58E-04	
					0,08 (ruptura)	1,83E-03	
4	Liberação de Gás devido ao erro operacional durante a instalação do ILT-LUL-001.	Impactos mecânicos por cargas externas	1	7,9E-04 (oc/ano)	0,74 (pequeno)	5,85E-04	OGP
					0,16 (médio)	1,26E-04	
					0,02 (grande)	1,58E-05	
					0,08 (ruptura)	6,32E-05	
5	Vazamento de gás no gasoduto.	Dutos submersos flexíveis	9,95 km	2,3E-03 (oc/km.ano)	0,74 (pequeno)	1,69E-02	OGP
					0,16 (médio)	3,66E-03	
					0,02 (grande)	4,58E-04	
					0,08 (ruptura)	1,83E-03	
6	Vazamento de gás no riser flexível de conexão com o gasoduto que se entende até o In-line Tee ILT-LUL-001.	Riser Flexível	1	6,0E-03 (oc/ano)	0,60 (pequeno)	3,60E-03	OGP
					0,15 (médio)	9,00E-04	
					0,25 (grande/ruptura)	1,50E-03	

Quadro II.10.3.3-14 – Cálculo de Frequência das Hipóteses Acidentais do gasoduto flexível Lula Extremo Sul.

Hip.	Descrição	Componente	Nº de Elementos	Taxa Unitária	Distribuição	Frequência Final (oc/ano)	Referência
1	Liberação de Óleo Diesel durante o abastecimento da embarcação de instalação do gasoduto.	Mangote	1	4,0E-05 (oc/ano)	Pequeno/médio	7,68E-03	BEVI
				4,0E-06 (oc/ano)	Grande/ruptura	7,68E-04	
2	Liberação de Óleo Diesel proveniente dos tanques de armazenagem das embarcações de apoio ou embarcação de lançamento.	Tanque de Armazenamento	1	2,6E-03 (oc/ano)	0,56 (pequeno)	1,46E-03	HSE
					0,32 (médio)	8,32E-04	
					0,06 (grande)	1,56E-04	
					0,06 (ruptura)	1,56E-04	
3	Liberação de Gás devido ao erro operacional durante a instalação do PLET-LUL-011.	Impactos mecânicos por cargas externas	1	7,9E-04 (oc/ano)	0,74 (pequeno)	5,85E-04	OGP
					0,16 (médio)	1,26E-04	
					0,02 (grande)	1,58E-05	
3	Liberação de Gás devido ao erro operacional durante a instalação do PLET-LUL-011.	Impactos mecânicos por cargas externas	1	7,9E-04 (oc/ano)	0,08 (ruptura)	6,32E-05	
4	Liberação de MEG durante operação de secagem do gasoduto.	Dutos submersos de óleo ou gás processado ≤ 24" (diâmetro interno)	15 km	5,1E-05 (oc/km.ano)	0,74 (pequeno)	5,66E-04	OGP
					0,16 (médio)	1,22E-04	
					0,02 (grande)	1,53E-05	

Hip.	Descrição	Componente	Nº de Elementos	Taxa Unitária	Distribuição	Frequência Final (oc/ano)	Referência
					0,08 (ruptura)	6,12E-05	
5	Vazamento de gás na conexão do riser flexível com o RHAS.	Riser Flexível	1	6,0E-03 (oc/ano)	0,60 (pequeno)	3,60E-03	OGP
					0,15 (médio)	9,00E-04	
					0,25 (grande/ruptura)	1,50E-03	
6	Vazamento de gás no jumper flexível.	Duto Flexível 12" < D ≤ 16"	1	4,7E-04 (oc/ano)	0,50 (médio)	2,35E-04	HSE
					0,50 (grande)	2,35E-04	
7	Vazamento de gás da conexão do riser rígido com o tanque de flutuação.	Riser de aço ≤ 16" (diâmetro interno)	1	9,1E-04 (oc/ano)	0,60 (pequeno)	5,46E-04	OGP
8	Vazamento de gás no riser rígido.				0,15 (médio)	1,37E-04	
9	Vazamento de gás no spool, desde o riser rígido até o Pipeline End Terminal PLET-LUL-011.	Dutos submersos de óleo ou gás processado ≤ 24" (diâmetro interno)	15 km	5,1E-05 (oc/km.ano)	0,25 (grande/ruptura)	2,28E-04	OGP
					0,74 (pequeno)	5,66E-04	
					0,16 (médio)	1,22E-04	
					0,02 (grande)	1,53E-05	
					0,08 (ruptura)	6,12E-05	

Quadro II.10.3.3-15 – Cálculo de Frequência das Hipóteses Acidentais do gasoduto flexível Lula Norte.

Hip.	Descrição	Componente	Nº de Elementos	Taxa Unitária	Distribuição	Frequência Final (oc/ano)	Referência
1	Liberação de Óleo Diesel durante o abastecimento da embarcação de instalação do gasoduto.	Mangote	1	4,0E-05 (oc/ano)	Pequeno/médio	7,68E-03	BEVI
				4,0E-06 (oc/ano)	Grande/ruptura	7,68E-04	
2	Liberação de Óleo Diesel proveniente dos tanques de armazenagem das embarcações de apoio ou embarcação de lançamento.	Tanque de Armazenamento	1	2,6E-03 (oc/ano)	0,56 (pequeno)	1,46E-03	HSE
					0,32 (médio)	8,32E-04	
					0,06 (grande)	1,56E-04	
					0,06 (ruptura)	1,56E-04	
3	Liberação de Gás devido ao erro operacional durante a instalação do PLET-LUL-006.	Impactos mecânicos por cargas externas	1	7,9E-04 (oc/ano)	0,74 (pequeno)	5,85E-04	OGP
					0,16 (médio)	1,26E-04	
3	Liberação de Gás devido ao erro operacional durante a instalação do PLET-LUL-006.	Impactos mecânicos por cargas externas	1	7,9E-04 (oc/ano)	0,02 (grande)	1,58E-05	
					0,08 (ruptura)	6,32E-05	
4	Liberação de MEG durante operação de secagem do gasoduto.	Dutos submersos de óleo ou gás processado ≤ 24" (diâmetro interno)	15 km	5,1E-05 (oc/km.ano)	0,74 (pequeno)	5,66E-04	OGP
					0,16 (médio)	1,22E-04	
					0,02 (grande)	1,53E-05	
					0,08 (ruptura)	6,12E-05	

Hip.	Descrição	Componente	Nº de Elementos	Taxa Unitária	Distribuição	Frequência Final (oc/ano)	Referência
5	Vazamento de gás na conexão do riser flexível com o RHAS.	Riser Flexível	1	6,0E-03 (oc/ano)	0,60 (pequeno)	3,60E-03	OGP
					0,15 (médio)	9,00E-04	
					0,25 (grande/ruptura)	1,50E-03	
6	Vazamento de gás no jumper flexível.	Duto Flexível**	1	4,7E-04 (oc/ano)	0,50 (médio)	2,35E-04	HSE
					0,50 (grande)	2,35E-04	
7	Vazamento de gás da conexão do riser rígido com o tanque de flutuação.	Riser de aço > 16" (diâmetro interno)	1	1,8E-05 (oc/ano)	0,60 (pequeno)	1,08E-05	OGP
8	Vazamento de gás no riser rígido.				0,15 (médio)	2,70E-06	
9	Vazamento de gás no gasoduto, desde o Pipeline End Terminal PLET-LUL-006 até o PLET-LUL-007.	Dutos submersos de óleo ou gás processado ≤ 24" (diâmetro interno)	15 km	5,1E-05 (oc/km.ano)	0,25 (grande/ruptura)	4,50E-06	OGP
					0,74 (pequeno)	5,66E-04	
					0,16 (médio)	1,22E-04	
					0,02 (grande)	1,53E-05	
					0,08 (ruptura)	6,12E-05	

Quadro II.10.3.3-16 – Cálculo de Frequência das Hipóteses Acidentais do gasoduto flexível Lula Oeste.

Hip.	Descrição	Componente	Nº de Elementos	Taxa Unitária	Distribuição	Frequência Final (oc/ano)	Referência
1	Liberação de Óleo Diesel durante o abastecimento da embarcação de instalação do riser flexível.	Mangote	1	4,0E-05 (oc/ano)	Pequeno/médio	7,68E-03	BEVI
				4,0E-06 (oc/ano)	Grande/ruptura	7,68E-04	
2	Liberação de Óleo Diesel proveniente dos tanques de armazenagem das embarcações de apoio ou embarcação de lançamento.	Tanque de Armazenamento	1	2,6E-03 (oc/ano)	0,56 (pequeno)	1,46E-03	HSE
					0,32 (médio)	8,32E-04	
					0,06 (grande)	1,56E-04	
					0,06 (ruptura)	1,56E-04	
3	Liberação de MEG durante operação de secagem do gasoduto.	Dutos submersos flexíveis	12 km	2,3E-03 (oc/km.ano)	0,74 (pequeno)	2,04E-02	OGP
					0,16 (médio)	4,42E-03	
3	Liberação de MEG durante operação de secagem do gasoduto.	Dutos submersos flexíveis	12 km	2,3E-03 (oc/km.ano)	0,02 (grande)	5,52E-04	
					0,08 (ruptura)	2,21E-03	
4	Vazamento de gás no gasoduto.	Dutos submersos flexíveis	12 km	2,3E-03 (oc/km.ano)	0,74 (pequeno)	2,04E-02	OGP
					0,16 (médio)	4,42E-03	
					0,02 (grande)	5,52E-04	
					0,08 (ruptura)	2,21E-03	

Hip.	Descrição	Componente	Nº de Elementos	Taxa Unitária	Distribuição	Frequência Final (oc/ano)	Referência
5	Vazamento de gás no riser flexível de conexão da plataforma com o gasoduto que se entende até o In-line Tee ILT-LUL-001.	Riser Flexível	1	6,0E-03 (oc/ano)	0,60 (pequeno)	3,60E-03	OGP
					0,15 (médio)	9,00E-04	
					0,25 (grande/ruptura)	1,50E-03	

Quadro II.10.3.3-17 – Cálculo de Frequência das Hipóteses Acidentais do gasoduto flexível Lula Sul.

Hip.	Descrição	Componente	Nº de Elementos	Taxa Unitária	Distribuição	Frequência Final (oc/ano)	Referência
1	Liberação de Óleo Diesel durante o abastecimento da embarcação de instalação do riser flexível.	Mangote	1	4,0E-05 (oc/ano)	Pequeno/médio	7,68E-03	BEVI
				4,0E-06 (oc/ano)	Grande/ruptura	7,68E-04	
2	Liberação de Óleo Diesel proveniente dos tanques de armazenagem das embarcações de apoio ou embarcação de lançamento.	Tanque de Armazenamento	1	2,6E-03 (oc/ano)	0,56 (pequeno)	1,46E-03	HSE
					0,32 (médio)	8,32E-04	
					0,06 (grande)	1,56E-04	
					0,06 (ruptura)	1,56E-04	
3	Liberação de MEG durante operação de secagem do gasoduto.	Dutos submersos flexíveis	9,6 km	2,3E-03 (oc/km.ano)	0,74 (pequeno)	1,63E-02	OGP
					0,16 (médio)	3,53E-03	
					0,02 (grande)	4,42E-04	
					0,08 (ruptura)	1,77E-03	

Hip.	Descrição	Componente	Nº de Elementos	Taxa Unitária	Distribuição	Frequência Final (oc/ano)	Referência
4	Liberação de Gás devido ao erro operacional durante a instalação do PLET-LUL-012.	Impactos mecânicos por cargas externas	1	7,9E-04 (oc/ano)	0,74 (pequeno)	5,85E-04	OGP
					0,16 (médio)	1,26E-04	
					0,02 (grande)	1,58E-05	
					0,08 (ruptura)	6,32E-05	
5	Vazamento de gás no riser flexível desde a plataforma até o Pipeline End Manifold PLET-LUL-012.	Riser Flexível	1	6,0E-03 (oc/ano)	0,60 (pequeno)	3,60E-03	OGP
					0,15 (médio)	9,00E-04	
					0,25 (grande/ruptura)	1,50E-03	
6	Vazamento de gás no gasoduto desde o Pipeline End Terminal PLET-LUL-012 até o Pipeline End Terminal PLET-LUL-013.	Dutos submersos flexíveis	9,6 km	2,3E-03 (oc/km.ano)	0,74 (pequeno)	1,63E-02	OGP
					0,16 (médio)	3,53E-03	
7	Vazamento de gás no spool desde o Pipeline End Terminal PLET-LUL-013 até o Pipeline End Manifold PLEM-LUL-006.	Dutos submersos flexíveis	9,6 km	2,3E-03 (oc/km.ano)	0,02 (grande)	4,42E-04	
					0,08 (ruptura)	1,77E-03	

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 Cidade de Ilhabela, devido ao possível inventário vazado no mar (adernamento e afundamento dos FPSO) apresentaram frequência de ocorrência de $6,52E-7$ oc/ano de acordo com as premissas utilizadas, culminando em um risco baixo, tendo em vista o tempo de vida útil de poço de petróleo.

Com relação ao trecho de tubulação que movimentava óleo cru para os FPSO que apresenta maior vulnerabilidade com relação ao meio ambiente, a frequência de ocorrência mais significativa foi na hipótese 1 (pequena liberação de óleo com gás e água associados, desde o poço de extração até o manifold de produção), com frequência de ocorrência de $4,57E-2$ oc/ano.

Para os acidentes envolvendo atividades de instalação e operação dos gasodutos rígidos e flexíveis, conforme se pode notar nos cálculos das frequências das hipóteses acidentais anteriormente apresentados, as hipóteses que representam os cenários mais críticos de severidade, com potencial de causar maiores danos ao meio ambiente são os cenários de vazamento de óleo diesel provenientes das operações de abastecimento de embarcações de apoio e dos próprios tanques de armazenamento de óleo diesel, tanto pelo óleo causar impactos ambientais mais significativos que o gás, quanto por apresentarem as maiores taxas de falha.

Em relação aos possíveis vazamentos de gás, o mais crítico observado envolve a probabilidade de vazamento ao longo do gasoduto, apresentando frequência de mesma ordem que as liberações de óleo diesel, embora os impactos ambientais estimados sejam significativamente inferiores.

Ressalta-se ainda, todo o conservadorismo dos cálculos, principalmente no que se refere a não amenização das frequências de ocorrência dos cenários acidentais em função dos sistemas de segurança existentes, o que certamente garantem uma margem de segurança a respeito da tolerabilidade dos riscos do empreendimento.

II.10.4 - AVALIAÇÃO DAS CONSEQUÊNCIAS

No item II.10.3 foram avaliados os cenários acidentais possíveis envolvendo as unidades produtoras e os gasodutos que fazem parte do Projeto Etapa 2.

Para os cenários acidentais referentes às unidades produtoras (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 de 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 – 400.000 m^3 - maior volume dos FPSOs que operarão no Projeto Etapa 2).

Para os cenários acidentais relativos aos gasodutos, foram verificados 2 cenários que envolvem embarcações de apoio que prestarão serviços para a instalação destes. Estes cenários diagnosticaram possibilidade de vazamento de diesel marítimo no mar nas três classes de volume preconizadas pela Resolução CONAMA nº 398/08: pequeno (8 m^3), médio (200 m^3) e volume de pior caso (VPC – 1500 m^3 - maior volume das embarcações de apoio que operarão no Projeto Etapa 2).

Os demais cenários acidentais para os gasodutos estão relacionados ao vazamento de gás. Assim, foi realizado um estudo específico para se verificar o comportamento deste gás vazado no local do empreendimento. Este estudo foi realizado com o gasoduto rígido Lula Norte Franco Nordeste (o maior gasoduto a ser instalado no empreendimento) com simulações no *software* OLGA.

Segundo o estudo feito pela equipe responsável, na profundidade determinada para o rompimento, 1628 m, a pressão no fundo do mar é de aproximadamente 164 bar. Essa pressão é superior a cricondenbárica do gás, ou seja, não é possível a formação de líquido independente da temperatura. Portanto, não será observada vazão de líquido no ponto de rompimento.

O gás liberado durante o rompimento percorrerá toda a lâmina d'água até a superfície. Ao longo desse trajeto, parte do gás condensará caso as condições de temperatura e pressão estejam dentro do envelope do gás. Para um dado instante de tempo qualquer, a depender da pressão e temperatura, poderá formar um

condensado com uma composição específica e restará gás com outra composição específica. Após um tempo infinitesimal, esse gás cuja composição é diferente do gás inicial, poderá condensar formando outro tipo de condensado e restando outro tipo de gás. O mesmo acontece com o condensado formado no instante de tempo anterior. Esse **processo é contínuo**, resultando em **variações ao longo do tempo, do volume e da composição do líquido e do gás até atingirem a superfície**.

Evoluindo na análise, a metodologia de cálculo foi alterada e a partir do perfil de pressão e temperatura no fundo do mar, foi realizado um *flash* para cada ponto apresentado, mostrando a fase líquida obtida do ponto anterior. A partir da fração molar de cada fase, foi calculada a fração molar de líquido no último ponto (1,01 bar e 18°C). O valor obtido foi de 0,75% da quantidade de mols original.

A partir da massa de gás total vazada de 741.728 kg (relativa ao inventário do trecho em análise do gasoduto Lula Norte Franco Nordeste), o volume de líquido na superfície correspondente a 0,75% da quantidade de mols do total de gás vazado, é de 30 m³. Fica claro então, que no ponto de vazamento, só é possível verificar gás. Portanto, este cenário não foi considerado na análise de consequências.

Assim, de acordo com a identificação dos cenários acidentais realizadas no **item II.10.3** e o exposto acima, para a avaliação das consequências (presente item), cálculo de risco e tolerabilidade, **itens II.10.5 e II.10.6**, respectivamente, se tem duas situações distintas:

- 1) Cenários de instalação de gasodutos – vazamentos de óleo diesel marítimo a partir de acidentes com embarcações de apoio;
- 2) Cenários de operação das unidades produtoras – vazamentos de óleo cru nos blocos de produção do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos.

Portanto, dentro dos panoramas de instalação de gasodutos e operação das unidades de produção, em cada uma das fases as hipóteses acidentais foram agrupadas, conforme mostra o **Quadro II.10.4-1**.

Quadro II.10.4-1 - Agrupamento das Hipóteses Acidentais que evoluem para óleo no mar por faixa de volume para o FPSO Cidade de Ilhabela.

Embarcação	Faixa de Volume	Hipóteses Acidentais
FPSO Cidade de Ilhabela	Até 8 m ³	1, 6, 14, 15, 16, 17, 18, 19 e 20
	De 8 m ³ a 200 m ³	4, 7 e 9
	VPC (400.000 m ³)	2, 5, 21 e 22
Embarcações de apoio – instalação gasodutos	Até 8 m ³	1 e 2
	De 8 m ³ a 200 m ³	1 e 2
	VPC (1.500 m ³)	1 e 2

Importante ressaltar que dentro do cronograma de implantação do Projeto Etapa 2, no momento em que os 13 DPs estiverem em operação (situação crítica considerando-se o risco da atividade) nenhum SPA/TLD estará em desenvolvimento. Assim, para os cenários de operação são consideradas modelagens em cada um dos locais dos DPs e se tem como base os cenários acidentais levantados para o FPSO Cidade de Ilhabela.

Outro ponto relevante a ser destacado é que, embora tenham sido calculadas as frequências acidentais para todos os cenários acidentais identificados, tanto para a embarcação FPSO e de apoio, como para gasodutos rígidos e flexíveis, nos cálculos dos riscos e tolerabilidade só foram consideradas as hipóteses acidentais que evoluem para situações com vazamento de óleo cru ou combustível (diesel marítimo e querosene de aviação, por exemplo) para o mar.

II.10.4.1 - Modelagem de Dispersão de Óleo

Foi desenvolvido o estudo de modelagem numérica computacional intitulado “Modelagem do Transporte e Dispersão de Óleo no Mar para a Atividade de Produção e Escoamento de Óleo e Gás do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos – Etapa II”, que está disponível em sua íntegra no **Anexo II.6.2-1**. Ressalta-se que as simulações realizadas com diesel marítimo seguiram as mesmas premissas, e os resultados são apresentados no Anexo D do estudo de modelagem (**Anexo II.6.2-1**), uma vez que foram usados apenas para a análise das consequências.

A partir de premissas estabelecidas pela Resolução CONAMA nº 398/2008, foram realizadas simulações de acidentes de pequeno (8,0 m³), médio (200,0 m³)

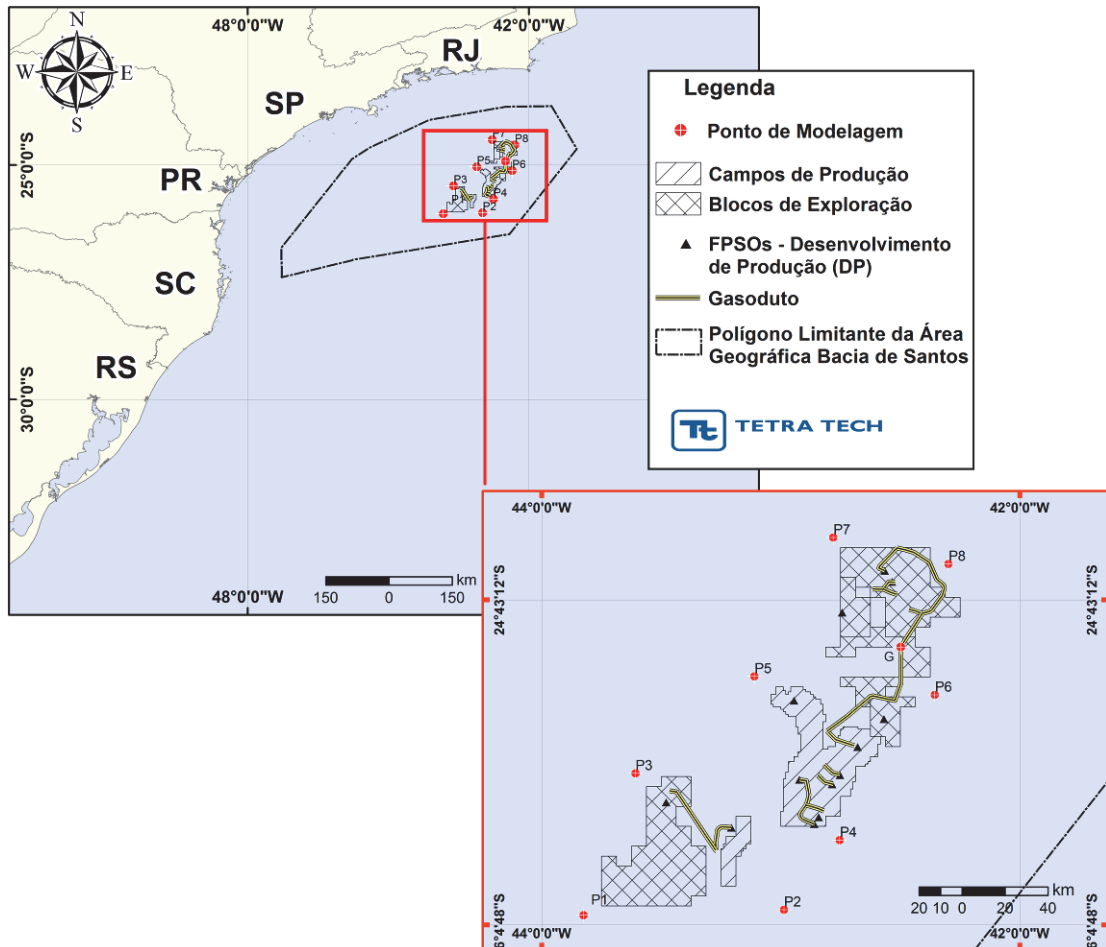
e pior caso (VPC - 400.000,0 m³, derramados ao longo de 24 h) para óleo cru e de pequeno (8,0 m³), médio (200,0 m³) e pior caso (VPC - 1500,0 m³, derramados instantaneamente) para diesel marítimo.

A hipótese acidental de pior caso para vazamento de óleo cru corresponde ao afundamento da unidade produtora (FPSO) e para diesel marítimo corresponde ao inventário de embarcações de apoio.

O critério para a parada dos modelos matemáticos foi o tempo de 30 dias após o final do vazamento, simulando a ausência de qualquer resposta de emergência, incluindo dispersantes, barreiras físicas ou recolhimento de óleo.

Para contemplar as variações sazonais as quais a área de estudo está submetida, foram simuladas condições hidrodinâmicas e atmosféricas de verão e inverno.

De forma a contemplar toda a área de estudo do empreendimento, foram realizadas simulações dos vazamentos de óleo cru na região que engloba todos os SPA/TLDs e DPs, bem como um ponto central do gasoduto Lula N – Franco NW para simulação de vazamento de diesel marítimo. A **Figura II.10.4.1-1** mostra geograficamente a posição dos pontos onde foram simulados os vazamentos de óleo cru, em um total de oito, e do ponto de vazamento de óleo diesel.



Fonte: TETRATECH (2013)

Figura II.10.4.1-1– Pontos de riscos onde foram simulados os acidentes que acarretam óleo no mar.

Para cada ponto em que os vazamentos de óleo cru foram simulados, consideraram-se as características do óleo encontrado na região adjacente. Desta maneira, o **Quadro II.10.4.1-1** sintetiza a localização geográfica, a profundidade local e algumas características dos óleos utilizados em cada um dos pontos apresentados na **Figura II.10.4.1-1**.

Quadro II.10.4.1-1 - Pontos das simulações de vazamentos e algumas características dos óleos considerados.

Ponto	Bloco	Latitude (S)	Longitude (W)	Lâmina d'água (m)	Nome do Óleo	API (°)
P1	BM-S-09	26°02'21,6"	43°49'30,1"	~ 2.250	3-SPS-69	30,8
P2		26°00'59,1"	42°59'13,0"	~2.270		
P3		25°26'43,3"	43°36'28,7"	~2.150	1-SPS-50	27,2
P4	BM-S-11	25°43'29,8"	42°45'14,0"	~2.180	3-RJS-646	28,4
P5		25°02'22,3"	43°06'37,9"	~2.100	4-RJS-647	31,0
P6	Cessão Onerosa	25°07'01,3"	42°21'21,3"	~2.200	3-RJS-662-A	29,2
P7		24°27'30,9"	42°46'49,6"	~1.500	2-ANP-0001-RJS	28,4
P8		24°34'10,6"	42°17'55,3"	~1.900		
G	Gasoduto	24°55'02,0"	42°29'51,1"	~2.000	Diesel marítimo	31,3

Fonte: PETROBRAS e TETRATECH (2013)

Para os cálculos de risco e tolerabilidade desta análise e gerenciamento de riscos ambientais, para cada um dos 13 DPs que estarão em operação, foi considerado o ponto de modelagem mais próximo, e para os cenários que envolvem a instalação dos gasodutos, o ponto P9. Assim, a correlação entre o ponto de modelagem e o DP e instalação do gasoduto é:

- P2 – DP de Sapinhoá Norte;
- P3 – DP de Carioca 1;
- P4 – DP de Lula Extremo Sul;
DP de Lula Sul;
DP de Lula Central;
DP de Lula Alto;
DP de Lula Norte;
DP de Lula Oeste;
- P5 - DP de Lula área de Iracema Norte;
- P7 - DP de Franco NW;
DP de Franco 1;
- P8 - DP de Franco Sul;
DP de Franco SW;
- G - Instalação de gasodutos.

Desta maneira, o risco e a tolerabilidade correspondente ao DP de Sapinhoá Norte será calculada a partir dos resultados de modelagem proveniente do ponto P2, do DP de Carioca 1 do ponto P3, e assim por diante.

II.10.4.2 - Análise de Vulnerabilidade e Identificação dos Componentes com Valor Ambiental

a) 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 numérica computacional intitulado “Modelagem do Transporte e Dispersão de Óleo no Mar para a Atividade de Produção e Escoamento de Óleo e Gás do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos – Etapa II”, que está disponível em sua íntegra no **Anexo II.6.2-1**, foi confeccionado o estudo de Análise de Vulnerabilidade, que está disponível no **Anexo II.10.4.2-1**.

b) 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**).

A partir daí, foram identificados e definidos os CVAs, 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.

Para a área potencialmente afetada num cenário acidental de vazamento, considerada no presente estudo, foram identificados 11 CVAs passíveis de serem atingidos por acidente com óleo, conforme listagem abaixo:

- 1) Plâncton;
- 2) Quelônios;
- 3) Cetáceos – Baleias franca, jubarte e cachalote;
- 4) Cetáceos – baleia-de-Bryde;
- 5) Cetáceos – boto-cinza e toninhas;
- 6) Aves marinhas;
- 7) Peixes;
- 8) Praias;
- 9) Costões rochosos;
- 10) Manguezais;
- 11) Marismas.

Para cada um dos 11 CVAs listados, foi estimado ainda o tempo de recuperação após 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).

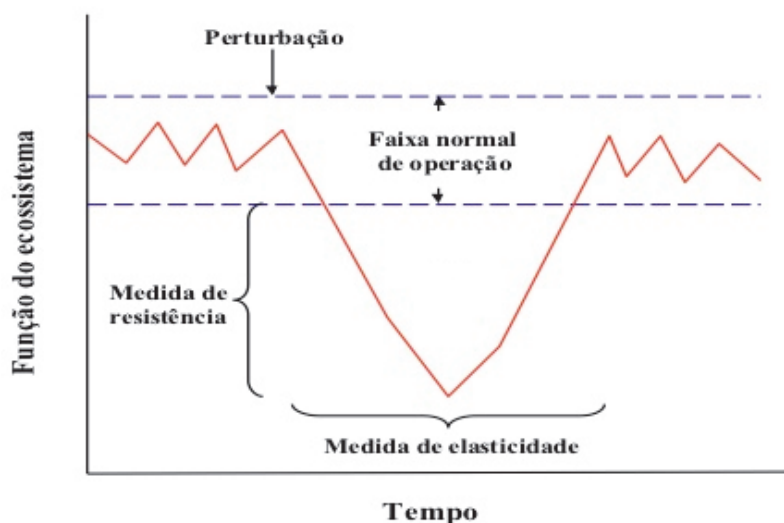
Quando se trata da recuperação de um componente ecossistêmico, depois deste componente estar sob os efeitos de um distúrbio e em uma condição degradada, pressupõe-se a retomada de seu estado anterior ao distúrbio, iniciando-se esta retomada a partir do momento em que o agente estressor é removido ou 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, onde 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.10.4.2-1**.

Efeitos do stress no ecossistema



Fonte: modificado de Leffler (1978)

Figura II.10.4.2-1 – Efeitos do stress nas funções do ecossistema em função do tempo, demonstrando a variabilidade dentro da faixa normal de operação, pré e pós-perturbação.

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. Consequentemente, 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 consequências de um vazamento de óleo podem variar intensamente, acarretando em 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**).

Nos itens a seguir, apresenta-se a descrição detalhada de cada CVA, de modo a entender a sua importância, critérios de seleção, locais de ocorrência, probabilidades de toque para os cenários de vazamento de óleo e o seu tempo de recuperação. A partir das características que definem cada CVA, utilizou-se o seguinte agrupamento:

- **CVAs Difusos:** ocorrem **especialmente** dispersos ao longo da área potencialmente afetada, 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) Plâncton
 - 2) Quelônios
 - 3) Cetáceos – Baleias franca, jubarte e cachalote
 - 4) Cetáceos – baleia-de-Bryde
 - 5) Cetáceos – boto-cinza e toninha
 - 6) Aves marinhas
 - 7) Peixes

- **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 é adotada como sendo a maior probabilidade modelada para a área, faixa ou zona delimitada, a saber:
 - 8) Praias
 - 9) Costões rochosos
 - 10) Manguezais
 - 11) Marismas

Vale salientar que esse agrupamento tem caráter didático, uma vez que o cálculo do risco (**subitem II.10.5**) e a avaliação de tolerabilidade (**subitem II.10.6**) serão realizados para cada CVA, individualmente.

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 potencialmente afetada.

1) Plâncton

A escolha do CVA Plâncton deve-se sobretudo à sua importância ecológica, como parte fundamental da cadeia trófica nos ecossistemas marinhos. Os componentes do fito e zooplâncton, como produtores primários e secundários, transferem energia ao servirem de alimento para os níveis superiores da cadeia, além de também comporem os detritos que serão captados por organismos bentônicos e degradados por bactérias. Já o componente do ictioplâncton, correspondente ao estágio inicial de vida dos peixes (ovos e larvas), determina o recrutamento para a fase adulta, influenciando a dinâmica populacional das espécies.

Dessa forma, o plâncton se relaciona com a manutenção dos estoques dos recursos pesqueiros utilizados como alimento pela comunidade humana em geral.

A suscetibilidade do plâncton ao contato com o óleo é alta, devido ao fato destes organismos não possuírem significativo poder de natação que os permita evitar a mancha de óleo, por apresentarem elevada razão superfície/volume que favorece o recobrimento e a absorção de contaminantes. Além disso, reúnem-se na porção superior da coluna d'água, onde as concentrações de óleo são maiores. Essa porção é altamente vulnerável, pois os estágios de vida iniciais de espécies de peixes, moluscos e crustáceos, estão aí concentrados espacialmente (IPIECA, 2000).

Uma vez que o plâncton apresenta uma taxa de mortalidade natural muito alta devido à sua natureza ecológica (HOWARTH, 1988), torna-se extremamente difícil a determinação dos efeitos da poluição por óleo nestes organismos. Mas esta estratégia natural permite que este componente ambiental apresente uma

grande resiliência frente a acidentes com derrames de óleo no mar (IPIECA, 2000), uma vez que a taxa de renovação das populações é alta.

Um importante aspecto diretamente relacionado aos possíveis danos sobre as populações planctônicas, particularmente ao ictioplâncton, é aquele relacionado à época de reprodução dos estoques pesqueiros. Caso um acidente com vazamento de óleo ocorra em épocas de desova, 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).

Além do óleo flutuante na camada superior da coluna d'água, o óleo dissolvido pode causar prejuízos aos organismos e à comunidade planctônica caso persista em concentrações suficientemente altas por certo período de tempo (HOWARTH, 1988, *apud* SILVA, 2004).

Johansson *et al.* (1980), estudando o derrame causado pelo navio Tsesis, verificaram que os efeitos sobre os organismos planctônicos duraram menos de um mês e ocorreram apenas nas imediações do acidente, tendo sido detectados efeitos severos por apenas alguns dias.

Apesar de estudos realizados durante o acompanhamento de vários vazamentos de óleo (IPIECA, 2001) terem verificado efeitos diretos sobre as populações planctônicas, incluindo a mortalidade de organismos na área afetada pelo vazamento, sérios efeitos de vazamentos de óleo no plâncton ainda não foram observados em mar aberto. Impactos de larga escala, como modificação da estrutura da comunidade, também não têm sido reportados para o plâncton (SCHOLZ *et al.*, 2001). Isto provavelmente se deve às altas taxas reprodutivas e ao transporte do plâncton vindo de fora da área afetada, que compensam as reduções, em curto prazo, no número de indivíduos, causadas pelo óleo (IPIECA, 1991).

Devido às características ecológicas deste componente ambiental, o tempo de recuperação do plâncton, segundo a literatura, pode variar de dias a no máximo 1 ano, dependendo do tamanho do vazamento, da coincidência com as épocas de desova de determinadas espécies de peixes e, no caso da mancha atingir a região costeira, de características físicas das áreas afetadas.

Com base nessas informações e nas características de um possível cenário de vazamento aqui considerado - dentre elas, a grande extensão da área afetada e a possibilidade de aproximação da mancha da costa em condições ambientais críticas, o tempo de recuperação deste CVA foi estimado, de forma conservativa, em **1 ano**, considerando-se sobretudo o impacto sobre o ictioplâncton, que poderia, num cenário crítico, comprometer parcialmente o recrutamento anual de algumas espécies de peixes em alguns locais (ex: estuários).

Entende-se não ser possível definir áreas de concentração para esse CVA, por conta de sua presença dispersa tanto na região costeira quanto na oceânica. A maior ocorrência de ovos e larvas de peixes em áreas abrigadas no interior de sistemas estuarinos foi levada em conta na descrição do CVA Manguezais e de suas funções ecológicas no item (12) Manguezais.

Desta maneira, para fins do cálculo de risco, considerou-se que esses organismos ocorrem ao longo de toda a área de estudo, tendo sido utilizada a

área total que compreende os contornos de probabilidades de toque de óleo, ponderando-se cada faixa de probabilidade de acordo com sua respectiva área.

O **Quadro II.10.4.2-1** mostra a probabilidade ponderada para possíveis acidentes provenientes do DP de Sapinhoá Norte (ponto de modelagem P2).

Quadro II.10.4.2-1 - Probabilidades ponderadas de toque de óleo no CVA plâncton, a partir de vazamentos de 8 m³, 200 m³ e VPC proveniente do DP de Sapinhoá Norte (ponto de modelagem P2), verão e inverno.

Probabilidade	DP de Sapinhoá Norte - Ponto 2					
	Área (km ²) - Verão			Área (km ²) - Inverno		
	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC
1%	52506,0	84964,8	55579,2	88741,6	75134,1	55827,9
2%	9089,4	25955,8	35816,3	8774,7	27567,5	26701,3
3%	5583,1	26062,6	16485,4	5762,8	21861,7	24139,3
4%	4069,8	22360,3	17991,1	4147,0	20108,0	16859,6
5%	2500,4	19631,5	22778,1	3456,3	20873,4	14961,7
6%	2134,6	18360,3	18382,9	2992,5	23504,9	14903,4
7%	1907,6	18573,7	15417	2287,7	29959,0	19756,6
8%	1460,8	21713,9	14624,7	2032,1	30497,8	19464,7
9%	1049,6	20343,3	15849,2	1804,3	29233,5	21924,7
10%	911,3	16750,7	14890,5	1303,4	21962,7	17219,1
11%	875,5	14858,8	13402,6	1068,1	14672,6	18978,1
12%	615,1	10470,6	14546,8	895,2	14316,2	21370,8
13%	307,5	10298,3	12003,3	695,1	13543,4	18710
14%	301,4	9734,3	11363,5	595,2	11911,6	18026
15%	246,1	9656,1	10532,5	339,5	10700,6	15111,1
16%	176,3	8057,3	10249,5	264,6	8351,1	14389,9
17%	137,4	7138,7	8668,7	201,0	7291,9	12536,6
18%	79,9	7074,4	7371,4	141,8	6537,8	10740,6
19%	55,3	8193,7	7803,9	95,5	4466,4	8344,6
20%	41,0	8390,0	9172,1	59,3	4879,3	7210,5
21%	47,1	8598,4	8615,5	37,6	5033,3	5934,6
22%	26,6	7995,6	8110,8	33,3	5024,4	4967,8
23%	28,7	7641,7	6911,6	21,7	4677,1	5634,5
24%	16,4	6002,7	5429,8	11,6	4056,6	5476,7
25%	28,7	5706,7	5070,6	21,7	3192,8	4035,2
26%	12,3	5135,8	5166,4	8,7	2896,1	3429,3
27%	20,5	4610,1	5324,1	13,0	3269,7	3593,7
28%	8,2	5172,4	5605	5,8	3291,5	3282
29%	8,2	4854,4	5492,2	8,7	2861,2	3364,4

Probabilidade	DP de Sapinhoá Norte - Ponto 2					
	Área (km ²) - Verão			Área (km ²) - Inverno		
	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC
30%	6,1	3588,8	5506,4	5,8	2226,8	3420,6
31%	8,2	3121,7	5731,6	2,9	1666,0	3422,7
32%	6,1	2756,9	6592,7	4,3	1451,0	3503,4
33%	6,1	2462,6	6288,7	4,3	1297,6	3832,7
34%	2,0	2284,4	5802,1	2,9	1295,7	3991
35%	4,1	1863,5	5420,8	1,4	1267,6	2872,5
36%	4,1	1336,2	4828,9	2,9	1326,4	2455,3
37%	6,1	1189,8	3741,9	1,4	1035,9	2133,7
38%	2,0	1048,3	3182,5	1,4	757,6	1517,7
39%	2,0	753,7	3143,6	1,4	606,3	1293,6
40%	2,0	552,3	3270,1	2,9	501,9	1235,2
41%	2,0	556,3	3276,8	0,0	393,3	1003,4
42%	0,0	503,4	3512,4	0,0	419,6	872,3
43%	4,1	359,1	3681	1,4	470,9	781,3
44%	0,0	269,7	3122,3	2,9	371,2	975,1
45%	2,0	229,1	2575,4	4,3	127,8	863,8
46%	0,0	192,6	2055,3	2,9	10,3	748,5
47%	2,0	168,3	1579,7	0,0	10,4	651,8
48%	0,0	156,1	1347,4	0,0	1,5	764,2
49%	2,0	156,1	1195	1,4	5,9	909,8
50%	0,0	176,3	1062,4	1,4	7,4	1137,9
51%	4,1	145,9	977,3	2,9	4,4	1187,2
52%	2,0	101,3	779,2	0,0	3,0	1106,4
53%	2,0	87,1	655,9	2,9	0,0	906,9
54%	0,0	54,7	722	0,0	0,0	877,7
55%	2,0	46,6	735,2	0,0	3,0	897,8
56%	0,0	32,4	658,7	1,4	0,0	744,5
57%	2,0	20,3	599,1	0,0	0,0	640
58%	2,0	2,0	533,2	1,4	4,4	417,9
59%	2,0	4,1	462,9	0,0	1,5	296
60%	2,0	6,1	396,5	2,9	4,4	234,4
61%	2,0	0,0	266,2	0,0	0,0	162,1
62%	0,0	6,1	189,6	0,0	0,0	77,4
63%	2,0	4,1	144,8	0,0	0,0	40,3
64%	2,0	2,0	132,1	0,0	0,0	48,1
65%	0,0	0,0	104,4	1,4	0,0	31
66%	0,0	4,1	119,3	0,0	0,0	23,3
67%	0,0	0,0	115	0,0	1,5	32,6
68%	0,0	0,0	95,8	0,0	0,0	14
69%	0,0	4,1	104,4	0,0	0,0	15,5

Probabilidade	DP de Sapinhoá Norte - Ponto 2					
	Área (km ²) - Verão			Área (km ²) - Inverno		
	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC
70%	0,0	4,1	93,7	1,4	0,0	10,8
71%	0,0	0,0	83,1	0,0	1,5	4,6
72%	0,0	0,0	87,3	0,0	0,0	0
73%	2,0	0,0	38,4	0,0	0,0	4,6
74%	0,0	0,0	25,6	0,0	0,0	6,2
75%	4,1	0,0	14,9	0,0	0,0	4,6
76%	0,0	0,0	12,8	0,0	0,0	4,6
77%	0,0	0,0	4,3	0,0	0,0	3,1
78%	0,0	0,0	10,7	0,0	0,0	0
79%	0,0	0,0	6,4	0,0	0,0	4,6
80%	0,0	0,0	8,5	0,0	1,5	1,5
81%	0,0	0,0	8,5	0,0	0,0	1,5
82%	0,0	2,0	8,5	0,0	0,0	0
83%	0,0	0,0	6,4	0,0	0,0	0
84%	0,0	0,0	6,4	0,0	0,0	0
85%	0,0	0,0	4,3	0,0	0,0	1,5
86%	0,0	0,0	2,1	0,0	0,0	0
87%	0,0	0,0	4,3	0,0	0,0	1,5
88%	0,0	0,0	2,1	0,0	0,0	0
89%	0,0	0,0	2,1	0,0	0,0	0
90%	0,0	0,0	4,3	0,0	0,0	0
91%	0,0	2,0	2,1	0,0	0,0	1,5
92%	0,0	0,0	2,1	0,0	0,0	1,5
93%	0,0	0,0	2,1	0,0	0,0	0
94%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0
95%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0
96%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0
97%	0,0	0,0	2,1	0,0	0,0	0
98%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0
99%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0
100%	2,0	2,0	2,1	1,4	1,5	1,5
Área total (km ²)	84338,9	448563,5	473808,7	125881,7	446954,1	463088
Probabilidade Ponderada (%)	2,6	10,7	15,4	2,4	9,5	13

O Quadro II.10.4.2-2 mostra a probabilidade ponderada para possíveis acidentes provenientes do DP de Carioca 1 (ponto de modelagem P3).

Quadro II.10.4.2-2– Probabilidades ponderadas de toque de óleo no CVA plâncton, a partir de vazamentos de 8 m³, 200 m³ e VPC proveniente do DP de Carioca 1 (ponto de modelagem P3), verão e inverno.

Probabilidade	DP de Carioca 1 - Ponto 3					
	Área (km ²) – Verão			Área (km ²) - Inverno		
	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC m ³
1%	95327,7	78184,7	51601,1	111937,9	109832,3	60936,2
2%	13597,5	31024,4	21788	12500,3	29565,2	40681,5
3%	7235,2	23989,5	28932,7	8138,1	34985,8	21539,4
4%	4101,1	23474,0	17625,6	6462,2	34109,8	22831,3
5%	3223,6	17618,6	19366	4098,1	20118,5	27159,4
6%	2654,0	17375,2	17880,2	3004,0	20248,8	20352,9
7%	1803,8	15638,0	13522,8	2067,5	20210,9	17592,7
8%	998,9	15201,9	13365,6	1417,3	17316,8	15160,7
9%	629,3	16065,4	15000	1114,3	13855,6	11684,1
10%	564,0	19263,8	15109,6	931,2	14227,4	12730,4
11%	390,0	12995,9	12154,7	846,5	14052,7	13552,7
12%	375,7	11485,8	12612,5	643,5	13173,5	13211,6
13%	224,9	9932,7	12116,2	617,6	15709,7	12631,7
14%	213,4	11139,8	11628,6	358,0	16162,1	13054,4
15%	142,2	10903,4	9680	283,8	15749,8	10849,7
16%	113,7	9052,6	9363,1	170,4	13784,2	11278,6
17%	71,1	9790,5	9048,5	136,7	12500,1	11636
18%	34,1	9711,5	9310	110,1	11908,4	12983
19%	37,0	7871,4	8712,3	103,1	8761,8	13901,2
20%	37,0	6971,2	7610,6	76,4	7068,0	12874
21%	37,0	7387,0	6832,8	69,3	7294,7	11111,4
22%	22,7	7639,7	6936,2	63,9	7643,1	13427,3
23%	19,9	7101,6	7590,1	92,3	8220,9	10133,4
24%	14,2	7179,4	7266,4	92,4	8027,3	8776,6
25%	22,7	5621,0	7353,8	74,6	6154,4	8358,2
26%	11,4	5012,6	7005,4	79,9	4679,7	8411,2
27%	11,4	5240,2	6689,1	85,3	3866,0	7746,1
28%	8,5	5550,7	6603,1	40,9	4167,6	7158,8
29%	8,5	5264,6	6392,7	14,2	4122,5	6829,7
30%	8,5	4430,4	5961,3	10,7	3564,1	6448
31%	0,0	3551,0	5658,7	7,1	2590,7	5282,1
32%	5,7	2579,0	6398,7	5,3	1890,3	5142,2
33%	5,7	2436,4	6723,9	16,0	1568,4	6075,1
34%	0,0	2214,2	7200,2	7,1	1232,1	6895,6

Probabilidade	DP de Carioca 1 - Ponto 3					
	Área (km ²) – Verão			Área (km ²) - Inverno		
	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC m ³
35%	5,7	1604,9	7056	3,6	810,0	6834,8
36%	5,7	1099,0	5725,5	10,7	690,7	6057,1
37%	0,0	1076,5	5229,6	7,1	672,8	5796,9
38%	5,7	1142,4	4788,2	5,3	598,7	4443,7
39%	2,8	1298,2	4174,1	3,6	607,7	3360,8
40%	8,5	1244,3	3905,9	5,3	584,1	2482,1
41%	2,8	644,0	3767,4	0,0	615,1	1876,8
42%	5,7	265,5	3513,8	5,3	625,7	1210,2
43%	0,0	53,5	3328,9	0,0	575,1	1142,9
44%	0,0	28,2	2853,6	3,6	587,6	1151,3
45%	5,7	28,2	2394,9	0,0	564,2	867,7
46%	0,0	25,4	2415,4	0,0	506,2	847,8
47%	2,8	25,4	1815	1,8	289,4	718,7
48%	0,0	14,1	1234,9	1,8	182,6	532,1
49%	2,8	22,5	709,1	1,8	148,3	470,1
50%	2,8	25,4	351,8	0,0	81,5	438,5
51%	0,0	5,6	177,3	0,0	70,6	484,8
52%	0,0	2,8	122	0,0	27,2	483,1
53%	0,0	5,6	87,2	1,8	5,4	483,2
54%	0,0	5,6	93	0,0	10,9	609,5
55%	0,0	8,5	61	0,0	0,0	528,1
56%	2,8	2,8	52,3	1,8	1,8	483,7
57%	2,8	0,0	75,5	1,8	3,6	494,9
58%	0,0	2,8	61	0,0	1,8	502,4
59%	2,8	0,0	49,4	1,8	0,0	522,9
60%	0,0	2,8	37,8	0,0	1,8	357,8
61%	2,8	2,8	32	0,0	1,8	311,1
62%	0,0	0,0	32	1,8	0,0	325,8
63%	0,0	0,0	11,6	0,0	1,8	287
64%	0,0	2,8	17,4	0,0	0,0	318,4
65%	0,0	2,8	8,7	0,0	1,8	348,1
66%	0,0	2,8	11,6	0,0	0,0	287,1
67%	0,0	2,8	0	0,0	0,0	226
68%	0,0	0,0	8,7	0,0	0,0	203,9
69%	0,0	0,0	5,8	0,0	0,0	163,3
70%	0,0	0,0	2,9	0,0	1,8	163,4
71%	0,0	0,0	2,9	0,0	0,0	137,5
72%	0,0	0,0	2,9	0,0	1,8	143,1

Probabilidade	DP de Carioca 1 - Ponto 3					
	Área (km ²) – Verão			Área (km ²) - Inverno		
	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC m ³
73%	0,0	0,0	0	1,8	0,0	61,4
74%	0,0	0,0	2,9	0,0	0,0	24,2
75%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	14,9
76%	2,8	0,0	0	0,0	0,0	14,9
77%	0,0	0,0	5,8	0,0	0,0	14,9
78%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	11,2
79%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	13
80%	0,0	0,0	2,9	0,0	0,0	5,6
81%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	5,6
82%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	3,7
83%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0
84%	0,0	0,0	2,9	0,0	0,0	3,7
85%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	5,6
86%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	1,9
87%	0,0	0,0	0	1,8	0,0	5,6
88%	0,0	0,0	2,9	0,0	1,8	1,9
89%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	1,9
90%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	1,9
91%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0
92%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	1,9
93%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0
94%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0
95%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0
96%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0
97%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	1,9
98%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0
99%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0
100%	2,8	2,8	2,9	1,8	1,8	1,9
Área total (km ²)	132018,6	437549,3	465277,8	155740,1	516638,8	534731,5
Probabilidade Ponderada (%)	1,9	10,9	15,6	2,2	9,9	14,8

O **Quadro II.10.4.2-3** mostra a probabilidade ponderada para possíveis acidentes provenientes dos DPs de Lula Extremo Sul, Lula Sul, Lula Central, Lula Alto, Lula Norte e Lula Oeste (ponto de modelagem P4).

Quadro II.10.4.2-3—Probabilidades ponderadas de toque de óleo no CVA plâncton, a partir de vazamentos de 8 m³, 200 m³ e VPC proveniente dos DPs de Lula Extremo Sul, Lula Sul, Lula Central, Lula Alto, Lula Norte e Lula Oeste (ponto de modelagem P4), verão e inverno.

Probabilidade	DPs de Lula Extremo Sul, Lula Sul, Lula Central, Lula Alto, Lula Norte e Lula Oeste - Ponto 4					
	Área (km ²) - Verão			Área (km ²) - Inverno		
	8 m ³	200 m ³	VPC	200 m ³	8 m ³	VPC
1%	59707,8	68474,1	59979,5	84484,8	69782,5	53287
2%	8021,0	20318,5	17756	9592,5	33489,3	25811,8
3%	5954,2	29805,2	16877,5	6643,4	24180,8	23532,4
4%	4955,7	26734,2	21948,2	4888,9	20184,8	24538,5
5%	4314,8	23392,0	23042,2	3680,1	18154,1	18130,7
6%	3497,0	21892,2	20893,4	2504,0	18509,4	16745,1
7%	2976,8	18706,2	23715,2	2035,0	18898,8	13570,7
8%	2312,9	18154,5	21069,3	1559,1	17361,9	14914,5
9%	1630,9	14901,3	17430,8	1258,5	15978,3	14605,6
10%	1261,4	15903,0	14623,6	941,4	14079,5	15411
11%	942,7	16790,1	12163,3	811,0	11001,9	15458,9
12%	701,1	15250,7	11188,3	662,8	10269,7	12163
13%	623,1	13275,7	11983,1	561,2	9827,9	11068,5
14%	515,6	11745,0	11971,5	375,6	9972,8	10299,5
15%	417,6	9940,1	11687,7	394,8	8905,5	8675,9
16%	248,0	8418,2	9633,4	326,2	7087,3	7204,9
17%	154,3	8389,8	8541	300,1	6460,5	7334,5
18%	72,3	9603,3	6497	260,5	6121,6	7201,8
19%	62,6	9710,8	6047,4	163,2	5908,7	7154,9
20%	48,9	9665,6	5998,1	152,3	5897,7	7350,5
21%	33,2	9930,2	5855,9	138,6	6617,1	6684,1
22%	39,1	8981,9	5652,8	168,8	8313,6	5679,6
23%	31,3	7429,0	5774,1	155,1	8180,5	5077,1
24%	19,5	6147,3	6345	133,1	7687,1	5209,6
25%	23,5	4928,2	7542,5	91,9	6975,0	5158,4
26%	17,6	3954,8	7667,9	101,5	5823,8	4688,7
27%	13,7	2996,6	6140,6	82,3	4772,4	4380,6
28%	13,7	2681,3	5467,1	49,4	3858,5	4574,8
29%	7,8	2559,6	4882,4	27,4	3349,2	5177,8
30%	3,9	2019,3	4372,6	17,8	2640,6	5243
31%	11,7	2128,9	4871,3	6,9	2213,4	5478,8
32%	3,9	2192,5	5775,2	8,2	1756,3	5391,1
33%	5,9	2113,0	5850	1,4	1674,2	5582,5

Probabilidade	DPs de Lula Extremo Sul, Lula Sul, Lula Central, Lula Alto, Lula Norte e Lula Oeste - Ponto 4					
	Área (km ²) - Verão			Área (km ²) - Inverno		
	8 m ³	200 m ³	VPC	200 m ³	8 m ³	VPC
34%	5,9	1940,5	6091,6	2,7	1567,8	5007,3
35%	3,9	1652,0	5538	2,7	1584,6	4600,6
36%	2,0	1257,0	4753,5	2,7	1487,1	4265
37%	2,0	842,5	4579	4,1	1237,1	3257,4
38%	2,0	656,2	4749	4,1	1013,2	3031,9
39%	2,0	547,0	4470,5	1,4	846,7	3141,7
40%	0,0	411,8	3928,6	0,0	821,7	2696,2
41%	5,9	394,1	2472,4	1,4	804,3	2285,1
42%	2,0	295,3	1978,1	0,0	730,7	2103,2
43%	3,9	219,6	1715,6	2,7	675,6	1890,2
44%	2,0	152,2	1635,7	1,4	719,9	1724,7
45%	2,0	102,7	1459,5	0,0	771,1	1675,4
46%	0,0	90,8	1229,2	0,0	974,9	1589,2
47%	2,0	69,1	1389,8	0,0	1070,7	1450,1
48%	2,0	77,0	1480,4	1,4	1059,4	1147,1
49%	2,0	61,2	1312,9	1,4	1032,9	894,2
50%	0,0	9,9	1374,5	1,4	1001,2	819,9
51%	3,9	7,9	1293,9	0,0	933,8	798,5
52%	0,0	2,0	1291,9	0,0	885,7	776,2
53%	0,0	5,9	973,3	0,0	942,8	887
54%	2,0	9,9	1169,3	4,1	874,2	796,7
55%	0,0	0,0	988,9	1,4	827,3	665,7
56%	3,9	0,0	614,6	1,4	877,8	652
57%	0,0	4,0	442,3	0,0	759,5	572,6
58%	0,0	2,0	314,9	4,1	507,8	566,1
59%	0,0	0,0	326,7	0,0	366,0	544,2
60%	0,0	0,0	201,2	2,7	201,9	622,2
61%	0,0	2,0	145,5	0,0	93,4	710,1
62%	0,0	0,0	63,8	0,0	58,6	856,1
63%	2,0	0,0	27,9	1,4	37,7	838,8
64%	0,0	2,0	24	1,4	37,7	731,7
65%	0,0	0,0	6	0,0	34,9	684,8
66%	0,0	4,0	16	1,4	22,3	738,4
67%	0,0	0,0	14	0,0	1,4	713,8
68%	2,0	2,0	20	0,0	0,0	629,6
69%	2,0	0,0	8	1,4	0,0	649,8
70%	0,0	0,0	20	0,0	0,0	617,7
71%	0,0	0,0	14	2,7	2,8	716,8
72%	0,0	0,0	10	0,0	0,0	724,3

Probabilidade	DPs de Lula Extremo Sul, Lula Sul, Lula Central, Lula Alto, Lula Norte e Lula Oeste - Ponto 4					
	Área (km ²) - Verão			Área (km ²) - Inverno		
	8 m ³	200 m ³	VPC	200 m ³	8 m ³	VPC
73%	0,0	0,0	6	0,0	0,0	677,2
74%	0,0	0,0	6	0,0	0,0	587
75%	2,0	0,0	4	0,0	0,0	424,9
76%	0,0	0,0	8	0,0	2,8	271,5
77%	0,0	0,0	6	0,0	0,0	174,2
78%	0,0	2,0	2	0,0	0,0	140,3
79%	0,0	0,0	2	0,0	0,0	127,1
80%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	94,7
81%	0,0	0,0	4	0,0	0,0	76,9
82%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	26,6
83%	0,0	0,0	4	0,0	0,0	7,4
84%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	5,9
85%	0,0	0,0	2	0,0	0,0	4,4
86%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	1,5
87%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	1,5
88%	0,0	0,0	2	0,0	0,0	0
89%	0,0	0,0	2	0,0	0,0	1,5
90%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0
91%	0,0	0,0	2	0,0	0,0	1,5
92%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0
93%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0
94%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	1,5
95%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0
96%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0
97%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0
98%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0
99%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0
100%	2,0	2,0	2	1,4	1,4	1,5
Área total (km ²)	98702,1	437957,5	467440,3	122628,6	420803,5	442485,3
Probabilidade Ponderada (%)	2,9	10,5	14,9	2,5	11,9	15,8

O **Quadro II.10.4.2-4** mostra a probabilidade ponderada para possíveis acidentes provenientes do DP de Lula Área de Iracema Norte (ponto de modelagem P5).

Quadro II.10.4.2-4 – Probabilidades ponderadas de toque de óleo no CVA plâncton, a partir de vazamentos de 8 m³, 200 m³ e VPC proveniente do DP de Lula Área de Iracema Norte (ponto de modelagem P5), verão e inverno.

Probabilidade	DP de Lula Área de Iracema Norte - Ponto 5					
	Área (km ²) - Verão			Área (km ²) - Inverno		
	8 m ³	200 m ³	VPC	200 m ³	8 m ³	VPC
1%	21001,7	31412,7	40335,6	4246,5	7569,8	38285,7
2%	2742,5	5825,0	20874,2	1074,5	1892,0	13333,6
3%	1031,9	3047,5	16403,1	559,6	1475,8	11847
4%	430,8	1670,2	13246,3	356,6	994,0	8371,3
5%	252,1	1101,3	16797,9	256,3	860,7	6086,7
6%	158,4	758,8	16076,4	177,7	913,0	4928,5
7%	114,3	555,9	9144,9	119,6	594,2	4250,6
8%	82,5	307,0	7304,4	85,1	385,3	3632,9
9%	63,2	200,9	6733,9	64,0	387,8	3185,9
10%	47,9	175,0	6548,4	55,7	277,5	2361,8
11%	36,4	135,9	7450,1	47,0	224,5	1797,5
12%	27,6	83,8	7378,6	39,8	170,1	1802
13%	23,5	63,0	5743,9	28,7	104,5	1906,3
14%	16,7	36,8	4891,5	19,8	78,4	1885,9
15%	12,7	25,1	3362,1	16,4	60,6	2065
16%	9,9	21,4	2967,9	11,2	43,6	2054,3
17%	7,7	17,8	2289,1	9,1	38,1	1992,3
18%	7,2	13,5	2133,1	6,7	27,4	2101,5
19%	4,8	9,9	1899,1	6,7	25,4	2049,5
20%	2,9	9,3	1530,6	4,5	15,1	2212,2
21%	2,8	6,1	1255,8	4,4	11,8	2069,5
22%	2,4	4,7	1172,1	2,9	6,6	1960,3
23%	3,1	3,8	872,2	2,7	5,9	1624,5
24%	1,1	2,7	644,3	2,0	3,9	1450,3
25%	2,0	2,0	508,6	1,7	3,5	1411,5
26%	1,7	1,8	517,1	1,0	1,9	1269,7
27%	0,6	1,6	462	1,0	2,0	1115,6
28%	0,6	1,8	356,3	0,9	1,3	1009,3
29%	0,6	1,1	210,1	0,7	1,1	826,8
30%	0,6	0,5	209,4	0,4	1,3	908
31%	0,9	0,5	201,6	1,1	0,5	746
32%	0,4	1,1	230	0,2	0,8	549
33%	0,6	1,1	190,4	0,3	0,7	560,2
34%	0,9	0,7	143	0,3	0,4	613

Probabilidade	DP de Lula Área de Iracema Norte - Ponto 5					
	Área (km ²) - Verão			Área (km ²) - Inverno		
	8 m ³	200 m ³	VPC	200 m ³	8 m ³	VPC
35%	0,2	0,0	151,6	0,3	0,4	700,7
36%	0,2	0,7	143,9	0,1	0,8	776,6
37%	0,2	0,5	134,4	0,1	0,3	772,6
38%	0,2	0,0	60,3	0,1	0,1	529,7
39%	0,2	0,0	32,7	0,1	0,4	291,9
40%	0,4	0,5	9,5	0,1	0,5	221
41%	0,0	0,0	12,9	0,0	0,1	229,4
42%	0,0	0,5	11,2	0,1	0,1	247,2
43%	0,2	0,2	5,2	0,1	0,1	225,9
44%	0,2	0,2	6	0,0	0,0	139,3
45%	0,0	0,0	4,3	0,0	0,1	56,9
46%	0,0	0,0	4,3	0,0	0,1	45
47%	0,0	0,0	2,6	0,1	0,1	44,1
48%	0,0	0,0	0,9	0,0	0,1	23,8
49%	0,0	0,2	1,7	0,0	0,1	23,8
50%	0,4	0,2	4,3	0,0	0,0	21,2
51%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	14,4
52%	0,0	0,2	2,6	0,0	0,1	16,1
53%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	11,9
54%	0,0	0,0	0,9	0,0	0,1	9,3
55%	0,0	0,0	2,6	0,0	0,0	10,2
56%	0,0	0,0	1,7	0,0	0,1	5,9
57%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	4,2
58%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	1,7
59%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	1,7
60%	0,2	0,0	1,7	0,0	0,0	2,5
61%	0,0	0,2	0,9	0,0	0,0	0,8
62%	0,0	0,0	0	0,0	0,1	1,7
63%	0,0	0,0	0,9	0,0	0,0	0,8
64%	0,0	0,0	0,9	0,0	0,0	2,5
65%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0
66%	0,0	0,0	0,9	0,0	0,1	0,8
67%	0,0	0,0	0,9	0,0	0,0	0
68%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0
69%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0
70%	0,0	0,0	0,9	0,0	0,0	0,8
71%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0
72%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0,8
73%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0

Probabilidade	DP de Lula Área de Iracema Norte - Ponto 5					
	Área (km ²) - Verão			Área (km ²) - Inverno		
	8 m ³	200 m ³	VPC	200 m ³	8 m ³	VPC
74%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0,8
75%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0
76%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0
77%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0
78%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0,8
79%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0
80%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0
81%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0,8
82%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0
83%	0,0	0,0	0,9	0,0	0,0	0
84%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0
85%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0
86%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0
87%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0
88%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0
89%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0
90%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0,8
91%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0
92%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0
93%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0
94%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0
95%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0
96%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0
97%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0
98%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0
99%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0
100%	0,2	0,2	0,9	0,0	0,1	0,8
Área total (km ²)	26094,9	45503,9	200686,2	7206,5	16183,6	136703,5
Probabilidade Ponderada (%)	1,5	1,9	6,8	2,4	3,4	8,8

O **Quadro II.10.4.2-5** mostra a probabilidade ponderada para possíveis acidentes provenientes dos DPs de Franco NW e Franco 1 (ponto de modelagem P7).

Quadro II.10.4.2-5 – Probabilidades ponderadas de toque de óleo no CVA plâncton, a partir de vazamentos de 8 m³, 200 m³ e VPC proveniente dos DPs de Franco NW e Franco 1 (ponto de modelagem P7), verão e inverno.

Probabilidade	DPs de Franco NW e Franco 1 - Ponto 7					
	Área (km ²) - Verão			Área (km ²) - Inverno		
	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC
1%	76658,2	119374,7	49689,9	97911,1	60587,5	68208
2%	15142,6	31522,4	15431,3	14338,1	24233,9	22904,3
3%	8402,6	19635,8	15759,5	6625,9	21398,3	17470,2
4%	5268,3	22411,2	17816,3	3891,3	17477,6	17259
5%	2827,9	22851,7	13028,4	3051,1	16728,0	16066,3
6%	1680,0	14935,0	12298,4	2996,3	12337,2	16495,4
7%	1265,0	10319,3	14384,6	2647,9	12034,5	13124,7
8%	886,7	10458,6	11919	2358,4	14520,9	9740,7
9%	592,6	9944,1	10610,3	1577,9	11715,9	11014,5
10%	484,8	8323,0	9457,2	964,1	8944,4	8460,9
11%	422,8	7465,7	10175,4	588,7	8689,7	8407,9
12%	425,3	8021,5	9016,8	497,4	8778,0	9129,5
13%	223,0	9270,9	7097,7	280,2	7887,0	7533,6
14%	96,6	9417,0	5292,4	269,6	9718,8	6578
15%	66,7	8451,2	4794,4	210,1	10506,8	6002,5
16%	36,8	7077,3	3947,4	171,5	10899,7	5640,7
17%	23,0	7004,3	3667,2	98,0	11649,9	5993,8
18%	34,5	7277,3	4178,7	54,3	11040,2	6507,4
19%	34,5	7819,5	4661,9	47,3	9477,1	6942,2
20%	20,7	8533,4	5045,8	45,5	8416,1	7880,8
21%	13,8	9320,6	5147	24,5	7162,7	9164,1
22%	11,5	10411,9	5006,7	40,3	7138,4	7393,3
23%	16,1	10047,5	4707,7	17,5	5579,6	7215,1
24%	18,4	8180,4	5254,8	10,5	4584,3	7976,6
25%	20,7	7075,4	5566,1	17,5	4775,1	7105
26%	23,0	6860,6	5989,8	14,0	4787,5	5432,2
27%	13,8	6274,2	6117,8	14,0	4591,7	4512,7
28%	2,3	5517,0	6028,8	7,0	3839,0	4263,4
29%	6,9	5165,9	6780,2	3,5	3755,4	4449,6
30%	13,8	5522,3	7329,1	5,3	3358,2	4541,3
31%	4,6	6118,2	6816,4	3,5	3185,5	4426,7
32%	6,9	6397,6	6270,1	3,5	3470,3	4462
33%	2,3	5337,1	7558	3,5	3319,6	5159,6
34%	6,9	4321,1	8101,7	7,0	3473,1	4791

Probabilidade	DPs de Franco NW e Franco 1 - Ponto 7					
	Área (km ²) - Verão			Área (km ²) - Inverno		
	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC
35%	4,6	3311,3	8082,5	1,8	3270,3	4991,3
36%	4,6	2677,0	7988,1	5,3	3028,0	5123,4
37%	0,0	1885,4	7746,5	1,8	2884,3	4235,7
38%	6,9	1298,0	8165,9	0,0	2684,7	3387,6
39%	6,9	1108,9	8009,2	1,8	3006,9	2872,9
40%	2,3	1016,0	6360,3	0,0	3083,1	2654,9
41%	2,3	719,0	5553,9	3,5	3215,0	2674,1
42%	0,0	346,6	5709	0,0	3395,9	2936,5
43%	2,3	179,5	5370,3	1,8	3078,2	2806,6
44%	2,3	161,1	4542,5	3,5	1939,9	2608,7
45%	4,6	117,4	5446,8	1,8	1286,4	2720,7
46%	0,0	64,5	4228,1	1,8	910,1	2860,2
47%	0,0	13,8	2849,6	0,0	683,7	3171,6
48%	0,0	9,2	2169,8	0,0	607,9	3114,2
49%	0,0	9,2	1834,7	3,5	623,9	3105,1
50%	0,0	2,3	1452,2	3,5	735,8	3259,9
51%	0,0	2,3	1125,9	0,0	735,8	3094,7
52%	2,3	2,3	850,1	1,8	501,7	3257,4
53%	0,0	9,2	697,3	1,8	334,9	4195,4
54%	2,3	4,6	657,2	3,5	354,4	3750,4
55%	0,0	4,6	562,9	0,0	334,9	2516,1
56%	0,0	2,3	423,2	0,0	352,5	1280,6
57%	0,0	2,3	495,2	0,0	196,5	901
58%	0,0	6,9	418,9	0,0	116,9	845,3
59%	0,0	4,6	252,7	0,0	72,6	704,8
60%	0,0	0,0	207,9	0,0	33,6	701,5
61%	0,0	0,0	138	0,0	7,1	828
62%	0,0	2,3	85,9	0,0	0,0	915,4
63%	2,3	0,0	29,4	0,0	1,8	792,6
64%	2,3	2,3	18,1	0,0	0,0	726,5
65%	0,0	0,0	15,9	1,8	1,8	794,2
66%	0,0	0,0	18,1	0,0	0,0	906,7
67%	0,0	0,0	9,1	0,0	0,0	835,6
68%	2,3	0,0	15,9	1,8	5,3	814,2
69%	0,0	2,3	0	0,0	0,0	577,2
70%	0,0	0,0	13,6	0,0	0,0	479,2
71%	0,0	0,0	4,5	0,0	0,0	176,4
72%	0,0	0,0	11,3	0,0	0,0	42,7
73%	0,0	4,6	4,5	0,0	0,0	17,8
74%	0,0	0,0	2,3	0,0	0,0	3,6

Probabilidade	DPs de Franco NW e Franco 1 - Ponto 7					
	Área (km ²) - Verão			Área (km ²) - Inverno		
	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC
75%	0,0	0,0	6,8	0,0	0,0	5,3
76%	0,0	0,0	2,3	0,0	0,0	1,8
77%	0,0	0,0	6,8	0,0	0,0	1,8
78%	0,0	0,0	2,3	0,0	0,0	1,8
79%	0,0	0,0	6,8	1,8	0,0	0
80%	0,0	0,0	2,3	0,0	0,0	1,8
81%	0,0	0,0	4,5	0,0	0,0	5,3
82%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0
83%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	1,8
84%	0,0	0,0	4,5	0,0	0,0	0
85%	0,0	0,0	0	0,0	1,8	0
86%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0
87%	0,0	0,0	6,8	0,0	0,0	0
88%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	1,8
89%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0
90%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0
91%	0,0	0,0	2,3	0,0	0,0	0
92%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0
93%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0
94%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0
95%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0
96%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0
97%	0,0	0,0	2,3	0,0	0,0	1,8
98%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0
99%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0
100%	2,3	2,3	2,3	1,8	1,8	1,8
Área total (km ²)	114803,9	459636,2	406563,6	138840,2	397549,3	433958,3
Probabilidade Ponderada (%)	2,0	11,2	19,2	2,1	13,9	18,1

O Quadro II.10.4.2-6 mostra a probabilidade ponderada para possíveis acidentes provenientes dos DPs de Franco Sul e Franco SW (ponto de modelagem P8).

Quadro II.10.4.2-6 – Probabilidades ponderadas de toque de óleo no CVA plâncton, a partir de vazamentos de 8 m³, 200 m³ e VPC proveniente dos DPs de Franco Sul e Franco SW (ponto de modelagem P8), verão e inverno.

Probabilidade	DPs de Franco Sul e Franco SW - Ponto 8					
	Área (km ²) - Verão			Área (km ²) - Inverno		
	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC
1%	107546,0	79645,1	59708	114878,4	85928,1	62665
2%	17362,9	33396,6	28125,8	17013,6	32463,5	31628,3
3%	9009,5	42241,8	28318,9	9219,8	21373,1	22132,6
4%	5426,8	38498,1	28145,1	5343,5	27316,6	33752,9
5%	3724,1	24578,0	27005,2	3535,5	21350,2	24536,8
6%	2434,7	21850,8	24298,1	2251,5	15870,3	19247,7
7%	2074,0	15463,6	16459,9	1709,9	9584,6	14363,2
8%	1359,6	13258,2	13883,5	911,0	9568,8	9758,7
9%	882,8	13102,1	11964,6	626,9	9484,5	7258
10%	490,6	11963,1	11905	484,5	9109,6	6452,5
11%	323,3	11611,3	9882,2	282,5	8977,6	5545
12%	190,5	10192,7	9044,4	278,9	8087,6	5423,5
13%	181,8	7088,2	7426,7	247,4	8218,3	6108,8
14%	159,1	6682,5	7831,6	180,7	7923,9	6174,3
15%	169,5	5964,8	8224	205,3	7476,2	5042,2
16%	132,8	6155,8	7814,4	150,9	7619,7	4249,2
17%	96,1	7121,4	9276,6	119,3	7547,5	3977
18%	68,2	6658,3	10258,5	91,3	8949,2	4291
19%	80,4	6309,3	8443,4	94,8	8446,6	5194,6
20%	50,7	5729,6	6553	36,8	7222,6	4755,6
21%	62,9	5849,6	6261,9	38,6	7090,2	4911,4
22%	26,2	6162,8	5450,2	15,8	6981,6	4898,9
23%	24,5	5872,1	5416,2	17,5	7059,6	4805,6
24%	19,2	5691,0	5181,2	8,8	7670,1	5099,1
25%	10,5	5481,9	5219,8	14,0	7579,4	5583,1
26%	15,7	6094,2	5538,7	14,0	7929,9	5834,2
27%	8,7	6037,5	5579,1	7,0	7867,1	5956,6
28%	5,2	6439,4	5213,7	8,8	7839,2	6966
29%	5,2	6623,2	5655,7	7,0	7072,7	7005,7
30%	12,2	6686,4	6039,9	8,8	6198,9	7328,9
31%	3,5	6458,8	5640,3	7,0	6046,8	7293,2
32%	7,0	5618,8	5466,1	3,5	5991,2	8022,2
33%	1,7	4641,1	6072,7	0,0	5910,8	8505,8
34%	7,0	3642,3	4934,4	1,8	4153,8	7936
35%	1,7	3702,3	4877	7,0	3148,6	6978

Probabilidade	DPs de Franco Sul e Franco SW - Ponto 8					
	Área (km ²) - Verão			Área (km ²) - Inverno		
	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC
36%	1,7	3174,1	5472,3	5,3	2628,2	5981,9
37%	1,7	2585,4	6079,2	7,0	2560,3	6234,2
38%	3,5	2365,6	6555,5	1,8	1843,9	6656,6
39%	0,0	1873,8	6646,4	1,8	1269,8	5890,7
40%	1,7	1302,6	5470,4	0,0	700,6	5111,2
41%	3,5	858,3	4895,8	1,8	391,5	4785,9
42%	1,7	640,8	4857,2	0,0	325,7	4655,3
43%	0,0	489,4	4803,7	0,0	268,7	4499,2
44%	1,7	212,2	4746,7	1,8	247,2	4539,6
45%	1,7	106,6	4644,1	3,5	227,7	4616,5
46%	3,5	40,3	4064	3,5	126,3	4625,3
47%	0,0	35,1	2440,6	3,5	51,6	3745,3
48%	0,0	15,8	1692,6	0,0	26,7	3116,1
49%	3,5	22,8	1111,5	1,8	12,4	2748
50%	0,0	10,5	835,5	0,0	8,9	2060,4
51%	0,0	7,0	855,6	1,8	5,3	1423,4
52%	1,7	8,8	728,1	0,0	5,3	817,8
53%	1,7	5,3	605,4	1,8	3,6	550,1
54%	0,0	5,3	368,9	0,0	7,1	424
55%	0,0	5,3	132,8	3,5	0,0	355,5
56%	1,7	3,5	105,5	0,0	0,0	290,4
57%	1,7	3,5	45,2	1,8	1,8	254,3
58%	1,7	0,0	62,2	0,0	3,6	236,2
59%	0,0	5,3	43,4	0,0	0,0	205,6
60%	1,7	1,8	24,5	0,0	1,8	205,5
61%	0,0	5,3	39,6	5,3	1,8	194,7
62%	1,7	1,8	35,8	1,8	0,0	156,8
63%	0,0	0,0	24,5	1,8	1,8	135,2
64%	0,0	1,8	18,9	0,0	1,8	147,7
65%	0,0	0,0	24,5	0,0	1,8	181,9
66%	0,0	0,0	9,4	0,0	0,0	156,8
67%	0,0	1,8	20,7	0,0	0,0	111,7
68%	1,7	0,0	17	0,0	0,0	135,1
69%	1,7	0,0	13,2	0,0	0,0	109,9
70%	0,0	0,0	15,1	0,0	0,0	118,9
71%	0,0	1,8	13,2	0,0	0,0	180,2
72%	0,0	0,0	13,2	0,0	0,0	127,9
73%	0,0	0,0	11,3	1,8	0,0	68,4
74%	0,0	0,0	7,5	0,0	0,0	14,4

Probabilidade	DPs de Franco Sul e Franco SW - Ponto 8					
	Área (km ²) - Verão			Área (km ²) - Inverno		
	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC
75%	0,0	0,0	3,8	0,0	0,0	18
76%	0,0	0,0	9,4	0,0	0,0	10,8
77%	0,0	0,0	3,8	0,0	0,0	14,4
78%	0,0	1,8	1,9	0,0	1,8	5,4
79%	0,0	0,0	3,8	0,0	0,0	5,4
80%	0,0	0,0	5,7	0,0	0,0	3,6
81%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	3,6
82%	0,0	0,0	3,8	0,0	0,0	0
83%	0,0	0,0	3,8	0,0	0,0	5,4
84%	0,0	0,0	5,7	0,0	0,0	0
85%	0,0	0,0	3,8	0,0	0,0	0
86%	0,0	1,8	1,9	0,0	1,8	5,4
87%	0,0	0,0	5,7	0,0	0,0	1,8
88%	0,0	0,0	1,9	0,0	0,0	1,8
89%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0
90%	0,0	0,0	3,8	0,0	0,0	0
91%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0
92%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0
93%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0
94%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0
95%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	1,8
96%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0
97%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0
98%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0
99%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	1,8
100%	1,7	1,8	1,9	1,8	1,8	1,8
Área total (km ²)	152017,1	466309,1	484727,6	157875,0	431788,6	455631,1
Probabilidade Ponderada (%)	1,9	11,0	15,5	1,8	12,0	17

O **Quadro II.10.4.2-7** mostra a probabilidade ponderada para possíveis acidentes provenientes de embarcações de apoio de instalação de gasodutos (ponto de modelagem P9).

Quadro II.10.4.2-7 – Probabilidades ponderadas de toque de óleo no CVA plâncton, a partir de vazamentos de 8 m³, 200 m³ e VPC proveniente de embarcações de apoio de instalação de gasodutos (ponto de modelagem P9), verão e inverno.

Probabilidade	Embarcação apoio instalação gasodutos - Ponto 9					
	Área (km ²) - Verão			Área (km ²) - Inverno		
	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC
1%	7003,3	15541,0	21064,9	2462,0	4359,2	6871,0
2%	1420,0	2459,1	3699,6	330,2	953,1	1087,0
3%	415,5	971,2	2630,1	197,7	787,1	1026,4
4%	245,1	532,0	1645,4	167,5	446,1	728,0
5%	104,2	379,9	1141,4	112,6	281,6	475,3
6%	72,2	237,1	816,2	79,4	234,0	391,7
7%	54,5	168,7	420,0	53,6	174,6	414,1
8%	40,1	122,6	286,7	43,7	183,7	324,8
9%	28,9	100,8	236,5	37,0	193,6	323,3
10%	20,1	76,5	169,1	36,7	168,6	328,0
11%	17,7	73,5	124,9	27,0	95,7	245,0
12%	17,8	58,4	121,5	19,4	58,1	187,0
13%	13,9	51,7	104,0	15,8	43,6	128,2
14%	13,3	47,2	89,8	15,1	32,3	110,9
15%	11,6	38,6	61,8	11,8	29,7	97,8
16%	10,3	34,1	49,3	8,7	24,3	101,8
17%	8,5	27,7	40,4	6,7	19,9	64,1
18%	6,2	22,5	25,5	5,7	16,8	42,1
19%	4,5	17,8	20,7	4,9	13,9	39,8
20%	4,6	14,5	12,5	4,1	10,3	31,5
21%	2,8	12,7	7,5	3,6	9,0	24,9
22%	3,1	10,7	7,5	2,9	8,0	20,2
23%	2,4	8,3	5,2	2,6	6,5	10,9
24%	1,8	7,0	3,7	2,1	5,9	9,1
25%	2,0	4,2	3,2	1,9	4,3	7,2
26%	1,8	4,6	3,8	1,3	4,3	6,5
27%	1,7	4,1	2,1	1,2	3,3	6,4
28%	1,3	3,2	2,8	1,2	2,6	5,3
29%	1,4	2,2	1,8	0,9	2,2	4,1
30%	0,6	2,8	1,8	0,9	1,8	3,7
31%	1,3	1,7	1,3	0,6	1,2	3,3
32%	0,7	2,0	1,8	0,7	1,5	2,5

Probabilidade	Embarcação apoio instalação gasodutos - Ponto 9					
	Área (km ²) - Verão			Área (km ²) - Inverno		
	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC
33%	0,8	1,1	1,2	0,6	1,3	2,2
34%	0,7	1,2	0,7	0,4	0,9	1,8
35%	0,7	1,8	1,3	0,4	0,8	1,5
36%	0,6	1,2	0,6	0,4	0,9	1,3
37%	0,7	0,8	0,6	0,3	0,8	1,4
38%	0,4	0,5	0,6	0,3	0,7	1,0
39%	0,2	0,6	0,9	0,2	0,5	0,8
40%	0,5	0,5	0,4	0,3	0,5	1,3
41%	0,1	0,6	0,6	0,2	0,4	0,7
42%	0,2	0,3	0,1	0,2	0,5	0,5
43%	0,3	0,7	0,6	0,1	0,3	0,8
44%	0,3	0,3	0,4	0,1	0,2	0,5
45%	0,1	0,3	0,0	0,1	0,3	0,4
46%	0,3	0,1	0,0	0,1	0,1	0,5
47%	0,1	0,3	0,4	0,1	0,2	0,3
48%	0,0	0,4	0,3	0,0	0,2	0,5
49%	0,1	0,1	0,0	0,1	0,2	0,3
50%	0,3	0,1	0,1	0,0	0,1	0,2
51%	0,1	0,2	0,1	0,0	0,1	0,1
52%	0,1	0,1	0,3	0,0	0,1	0,2
53%	0,1	0,2	0,0	0,0	0,1	0,2
54%	0,0	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1
55%	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,2
56%	0,1	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0
57%	0,1	0,2	0,0	0,0	0,1	0,1
58%	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1
59%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
60%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
61%	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
62%	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
63%	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0
64%	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
65%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
66%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
67%	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1
68%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
69%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1

Probabilidade	Embarcação apoio instalação gasodutos - Ponto 9					
	Área (km ²) - Verão			Área (km ²) - Inverno		
	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC
70%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
71%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
72%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
73%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
74%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
75%	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0
76%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
77%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
78%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
79%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
80%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
81%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
82%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
83%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
84%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
85%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
86%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
87%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
88%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
89%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
90%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
91%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
92%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
93%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
94%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
95%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
96%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
97%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
98%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
99%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
100%	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,1
Área total (km ²)	9540,0	21051,1	32813,3	3664,1	8186,8	13139,3
Probabilidade Ponderada (%)	1,7	1,9	2,2	2,5	3,1	3,7

A presença deste CVA plâncton dentro da área potencialmente afetada por óleo está representada no **Desenho II.10.4-1** ao **Desenho II.10.4-28** do **Volume de Cartografia**. Segue abaixo resumo de distribuição e tempo de recuperação para este CVA.

Resumo:

CVA	Distribuição	Tempo de Recuperação
Plâncton	Difusa – área oceânica	1 ano

2) Quelônios

Os quelônios marinhos foram selecionados como CVA por se tratarem de espécies ameaçadas de extinção (MARTINS & MOLINA, 2008; CITES, 2012; IUCN, 2012), sendo sua conservação de interesse nacional e internacional, e apresentarem importância ecológica, pois atuam como importantes componentes da cadeia trófica dos ecossistemas marinhos. Atuando como consumidores, controlam as populações de suas presas e mantêm o fluxo de energia para os níveis superiores, promovendo a biodiversidade.

Atualmente estão descritas sete espécies de tartarugas marinhas, e destas, cinco ocorrem em litoral brasileiro: tartaruga-cabeçuda (*Caretta caretta*), tartaruga-verde ou aruanã (*Chelonia mydas*), tartaruga-gigante ou tartaruga-de-couro (*Dermochelys coriacea*), tartaruga-de-pente (*Eretmochelys imbricata*) e tartaruga-oliva (*Lepidochelys olivacea*) (MARCOVALDI & MARCOVALDI, 1999). Todas essas espécies apresentam ocorrência não reprodutiva na área potencialmente afetada por acidentes de óleo (SANTOS *et al.*, 2011a; SANTOS *et al.*, 2011b; IBAMA/MMA, 2003; ICMBio, 2011; ver capítulo II.5.2 - Meio Biótico do EIA).

A tartaruga-cabeçuda (*Caretta caretta*) é classificada como 'em perigo' de extinção, segundo critérios da **International Union for Conservation of Nature - IUCN** (2012), e nacionalmente como 'vulnerável' (MARTINS & MOLINA, 2008). Filhotes e jovens da espécie habitam o alto-mar e os adultos, áreas de alimentação, cuja profundidade chega de 25 a 50 m. São de distribuição cosmopolita, encontradas em mares tropicais e subtropicais e também em águas

temperadas. Indivíduos da espécie *C. caretta* são carnívoros, e constam de sua dieta caranguejos, mexilhões e outros invertebrados. As áreas de desova prioritárias estão em Sergipe, norte da Bahia, Espírito Santo e norte do Rio de Janeiro (MARCOVALDI & CHALOUPKA, 2007; SANTOS *et al.*, 2011a).

A tartaruga-verde (*Chelonia mydas*) é considerada pela IUCN (2012) como 'em perigo', sendo que, no Brasil, suas populações estão sob o *status* de 'vulnerável' (MARTINS & MOLINA, 2008). Ela ocorre nos mares tropicais e subtropicais, em águas costeiras com bastante vegetação onde forrageiam, e ao redor de ilhas ou em baías, locais que servem de abrigo. Raramente são encontradas em alto-mar. Os juvenis são encontrados com frequência em águas temperadas. Os filhotes da espécie são onívoros, passando para herbívoros à medida que crescem. As principais áreas de alimentação estão nos trópicos, estendendo-se da costa do estado de Santa Catarina até o Ceará (ALMEIDA *et al.*, 2011a). As fêmeas de tartaruga-verde desovam primordialmente em ilhas oceânicas, como Trindade/ES, Atol das Rocas (RN) e Fernando de Noronha/PE. Há registros também no litoral norte da Bahia, considerada uma área secundária de desova, e no litoral do Espírito Santo, Sergipe e Rio Grande do Norte, onde ocorrem somente desovas esporádicas (ALMEIDA *et al.*, 2011a).

A tartaruga-de-pente (*Eretmochelys imbricata*) é a espécie com distribuição mais restrita dentre os quelônios marinhos que ocorrem no Brasil, habitando recifes de corais e águas costeiras rasas (ocasionalmente águas profundas) dos mares tropicais e subtropicais. É considerada pela IUCN (2012) como 'criticamente ameaçada' e nacionalmente como 'em perigo' (MARTINS & MOLINA, 2008). Alimentam-se de poríferos, anêmonas, camarões, lulas e outros invertebrados. A desova das fêmeas ocorre no litoral sul do Rio Grande do Norte, Sergipe e litoral norte da Bahia, consideradas como áreas prioritárias (MARCOVALDI *et al.*, 2007). Há registros de desova regulares, mas em menor número, no litoral de Pernambuco e norte do Rio Grande do Norte (MARCOVALDI *et al.*, 2011).

A tartaruga-oliva (*Lepidochelys olivacea*) ocorre nos mares tropicais e subtropicais, principalmente em águas rasas. Trata-se de espécie 'em perigo' de extinção em nível nacional e mundial (MARTINS & MOLINA, 2008; IUCN, 2012). É quase estritamente carnívora, alimentando-se de peixes, invertebrados, salpas,

tunicados, ovos de peixes e, eventualmente, algas (OGREN, 1989). A área de desova da espécie inclui o litoral sul de Alagoas, Sergipe e litoral norte da Bahia, com registros de desovas em menor densidade e/ou ocasionais nos estados do Rio Grande do Norte, Ceará, Espírito Santo e norte do Rio de Janeiro (SILVA *et al.*, 2007; CASTILHOS *et al.*, 2011).

A tartaruga-de-couro (*Dermochelys coriacea*), única representante da família Dermochelyidae, está 'criticamente ameaçada' de extinção nos âmbitos nacional e mundial (MARTINS & MOLINA, 2008; IUCN, 2012). Habita a zona oceânica durante a maior parte da vida, em todos os oceanos tropicais e temperados. Alimenta-se de zooplâncton gelatinoso, como salpa e celenterados (JAMES *et al.*, 2006). Desova prioritariamente no litoral norte do Espírito Santo, não havendo, portanto áreas prioritárias de desova na área potencialmente afetada (THOMÉ *et al.*, 2007; ALMEIDA *et al.*, 2011b).

No Brasil, o período de ovipostura das tartarugas marinhas estende-se de setembro a abril nas praias do continente e, de dezembro a junho nas ilhas oceânicas (SANTOS *et al.*, 2011b). Assim, o período distinto de ovipostura para cada espécie determina também as diferenças entre períodos de migração das tartarugas. Deste modo, a frequência de indivíduos numa dada área sofre oscilação ao longo do tempo, e a consequência de um derrame de óleo possivelmente será diferente para as distintas populações, podendo prejudicá-las em diferentes escalas.

Fêmeas de quelônios marinhos normalmente não se reproduzem em anos consecutivos, podendo o 'intervalo de remigração' (como é chamado o intervalo entre as migrações reprodutivas e eventos de desova) variar entre as espécies e populações de uma mesma espécie. Os ciclos reprodutivos podem ser anuais, bienais, trienais ou irregulares. De modo geral, o intervalo de remigração das fêmeas pode oscilar entre 1 e 9 anos (LIMPUS, 1993; MILLER, 1997 *apud* ICMBio, 2011).

O intervalo mais comum é o de cerca de 2-3 anos (TROËNG & CHALOUPKA, 2007). Dentre os fatores que influenciam o intervalo estão a disponibilidade de alimento, distância entre áreas de alimentação e reprodução e condições de saúde do organismo e ambientais (LIMPUS, 1993; MILLER, 1997 *apud* ICMBio,

2011). Desta maneira, é evidente que prejuízos causados pela intoxicação por óleo podem influenciar no intervalo de ovipostura dos animais.

É importante ressaltar que as tartarugas não evitam a região afetada por óleo, e esse comportamento é favorável para que os animais sofram algum dano (ODELL & MACMURRAY, 1986). Os animais podem ingerir o óleo acidentalmente ou por confundirem-no com alimento, como é o caso de relatos descritos para indivíduos de *Chelonia mydas* e *Caretta caretta* (GRAMMETZ, 1988; LUTZ & LUTCAVAGE, 1989). Além de ingerir hidrocarbonetos, os animais podem inalar compostos voláteis do óleo, uma vez que apresentam respiração aérea. Podem também ter contato direto com o óleo (pele e mucosas), o que pode afetar a saúde dos animais.

É possível ainda que o contato com o óleo acometa os sistemas digestivo, respiratório, imunológico e traga alterações sanguíneas e nas glândulas de sal. O efeito pode ser ainda maior no caso dos juvenis, que permanecem menor tempo submersos e, assim, expõem-se por mais tempo ao óleo e/ou compostos voláteis na superfície. O contato com o óleo pode ainda interferir na osmorregulação e reprodução, dada à diminuição do sucesso de eclosão dos filhotes (FRITTS & MCGEHEE, 1982; VAN FLEET & PAULY, 1987; LUTZ & LUTCAVAGE, 1989; MILTON *et al.*, 2010).

Tartarugas adultas expostas ao óleo têm afetadas, principalmente, as áreas do pescoço e nadadeiras, desprotegidas do casco. A recuperação dos animais afetados é de uma a duas semanas, mas como a descamação da mucosa pode demorar até três semanas para acontecer, animais que tiveram contato com o óleo ficam, durante esse tempo, ainda mais suscetíveis a infecções. Mesmo nos casos em que as tartarugas marinhas não tenham contato direto com o óleo lançado num derrame, elas podem ser contaminadas por via indireta, ao se alimentarem de organismos afetados pelo óleo (MILTON *et al.*, 2010).

Alguns dos compostos químicos usados para limpar o óleo podem trazer efeitos maléficos aos animais marinhos. A toxicidade depende do tipo de composto, tempo de exposição, do meio pelo qual o animal entra em contato com o composto químico (inalado, ingerido, absorvido, etc.), além de fatores de risco

inerentes ao animal, como idade, gênero, fase reprodutiva, período no ciclo de vida (ovo, neonato, juvenil e adulto) e condição de saúde³.

Pelas informações expostas acima, conclui-se que as populações de quelônios marinhos podem sofrer danos consideráveis em contato direto ou indireto com o óleo proveniente de derrames. Porém, considerando que a área potencialmente atingida por um possível derrame nas modelagens apresentadas para o presente estudo exclui regiões procuradas pelas tartarugas como sítios de desova, calcula-se que o impacto na renovação da população seja menor que em regiões mais ao norte do litoral brasileiro.

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%.

Ademais, visto que o óleo que possivelmente atinja indivíduos na região costeira já esteja em estágio acelerado de intemperismo, com grande perda das frações mais tóxicas por evaporação, considera-se este também um fator que pode minimizar o impacto sobre os indivíduos.

Cabe realçar ainda que a manutenção e a promoção de esforços de conservação, com a restrição das principais pressões antrópicas, podem levar as populações das diferentes espécies de quelônios a se restabelecerem a ponto de, no caso de um vazamento, contribuírem para que as perdas de alguns indivíduos não alterem consideravelmente a dinâmica populacional. As próprias perdas também poderão ser reduzidas através das medidas de minimização do efeito do vazamento que deverão ser tomadas (p.ex., resgate e recuperação dos indivíduos atingidos, proteção da região costeira, limpeza do mar e costões, etc.), de modo a diminuir o tempo de recuperação das populações.

Devido à carência de estudos específicos publicados e considerando-se os dados apresentados, sobretudo o tempo médio de recomposição da população por fêmeas que não tenham sido afetadas nas áreas de alimentação e a

³ <http://www.nmfs.noaa.gov/pr/species/turtles/>

ponderação da eficácia de medidas de conservação que “fortaleceriam” as populações, adotou-se para o CVA Quelônios o tempo de recuperação de **3 anos**.

Quanto à área de ocorrência, deve-se levar em conta a utilização da área da Baía de Santos para alimentação e abrigo, sem registro de área de concentração de ovipostura. É importante mencionar também que os hábitos alimentares e locais específicos de *habitat* são distintos nas diferentes fases de vida. Assim, pode-se inferir que as tartarugas marinhas se distribuem pela área potencialmente atingida por um derrame de óleo como um todo, não sendo possível determinar áreas de maior concentração, apenas locais em que sua ocorrência vem sendo estudada e entre os quais as tartarugas circulam, conforme demonstrado pelas rotas percorridas por alguns indivíduos monitorados pelo TAMAR. Dentre esses locais, já foram mapeadas áreas prioritárias para conservação de quelônios (IBAMA/MMA, 2003),

O Plano Ação Nacional para a Conservação das Tartarugas Marinhas (ICMBio, 2011) apresenta um mapa informando uma área de alimentação de juvenis de tartarugas-verdes (*C. mydas*) entre Caraguatatuba/SP e Paraty/RJ.

No entanto, os registros das ocorrências de *D. coriacea*, *C. caretta* e *L. olivacea*, e de *E. imbricata*, através de dados de encalhe e estudos de marcação e recaptura e telemetria, sugerem que a Bacia de Santos seja utilizada pelas cinco espécies de tartarugas marinhas, tanto como área de alimentação quanto como parte de suas rotas migratórias entre sítios de desova (localizados nas regiões Nordeste e Sudeste do país) e de alimentação ao longo da costa brasileira.

As áreas de alimentação e as rotas de deslocamento das tartarugas, evidenciando o caráter difuso de sua distribuição na área de estudo. O CVA Quelônios foi, portanto, considerado como difuso para fins de cálculo do risco, sendo, desta forma, utilizada a probabilidade ponderada da área potencialmente afetada por óleo. Por estar distribuído ao longo da mesma área que o CVA Plâncton (1), as médias ponderadas das probabilidades de toque de óleo neste CVA são as mesmas apresentadas no **Quadro II.10.4.2-1** até o **Quadro II.10.4.2-7**.

A presença deste CVA Quelônios dentro da área potencialmente afetada por óleo está representada no **Desenho II.10.4-1** ao **Desenho II.10.4-28** do **Volume**

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

Resumo:

CVA	Distribuição	Tempo de Recuperação
Quelônios	Difusa – área oceânica	3 anos

Cetáceos

Os cetáceos foram elencados como componente de valor ambiental por serem animais de grande importância ecológica, se encaixarem no critério de interesse nacional e internacional, devido à sua ocorrência cosmopolita, comportamento migratório e a importância da conservação de suas espécies. A seguir, são explicitados os critérios utilizados para a seleção de algumas espécies-chave de cetáceos como CVAs para fins de cálculo dos riscos ambientais associados a um possível acidente com derramamento de óleo durante as atividades do empreendimento em questão.

Assim, além de se utilizarem os critérios do Termo de Referência para a definição como CVA de uma espécie de cetáceo, considerou-se ainda a disponibilidade mínima de informações necessárias para a análise de risco (atual presença permanente ou sazonal na área potencialmente afetada, áreas de ocorrência, comportamento e biologia reprodutiva). Com isto, as espécies foram agrupadas de acordo com a sua presença sazonal na área potencialmente atingida, bem como pelas suas áreas de ocorrência. Com isto, as espécies foram agrupadas em CVAs distintos, de acordo com a sua presença sazonal na área potencialmente atingida, bem como pelas suas áreas de ocorrência.

Neste estudo, foram incorporadas como CVAs três espécies de misticetos: a baleia-de-Bryde (*Balaenoptera edeni*), a jubarte (*Megaptera novaeangliae*) e a franca-austral (*Eubalaena australis*); além de três espécies de odontocetos: o cachalote (*Physeter macrocephalus*), o boto-cinza (*Sotalia guianensis*) e a toninha (*Pontoporia blainvillei*).

Quanto aos odontocetos de menor tamanho, *P. blainvillei* (toninha) e *S. guianensis* (boto-cinza) são as espécies mais comumente encontradas durante

todo o ano em águas rasas da área de estudo (SANTOS *et al.*, 2010). Outras espécies foram observadas apenas em uma ocasião e incluem tanto vagantes de suas áreas comuns de distribuição, assim como de conhecidas áreas de distribuição preferencialmente oceânicas.

A maioria das espécies de cetáceos que ocorrem na região potencialmente afetada no presente estudo é classificada com algum grau de ameaça pelas listas nacionais e internacionais (MMA, CITES, CMS, IUCN), conforme apresentado no Diagnóstico do Meio Biótico (**subitem II.5.2.3.3 do Meio Biótico**). Já as baleias minke, antártica e a baleia-de-Bryde apresentam-se como “Deficiente em Dados” segundo o MMA (CHIARELLO *et al.*, 2008) e IUCN (2012).

É importante considerar que os cetáceos conseguem detectar e evitar regiões com manchas de óleo, e a sua capacidade de apneia, somada ao bom desempenho de natação, permite que os animais se afastem do local com maior sucesso. Sabe-se, contudo, que a estratégia de fuga pode não funcionar em todos os casos, dependendo da espessura da mancha, em função do tipo de óleo presente e do grau de intemperismo, e da extensão da área afetada pela mancha (SMULTEA & WURSIG, 1995).

Baseada nas informações disponíveis sobre taxas de mortalidade em acidentes com vazamento de óleo, French-McCay (2009) assumiu, em seu trabalho sobre modelagem de avaliação de impacto de vazamentos de óleo, uma probabilidade de encontro com o óleo e mortalidade para os cetáceos de apenas 0,1%. Comparativamente com as aves marinhas mergulhadoras (99%), a probabilidade considerada para os cetáceos é bastante baixa.

No entanto, estudos que integrem os efeitos de vazamentos de óleo sobre uma população de cetáceos, a velocidade e a condição em que a recuperação ocorre ainda são escassos, e para muitas espécies, inexistentes. Contudo, há registros de como os organismos podem ser afetados negativamente, direta e indiretamente, se forem atingidos num acidente.

Apesar de possuírem a capacidade de se afastar da mancha, os animais podem permanecer na região afetada dada a necessidade de ali se alimentarem ou interagirem socialmente com outros indivíduos da mesma espécie, cenário mais provável de ser observado em espécies costeiras territorialistas. Uma vez afetadas populações com este perfil, poderiam ser observados problemas

relativos a sua reprodução, alimentação, coesão do grupo e saúde dos animais (WURSIG & SMULTEA, 1991).

Outros possíveis impactos incluem: a inalação do óleo e de seus subprodutos voláteis, que pode causar doenças como enfisemas e pneumonia; o contato direto com o óleo, que pode resultar em queimadura química e irritação das mucosas da boca e olhos, deixando o organismo suscetível a infecções; e a ingestão do óleo, que pode desencadear o surgimento de úlceras e hemorragia interna e ocorrência de diarreia (OBER, 2010).

A inalação ou ingestão do óleo e/ou de seus subprodutos também pode prejudicar o funcionamento do fígado e rins, resultando em anemia e imunossupressão. Caso o óleo atinja as barbatanas, pode ocorrer a diminuição da eficiência de captura de alimento pelas baleias, que passam a ter dificuldade ou comprometimento da alimentação. O declínio de populações de plâncton e peixes devido a efeitos de um derrame de óleo também pode trazer prejuízos para os cetáceos que deles se alimentam (ST. AUBIN, 1992; IMO, 1997), entretanto, conforme apresentado nos CVAS plâncton e peixes, estas populações não são sujeitas a impactos significativos.

Dentre os efeitos observados em mamíferos aquáticos, aqui também incluídos os cetáceos, podem ser citados: o comportamento reprodutivo anormal, o aumento da morte de embriões, a diminuição das taxas de sobrevivência de jovens e o aumento do abandono do filhote pela mãe (IPIECA, 2004).

A pele desses animais apresenta poucos pelos e é impermeável ao óleo, mesmo aos compostos altamente voláteis do óleo. Esses dois fatores inibem a aderência do óleo ao corpo dos cetáceos. Quando a pele é rompida, a exposição ao óleo bruto não impede o processo de cicatrização (GERACI & ST. AUBIN, 1982, 1985). Além disso, a presença de uma camada de gordura para isolamento térmico diminui a suscetibilidade aos efeitos térmicos do revestimento do óleo (GERACI, 1990). Por outro lado, já houve registro de um indivíduo de cachalote morto após o acidente ocorrido em 2010 no Golfo do México⁴, embora sem definições sobre a causa da morte ounexo causal com o acidente.

⁴ http://www.noaanews.noaa.gov/stories2010/20100617_whale.html

Evidências da mortandade de cetáceos em derrame existem também para o acidente envolvendo o navio petroleiro Exxon Valdez, que ocorreu no Alasca em 1989. Estudo sobre impactos relato desse acidente publicado por Matkin *et al.* (2008) aponta que cerca de um terço da população das orcas tenha morrido possivelmente em consequência do derrame.

Abaixo são descritos os 3 CVAs de cetáceos resultantes do agrupamentos de espécies que apresentam a mesma distribuição geográfica e sazonalidade na área de estudo.

3) Cetáceos – Baleia-Franca, Baleia-Jubarte e Cachalote

Na avaliação da vulnerabilidade deste CVA ao óleo, ponderou-se que essas espécies são migratórias e ocorrem desde as regiões próximas da costa até as mais profundas, quando estão presentes na região potencialmente atingida. Assim, a probabilidade de contato com o óleo se restringiria aos cenários em que um possível vazamento *offshore* resultasse em uma mancha que se deslocasse na região da plataforma continental durante o período em que as populações estivessem presentes.

Por outro lado, a fuga dos cetáceos para áreas não afetadas poderia ser comprometida dependendo da extensão da mancha e da direção de deriva, podendo adentrar a região costeira a partir da região oceânica. Na hipótese de muitos indivíduos serem atingidos, poderia haver impacto na população, uma vez que o tempo de renovação das populações é longo, embora isso seja bastante improvável, pois não há registros de impactos populacionais de derrames para esses cetáceos na literatura científica.

Groch (2005) verificou um intervalo entre nascimentos para a baleia-franca de três anos, consistente com o sucesso reprodutivo. Segundo informações do Projeto Baleia Franca, estima-se que a gestação da espécie esteja em torno dos 12 meses, que corresponderia à sazonalidade de sua migração de retorno às áreas de reprodução, onde permanecem no inverno e primavera. A maturidade sexual é alcançada aproximadamente aos 6-7 anos e estima-se que a fêmea tenha o seu primeiro filhote aos 8-9 anos. Os filhotes nascem normalmente entre junho e dezembro.

Para as baleias-jubarte, embora possam ter filhotes em anos consecutivos, em geral, o intervalo entre os nascimentos é de dois a três anos (segundo dados atuais do Projeto Baleia Jubarte - 2013⁵). A gestação dura 11 ou 12 meses e sempre nasce um único filhote. A maturidade sexual dos machos ocorre por volta dos quatro ou seis anos de idade e as fêmeas dão à luz pela primeira vez por volta dos seis anos.

Os cachalotes, por sua vez, possuem alta longevidade (70 anos), taxa de natalidade baixa, crescimento lento, maturidade sexual tardia, longo período de cuidado parental e alta taxa de sobrevivência (MARTIN, 1990; WHITEHEAD, 2002 *apud* ROCHA-CAMPOS *et al.*, 2011). As fêmeas geram seus filhotes entre 3 e 15 anos, embora o intervalo entre os nascimentos seja mais frequente entre 4 e 6 anos. A gestação dura de 14 a 16 meses. As fêmeas de cachalote são extremamente sociais, vivendo sempre em grupos ou unidades sociais estáveis em torno de 12 fêmeas e seus filhotes. O cachalote apresenta reprodução sazonal, embora a cópula e os nascimentos não sejam bem sincronizados. O pico de nascimentos ocorre no final da primavera e início do verão nos dois hemisférios e a maior parte dos nascimentos ocorre no verão e outono (MARTIN, 1990 *apud* ROCHA-CAMPOS *et al.*, 2011).

Assim, de forma conservativa, frente às informações levantadas e à carência de estudos mais específicos, adotou-se uma estimativa de tempo de recuperação, para efeito de análise de tolerabilidade dos riscos ambientais, de **10 anos** para todas as espécies de cetáceos.

A partir de informações do Instituto Baleia Franca⁶, os registros históricos de ocorrência da baleia-franca-austral dão como área principal de ocorrência a faixa entre os 20° e os 64° de latitude sul. Todavia, a recente confirmação de sua ocorrência no Banco dos Abrolhos (portanto ao norte de 18°s) indique a possibilidade de seu aparecimento sazonal ainda mais próximo ao Equador do que se reconhece tradicionalmente como a distribuição habitual da espécie. As principais avistagens são registradas ao longo da Área de Proteção Ambiental da Baleia Franca, localizada no litoral sul de Santa Catarina, entre os municípios de Florianópolis e Içara.

⁵ <http://www.baleiajubarte.org.br/projetoBaleiaJubarte/leitura.php?mp=aBaleia&id=99>

⁶ Disponível em: http://www.baleiafranca.org.br/abaleia/abaleia_distribuicao.htm

A baleia-jubarte é encontrada na costa leste da América do Sul, principalmente do Nordeste do Brasil (~5°S) até a costa do Rio de Janeiro (~21°S). As áreas de reprodução da espécie são tipicamente próximas a ilhas ou continentes ou associadas a ambientes coralíneos. O Banco dos Abrolhos (19°30'S a 16°40'S) é uma das mais importantes áreas de reprodução da espécie no Atlântico Sul. Palazzo Junior *et al.* (2006) relatam que um aumento no número de baleias, incluindo pares de mães-filhotes, tem sido observado ao norte e ao sul do Banco dos Abrolhos, sugerindo 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 Jubarte⁷.

De acordo com o Instituto Baleia Jubarte, recentes levantamentos aéreos e embarcados estimaram o tamanho da população nos estados da Bahia e Espírito Santo (12-20°S) (2291 indivíduos) e no Nordeste do Brasil (5-12°S) (628 indivíduos). Uma combinação destas duas estimativas, corrigida para erros em avistagem, sugeriu que o tamanho da população em 2002 era de aproximadamente 4.500 baleias. Esta população foi calculada como sendo em torno de 25 a 30% de seu tamanho na fase pré-caça, indicando que medidas de conservação ainda são necessárias para garantir sua recuperação.

Dados do Instituto Baleia Jubarte indicam que a migração destas baleias, que vêm ao Brasil partindo das áreas de alimentação próximo às Ilhas Geórgia e Sandwich do Sul em direção às áreas de reprodução em baixas latitudes, ocorre entre os meses de julho e novembro (SICILIANO, 1997; SICILIANO *et al.*, 1999b; ZERBINI *et al.*, 2006).

Existem registros de avistagens e encalhes de baleia-jubarte ao longo de praticamente toda a costa brasileira, do Rio Grande do Sul ao Ceará, mas a maior concentração ocorre em direção ao Banco de Abrolhos, o principal sítio reprodutivo da espécie em todo o Oceano Atlântico Sul Ocidental, onde os picos de densidade são observados nos meses de setembro e outubro (SICILIANO *et al.*, 2006). Nesta região, é possível encontrar mais de 80% das jubartes que

⁷ <http://www.baleiajubarte.org.br/>

visitam a costa. É também nesta área que se verifica um alargamento da plataforma continental, mantendo as águas rasas até cerca de 200 km de distância da costa.

Os picos de ocorrência da espécie na região de Arraial do Cabo são registrados entre meados de julho e final de agosto (FERNANDES *et al.*, 2001; HASSEL & SICILIANO, 2004; SICILIANO *et al.*, 2006).

As baleias-jubartes podem ser observadas com regularidade entre junho e outubro a partir do Pontal do Atalaia, em Arraial do Cabo, durante seu período migratório. Os grupos observados são constituídos de pares mãe-filhote, grupos competitivos contendo entre 3 a 8 baleias, ou mesmo indivíduos solitários, geralmente juvenis. A feição geológica do Pontal do Atalaia pode representar um importante ponto de passagem e orientação para indivíduos desta espécie durante seus movimentos migratórios.

Apesar de mostrar certa predileção para a migração em áreas costeiras, com menos de 500 m de profundidade, sobre a plataforma continental nas regiões Sudeste e Nordeste (FERNANDES *et al.*, 2001; HASSEL & SICILIANO, 2004; ZERBINI *et al.*, 2004a), essa espécie também foi avistada recentemente em áreas profundas das Bacias de Santos e Campos, demonstrando que seus padrões de distribuição são mais amplos na região Sudeste, atingindo a isóbata dos 3.000 m de profundidade (SICILIANO *et al.*, 2006), fato que torna necessário um monitoramento mais detalhado da migração da espécie em águas profundas da região Sudeste (SILVA, 2003).

O cachalote (*Physeter macrocephalus*), membro da subordem dos odontocetos, é relativamente bem conhecido em comparação com outros grandes cetáceos e tem sido estudado em muitas partes do mundo. Conforme descrito por Palazzo Junior *et al.* (2006), habita águas oceânicas de ambientes tropicais a polares. No Atlântico Sul, grupos em fase de reprodução (fêmeas e machos jovens) se restringem a águas tropicais/subtropicais ao norte de 40°S, mas machos adultos podem migrar para mais perto do continente antártico.

O acasalamento e a fase de crescimento dos filhotes acontecem em águas quentes e em haréns, enquanto machos adultos e grupos de jovens machos migram para águas mais frias no verão.

Sendo assim, a área total de ocorrência considerando as três espécies dentro da região de estudo se estende desde a costa até a isóbata de 3.000 m dos estados do sul-Sudeste brasileiro, com presença apenas nos meses de inverno. Assim, para o cálculo do risco, foi utilizada a interseção dos contornos de probabilidades de óleo em cada faixa com esta área de ocorrência, calculando-se a média ponderada das probabilidades.

O **Quadro II.10.4.2-8** mostra a probabilidade ponderada para possíveis acidentes provenientes do DP de Sapinhoá Norte (ponto de modelagem P2).

Quadro II.10.4.2-8 – *Probabilidades ponderadas de toque de óleo no CVA Cetáceos – Baleias Franca, Jubarte e Cachalote, a partir de vazamentos de 8 m³, 200 m³ e VPC proveniente do DP de Sapinhoá Norte (ponto de modelagem P2), inverno.*

Probabilidade	DPs de Sapinhoá Norte - Ponto 2		
	Área (km ²) - Inverno		
	8 m ³	200 m ³	VPC
1%	68341,1	42923,0	31824,4
2%	6438,7	17594,7	15249,5
3%	4562,0	15306,0	19068,1
4%	3707,2	12782,1	11825,8
5%	3227,5	13895,8	9597,1
6%	2921,4	17289,2	10699,8
7%	2253,6	21911,3	14768,3
8%	2007,9	23840,0	15815,5
9%	1790,0	22551,4	18211,2
10%	1303,4	17984,2	12270,5
11%	1068,1	11166,7	14301,7
12%	895,2	10678,3	14989,8
13%	695,1	9515,0	10682
14%	595,2	8026,4	9134
15%	339,5	7644,0	9310,5
16%	264,6	6105,5	10063,1
17%	201,0	5340,9	9328,1
18%	141,8	4346,5	7959,4
19%	95,5	3525,3	6320
20%	59,3	4086,9	5259,9
21%	37,6	4094,0	3606,6

Probabilidade	DPs de Sapinhoá Norte - Ponto 2		
	Área (km ²) - Inverno		
	8 m ³	200 m ³	VPC
22%	33,3	4074,8	3320,5
23%	21,7	4126,8	4172,9
24%	11,6	3887,8	4138,9
25%	21,7	3169,5	3048
26%	8,7	2896,1	2598,3
27%	13,0	3269,7	2642,5
28%	5,8	3291,5	2552,6
29%	8,7	2861,2	2642
30%	5,8	2226,8	2830,3
31%	2,9	1666,0	3214
32%	4,3	1451,0	3451,5
33%	4,3	1297,6	3819
34%	2,9	1295,7	3989,5
35%	1,4	1267,6	2872,5
36%	2,9	1326,4	2455,3
37%	1,4	1035,9	2133,7
38%	1,4	757,6	1517,7
39%	1,4	606,3	1293,6
40%	2,9	501,9	1235,2
41%	0,0	393,3	1003,4
42%	0,0	419,6	872,3
43%	1,4	470,9	781,3
44%	2,9	371,2	975,1
45%	4,3	127,8	863,8
46%	2,9	10,3	748,5
47%	0,0	10,4	651,8
48%	0,0	1,5	764,2
49%	1,4	5,9	909,8
50%	1,4	7,4	1137,9
51%	2,9	4,4	1187,2
52%	0,0	3,0	1106,4
53%	2,9	0,0	906,9
54%	0,0	0,0	877,7
55%	0,0	3,0	897,8
56%	1,4	0,0	744,5
57%	0,0	0,0	640
58%	1,4	4,4	417,9

Probabilidade	DPs de Sapinhoá Norte - Ponto 2		
	Área (km ²) - Inverno		
	8 m ³	200 m ³	VPC
59%	0,0	1,5	296
60%	2,9	4,4	234,4
61%	0,0	0,0	162,1
62%	0,0	0,0	77,4
63%	0,0	0,0	40,3
64%	0,0	0,0	48,1
65%	1,4	0,0	31
66%	0,0	0,0	23,3
67%	0,0	1,5	32,6
68%	0,0	0,0	14
69%	0,0	0,0	15,5
70%	1,4	0,0	10,8
71%	0,0	1,5	4,6
72%	0,0	0,0	0
73%	0,0	0,0	4,6
74%	0,0	0,0	6,2
75%	0,0	0,0	4,6
76%	0,0	0,0	4,6
77%	0,0	0,0	3,1
78%	0,0	0,0	0
79%	0,0	0,0	4,6
80%	0,0	1,5	1,5
81%	0,0	0,0	1,5
82%	0,0	0,0	0
83%	0,0	0,0	0
84%	0,0	0,0	0
85%	0,0	0,0	1,5
86%	0,0	0,0	0
87%	0,0	0,0	1,5
88%	0,0	0,0	0
89%	0,0	0,0	0
90%	0,0	0,0	0
91%	0,0	0,0	1,5
92%	0,0	0,0	1,5
93%	0,0	0,0	0
94%	0,0	0,0	0
95%	0,0	0,0	0
96%	0,0	0,0	0

Probabilidade	DPs de Sapinhoá Norte - Ponto 2		
	Área (km ²) - Inverno		
	8 m ³	200 m ³	VPC
97%	0,0	0,0	0
98%	0,0	0,0	0
99%	0,0	0,0	0
100%	1,4	1,5	1,5
Área total (km ²)	101131,8	323462,4	330728,2
Probabilidade Ponderada (%)	2,7	10,5	14,3

O **Quadro II.10.4.2-9** mostra a probabilidade ponderada para possíveis acidentes provenientes do DP de Carioca 1 (ponto de modelagem P3).

Quadro II.10.4.2-9 – *Probabilidades ponderadas de toque de óleo no CVA Cetáceos – Baleias Franca, Jubarte e Cachalote, a partir de vazamentos de 8 m³, 200 m³ e VPC proveniente do DP de Carioca 1 (ponto de modelagem P3), inverno.*

Probabilidade	DP de Carioca 1 - Ponto 3		
	Área (km ²) - Inverno		
	8 m ³	200 m ³	VPC
1%	80992,9	75733,5	36740,9
2%	9901,7	18557,7	28781,2
3%	5555,9	23462,2	13408,7
4%	4712,1	27339,0	15231,5
5%	3212,5	15494,3	19613
6%	2429,9	13848,0	12868
7%	1843,0	12057,2	13057,8
8%	1359,8	10826,1	11252,5
9%	1114,3	8506,5	7540,7
10%	931,2	9319,8	8544,3
11%	846,5	9734,3	8580,6
12%	643,5	9514,6	8418,4
13%	617,6	11936,6	8953,1
14%	358,0	11038,5	9118,6
15%	283,8	10405,2	7952,4
16%	170,4	10469,9	8620,3
17%	136,7	9270,2	8216,9
18%	110,1	9073,3	9180,6

Probabilidade	DP de Carioca 1 - Ponto 3		
	Área (km ²) - Inverno		
	8 m ³	200 m ³	VPC
19%	103,1	7315,8	9701,4
20%	76,4	5951,0	9594,9
21%	69,3	5550,5	8132,9
22%	63,9	5465,7	9302,8
23%	92,3	6012,1	7860,8
24%	92,4	5841,7	6348,6
25%	74,6	4962,4	5418,4
26%	79,9	4075,1	4952,8
27%	85,3	3746,8	5452,5
28%	40,9	4165,8	5960,5
29%	14,2	4122,5	6141,2
30%	10,7	3564,1	5755,9
31%	7,1	2590,7	4509,8
32%	5,3	1890,3	4241
33%	16,0	1568,4	4479,8
34%	7,1	1232,1	4510
35%	3,6	810,0	4685,1
36%	10,7	690,7	4513,7
37%	7,1	672,8	4217,2
38%	5,3	598,7	3604
39%	3,6	607,7	3101,2
40%	5,3	584,1	2421,7
41%	0,0	615,1	1873,1
42%	5,3	625,7	1210,2
43%	0,0	575,1	1142,9
44%	3,6	587,6	1151,3
45%	0,0	564,2	867,7
46%	0,0	506,2	847,8
47%	1,8	289,4	718,7
48%	1,8	182,6	532,1
49%	1,8	148,3	470,1
50%	0,0	81,5	438,5
51%	0,0	70,6	484,8
52%	0,0	27,2	483,1
53%	1,8	5,4	483,2
54%	0,0	10,9	609,5
55%	0,0	0,0	528,1
56%	1,8	1,8	483,7

Probabilidade	DP de Carioca 1 - Ponto 3		
	Área (km²) - Inverno		
	8 m³	200 m³	VPC
57%	1,8	3,6	494,9
58%	0,0	1,8	502,4
59%	1,8	0,0	522,9
60%	0,0	1,8	357,8
61%	0,0	1,8	311,1
62%	1,8	0,0	325,8
63%	0,0	1,8	287
64%	0,0	0,0	318,4
65%	0,0	1,8	348,1
66%	0,0	0,0	287,1
67%	0,0	0,0	226
68%	0,0	0,0	203,9
69%	0,0	0,0	163,3
70%	0,0	1,8	163,4
71%	0,0	0,0	137,5
72%	0,0	1,8	143,1
73%	1,8	0,0	61,4
74%	0,0	0,0	24,2
75%	0,0	0,0	14,9
76%	0,0	0,0	14,9
77%	0,0	0,0	14,9
78%	0,0	0,0	11,2
79%	0,0	0,0	13
80%	0,0	0,0	5,6
81%	0,0	0,0	5,6
82%	0,0	0,0	3,7
83%	0,0	0,0	0
84%	0,0	0,0	3,7
85%	0,0	0,0	5,6
86%	0,0	0,0	1,9
87%	1,8	0,0	5,6
88%	0,0	1,8	1,9
89%	0,0	0,0	1,9
90%	0,0	0,0	1,9
91%	0,0	0,0	0
92%	0,0	0,0	1,9
93%	0,0	0,0	0
94%	0,0	0,0	0
95%	0,0	0,0	0

Probabilidade	DP de Carioca 1 - Ponto 3		
	Área (km ²) - Inverno		
	8 m ³	200 m ³	VPC
96%	0,0	0,0	0
97%	0,0	0,0	1,9
98%	0,0	0,0	0
99%	0,0	0,0	0
100%	1,8	1,8	1,9
Área total (km ²)	116122,7	372917,3	378301
Probabilidade Ponderada (%)	2,4	10,7	15,9

O **Quadro II.10.4.2-10** mostra a probabilidade ponderada para possíveis acidentes provenientes dos DPs de Lula Extremo Sul, Lula Central, Lula Alto, Lula Norte e Lula Oeste (ponto de modelagem P4).

Quadro II.10.4.2-10 – Probabilidades ponderadas de toque de óleo no CVA Cetáceos – Baleias Franca, Jubarte e Cachalote, a partir de vazamentos de 8 m³, 200 m³ e VPC proveniente dos DPs de Lula Extremo Sul, Lula Central, Lula Alto, Lula Norte e Lula Oeste (ponto de modelagem P4), inverno.

Probabilidade	DPs de Lula Extremo Sul, Lula Central, Lula Alto, Lula Norte e Lula Oeste - Ponto 4		
	Área (km ²) – Inverno		
	8 m ³	200 m ³	VPC
1%	64597,7	56324,5	34836,2
2%	8745,1	25354,9	21175,3
3%	6380,0	15097,1	18340,4
4%	4837,7	10970,2	17227,2
5%	3666,6	11548,9	13882,6
6%	2504,0	11758,2	11721
7%	2035,0	9996,0	8939,5
8%	1559,1	9448,3	10058,7
9%	1258,5	9603,2	9218
10%	941,4	9002,2	9510,5
11%	811,0	7997,1	8017,3
12%	662,8	7870,4	6477,6
13%	561,2	7732,6	5774,5
14%	375,6	8201,9	6154,2
15%	394,8	7536,0	5725,9

Probabilidade	DPs de Lula Extremo Sul, Lula Central, Lula Alto, Lula Norte e Lula Oeste - Ponto 4		
	Área (km ²) – Inverno		
	8 m ³	200 m ³	VPC
16%	326,2	6032,2	5262,5
17%	300,1	5490,2	5484,8
18%	260,5	5215,0	5523
19%	163,2	5046,0	5474,4
20%	152,3	5012,1	5985,9
21%	138,6	5746,9	5700,7
22%	168,8	7343,0	4838,4
23%	155,1	7117,9	4297,2
24%	133,1	7032,4	4299,1
25%	91,9	6740,2	4164,4
26%	101,5	5719,7	3929,4
27%	82,3	4664,3	3695,9
28%	49,4	3718,9	3993,5
29%	27,4	3273,9	4411,9
30%	17,8	2626,9	4165,8
31%	6,9	2213,4	4542,5
32%	8,2	1756,3	5234,5
33%	1,4	1674,2	5453,2
34%	2,7	1567,8	4908,5
35%	2,7	1584,6	4453,9
36%	2,7	1487,1	4173,4
37%	4,1	1237,1	3254,4
38%	4,1	1013,2	3031,9
39%	1,4	846,7	3141,7
40%	0,0	821,7	2696,2
41%	1,4	804,3	2285,1
42%	0,0	730,7	2103,2
43%	2,7	675,6	1890,2
44%	1,4	719,9	1724,7
45%	0,0	771,1	1675,4
46%	0,0	974,9	1589,2
47%	0,0	1070,7	1450,1
48%	1,4	1059,4	1147,1
49%	1,4	1032,9	894,2
50%	1,4	1001,2	819,9
51%	0,0	933,8	798,5
52%	0,0	885,7	776,2
53%	0,0	942,8	887

Probabilidade	DPs de Lula Extremo Sul, Lula Central, Lula Alto, Lula Norte e Lula Oeste - Ponto 4		
	Área (km ²) – Inverno		
	8 m ³	200 m ³	VPC
54%	4,1	874,2	796,7
55%	1,4	827,3	665,7
56%	1,4	877,8	652
57%	0,0	759,5	572,6
58%	4,1	507,8	566,1
59%	0,0	366,0	544,2
60%	2,7	201,9	622,2
61%	0,0	93,4	710,1
62%	0,0	58,6	856,1
63%	1,4	37,7	838,8
64%	1,4	37,7	731,7
65%	0,0	34,9	684,8
66%	1,4	22,3	738,4
67%	0,0	1,4	713,8
68%	0,0	0,0	629,6
69%	1,4	0,0	649,8
70%	0,0	0,0	617,7
71%	2,7	2,8	716,8
72%	0,0	0,0	724,3
73%	0,0	0,0	677,2
74%	0,0	0,0	587
75%	0,0	0,0	424,9
76%	0,0	2,8	271,5
77%	0,0	0,0	174,2
78%	0,0	0,0	140,3
79%	0,0	0,0	127,1
80%	0,0	0,0	94,7
81%	0,0	0,0	76,9
82%	0,0	0,0	26,6
83%	0,0	0,0	7,4
84%	0,0	0,0	5,9
85%	0,0	0,0	4,4
86%	0,0	0,0	1,5
87%	0,0	0,0	1,5
88%	0,0	0,0	0
89%	0,0	0,0	1,5
90%	0,0	0,0	0
91%	0,0	0,0	1,5

Probabilidade	DPs de Lula Extremo Sul, Lula Central, Lula Alto, Lula Norte e Lula Oeste - Ponto 4		
	Área (km ²) – Inverno		
	8 m ³	200 m ³	VPC
92%	0,0	0,0	0
93%	0,0	0,0	0
94%	0,0	0,0	1,5
95%	0,0	0,0	0
96%	0,0	0,0	0
97%	0,0	0,0	0
98%	0,0	0,0	0
99%	0,0	0,0	0
100%	1,4	1,4	1,5
Área total (km ²)	101566,0	319733,7	332875,3
Probabilidade Ponderada (%)	2,8	13,4	17,9

O **Quadro II.10.4.2-11** mostra a probabilidade ponderada para possíveis acidentes provenientes do DP de Lula Área de Iracema Norte (ponto de modelagem P5).

Quadro II.10.4.2-11 – Probabilidades ponderadas de toque de óleo no CVA Cetáceos – Baleias Franca, Jubarte e Cachalote, a partir de vazamentos de 8 m³, 200 m³ e VPC proveniente do DP de Lula Área de Iracema Norte (ponto de modelagem P5), inverno.

Probabilidade	DP de Lula Área de Iracema Norte - Ponto 5		
	Área (km ²) - Inverno		
	8 m ³	200 m ³	VPC
1%	4246,5	7569,8	29397,4
2%	1074,5	1892,0	11840
3%	559,6	1475,8	9233,2
4%	356,6	994,0	6165,8
5%	256,3	860,7	6032,1
6%	177,7	913,0	4928,5
7%	119,6	594,2	4250,6
8%	85,1	385,3	3632,9
9%	64,0	387,8	3185,9
10%	55,7	277,5	2361,8
11%	47,0	224,5	1797,5

Probabilidade	DP de Lula Área de Iracema Norte - Ponto 5		
	Área (km ²) - Inverno		
	8 m ³	200 m ³	VPC
12%	39,8	170,1	1802
13%	28,7	104,5	1906,3
14%	19,8	78,4	1885,9
15%	16,4	60,6	2065
16%	11,2	43,6	2054,3
17%	9,1	38,1	1992,3
18%	6,7	27,4	2101,5
19%	6,7	25,4	2049,5
20%	4,5	15,1	2212,2
21%	4,4	11,8	2069,5
22%	2,9	6,6	1960,3
23%	2,7	5,9	1624,5
24%	2,0	3,9	1450,3
25%	1,7	3,5	1411,5
26%	1,0	1,9	1269,7
27%	1,0	2,0	1115,6
28%	0,9	1,3	1009,3
29%	0,7	1,1	826,8
30%	0,4	1,3	908
31%	1,1	0,5	746
32%	0,2	0,8	549
33%	0,3	0,7	560,2
34%	0,3	0,4	613
35%	0,3	0,4	700,7
36%	0,1	0,8	776,6
37%	0,1	0,3	772,6
38%	0,1	0,1	529,7
39%	0,1	0,4	291,9
40%	0,1	0,5	221
41%	0,0	0,1	229,4
42%	0,1	0,1	247,2
43%	0,1	0,1	225,9
44%	0,0	0,0	139,3
45%	0,0	0,1	56,9
46%	0,0	0,1	45
47%	0,1	0,1	44,1
48%	0,0	0,1	23,8
49%	0,0	0,1	23,8

Probabilidade	DP de Lula Área de Iracema Norte - Ponto 5		
	Área (km²) - Inverno		
	8 m³	200 m³	VPC
50%	0,0	0,0	21,2
51%	0,0	0,0	14,4
52%	0,0	0,1	16,1
53%	0,0	0,0	11,9
54%	0,0	0,1	9,3
55%	0,0	0,0	10,2
56%	0,0	0,1	5,9
57%	0,0	0,0	4,2
58%	0,0	0,0	1,7
59%	0,0	0,0	1,7
60%	0,0	0,0	2,5
61%	0,0	0,0	0,8
62%	0,0	0,1	1,7
63%	0,0	0,0	0,8
64%	0,0	0,0	2,5
65%	0,0	0,0	0
66%	0,0	0,1	0,8
67%	0,0	0,0	0
68%	0,0	0,0	0
69%	0,0	0,0	0
70%	0,0	0,0	0,8
71%	0,0	0,0	0
72%	0,0	0,0	0,8
73%	0,0	0,0	0
74%	0,0	0,0	0,8
75%	0,0	0,0	0
76%	0,0	0,0	0
77%	0,0	0,0	0
78%	0,0	0,0	0,8
79%	0,0	0,0	0
80%	0,0	0,0	0
81%	0,0	0,0	0,8
82%	0,0	0,0	0
83%	0,0	0,0	0
84%	0,0	0,0	0
85%	0,0	0,0	0
86%	0,0	0,0	0
87%	0,0	0,0	0
88%	0,0	0,0	0

Probabilidade	DP de Lula Área de Iracema Norte - Ponto 5		
	Área (km ²) - Inverno		
	8 m ³	200 m ³	VPC
89%	0,0	0,0	0
90%	0,0	0,0	0,8
91%	0,0	0,0	0
92%	0,0	0,0	0
93%	0,0	0,0	0
94%	0,0	0,0	0
95%	0,0	0,0	0
96%	0,0	0,0	0
97%	0,0	0,0	0
98%	0,0	0,0	0
99%	0,0	0,0	0
100%	0,0	0,1	0,8
Área total (km ²)	7206,2	16183,4	121447,7
Probabilidade Ponderada (%)	2,4	3,4	9,7

O **Quadro II.10.4.2-12** mostra a probabilidade ponderada para possíveis acidentes provenientes dos DPs de Franco NW e Franco 1 (ponto de modelagem P7).

Quadro II.10.4.2-12 – Probabilidades ponderadas de toque de óleo no CVA Cetáceos – Baleias Franca, Jubarte e Cachalote, a partir de vazamentos de 8 m³, 200 m³ e VPC proveniente dos DPs de Franco NW e Franco 1 (ponto de modelagem P7), inverno.

Probabilidade	DPs de Franco NW e Franco 1 - Ponto 7		
	Área (km ²) – Inverno		
	8 m ³	200 m ³	VPC
1%	97662,7	48190,5	51918,9
2%	14338,1	16679,4	15337,1
3%	6625,9	17017,5	13217,8
4%	3891,3	14298,2	13507,4
5%	3051,1	10916,4	13762,6
6%	2996,3	10903,7	13736,2
7%	2647,9	11237,0	8988,4
8%	2358,4	13528,1	8071,2
9%	1577,9	11607,7	8478,9

Probabilidade	DPs de Franco NW e Franco 1 - Ponto 7		
	Área (km ²) – Inverno		
	8 m ³	200 m ³	VPC
10%	964,1	8944,4	8045
11%	588,7	8689,7	8407,9
12%	497,4	8778,0	9129,5
13%	280,2	7887,0	7533,6
14%	269,6	9718,8	6578
15%	210,1	10506,8	6002,5
16%	171,5	10899,7	5640,7
17%	98,0	11649,9	5993,8
18%	54,3	11040,2	6507,4
19%	47,3	9477,1	6942,2
20%	45,5	8416,1	7880,8
21%	24,5	7162,7	9164,1
22%	40,3	7138,4	7393,3
23%	17,5	5579,6	7215,1
24%	10,5	4584,3	7976,6
25%	17,5	4775,1	7105
26%	14,0	4787,5	5432,2
27%	14,0	4591,7	4512,7
28%	7,0	3839,0	4263,4
29%	3,5	3755,4	4449,6
30%	5,3	3358,2	4541,3
31%	3,5	3185,5	4426,7
32%	3,5	3470,3	4462
33%	3,5	3319,6	5159,6
34%	7,0	3473,1	4791
35%	1,8	3270,3	4991,3
36%	5,3	3028,0	5123,4
37%	1,8	2884,3	4235,7
38%	0,0	2684,7	3387,6
39%	1,8	3006,9	2872,9
40%	0,0	3083,1	2654,9
41%	3,5	3215,0	2674,1
42%	0,0	3395,9	2936,5
43%	1,8	3078,2	2806,6
44%	3,5	1939,9	2608,7
45%	1,8	1286,4	2720,7
46%	1,8	910,1	2860,2
47%	0,0	683,7	3171,6

Probabilidade	DPs de Franco NW e Franco 1 - Ponto 7		
	Área (km ²) – Inverno		
	8 m ³	200 m ³	VPC
48%	0,0	607,9	3114,2
49%	3,5	623,9	3105,1
50%	3,5	735,8	3259,9
51%	0,0	735,8	3094,7
52%	1,8	501,7	3257,4
53%	1,8	334,9	4195,4
54%	3,5	354,4	3750,4
55%	0,0	334,9	2516,1
56%	0,0	352,5	1280,6
57%	0,0	196,5	901
58%	0,0	116,9	845,3
59%	0,0	72,6	704,8
60%	0,0	33,6	701,5
61%	0,0	7,1	828
62%	0,0	0,0	915,4
63%	0,0	1,8	792,6
64%	0,0	0,0	726,5
65%	1,8	1,8	794,2
66%	0,0	0,0	906,7
67%	0,0	0,0	835,6
68%	1,8	5,3	814,2
69%	0,0	0,0	577,2
70%	0,0	0,0	479,2
71%	0,0	0,0	176,4
72%	0,0	0,0	42,7
73%	0,0	0,0	17,8
74%	0,0	0,0	3,6
75%	0,0	0,0	5,3
76%	0,0	0,0	1,8
77%	0,0	0,0	1,8
78%	0,0	0,0	1,8
79%	1,8	0,0	0
80%	0,0	0,0	1,8
81%	0,0	0,0	5,3
82%	0,0	0,0	0
83%	0,0	0,0	1,8
84%	0,0	0,0	0
85%	0,0	1,8	0
86%	0,0	0,0	0

Probabilidade	DPs de Franco NW e Franco 1 - Ponto 7		
	Área (km ²) – Inverno		
	8 m ³	200 m ³	VPC
87%	0,0	0,0	0
88%	0,0	0,0	1,8
89%	0,0	0,0	0
90%	0,0	0,0	0
91%	0,0	0,0	0
92%	0,0	0,0	0
93%	0,0	0,0	0
94%	0,0	0,0	0
95%	0,0	0,0	0
96%	0,0	0,0	0
97%	0,0	0,0	1,8
98%	0,0	0,0	0
99%	0,0	0,0	0
100%	1,8	1,8	1,8
Área total (km ²)	138592,3	360894,1	388277,8
Probabilidade Ponderada (%)	2,1	15,1	19,9

O **Quadro II.10.4.2-13** mostra a probabilidade ponderada para possíveis acidentes provenientes dos DPs de Franco Sul e Franco SW (ponto de modelagem P8).

Quadro II.10.4.2-13 – Probabilidades ponderadas de toque de óleo no CVA Cetáceos – Baleias Franca, Jubarte e Cachalote, a partir de vazamentos de 8 m³, 200 m³ e VPC proveniente do DPs de Franco Sul e Franco SW (ponto de modelagem P8), inverno.

Probabilidade	DPs de Franco Sul e Franco SW - Ponto 8		
	Área (km ²) - Inverno		
	8 m ³	200 m ³	VPC
1%	113028,5	50149,0	33868,6
2%	17013,6	22702,4	19224,4
3%	9219,8	17740,9	14229,9
4%	5343,5	23344,7	25294,7
5%	3535,5	19352,8	19293,5
6%	2251,5	15149,2	16046,7
7%	1709,9	9584,6	12589,1

Probabilidade	DPs de Franco Sul e Franco SW - Ponto 8		
	Área (km ²) - Inverno		
	8 m ³	200 m ³	VPC
8%	911,0	9568,8	9728,9
9%	626,9	9484,5	7240,4
10%	484,5	9109,6	6449
11%	282,5	8977,6	5545
12%	278,9	8087,6	5423,5
13%	247,4	8218,3	6108,8
14%	180,7	7923,9	6174,3
15%	205,3	7476,2	5042,2
16%	150,9	7619,7	4249,2
17%	119,3	7547,5	3977
18%	91,3	8949,2	4291
19%	94,8	8446,6	5194,6
20%	36,8	7222,6	4755,6
21%	38,6	7090,2	4911,4
22%	15,8	6981,6	4898,9
23%	17,5	7059,6	4805,6
24%	8,8	7670,1	5099,1
25%	14,0	7579,4	5583,1
26%	14,0	7929,9	5834,2
27%	7,0	7867,1	5956,6
28%	8,8	7839,2	6966
29%	7,0	7072,7	7005,7
30%	8,8	6198,9	7328,9
31%	7,0	6046,8	7293,2
32%	3,5	5991,2	8022,2
33%	0,0	5910,8	8505,8
34%	1,8	4153,8	7936
35%	7,0	3148,6	6978
36%	5,3	2628,2	5981,9
37%	7,0	2560,3	6234,2
38%	1,8	1843,9	6656,6
39%	1,8	1269,8	5890,7
40%	0,0	700,6	5111,2
41%	1,8	391,5	4785,9
42%	0,0	325,7	4655,3
43%	0,0	268,7	4499,2
44%	1,8	247,2	4539,6
45%	3,5	227,7	4616,5

Probabilidade	DPs de Franco Sul e Franco SW - Ponto 8		
	Área (km ²) - Inverno		
	8 m ³	200 m ³	VPC
46%	3,5	126,3	4625,3
47%	3,5	51,6	3745,3
48%	0,0	26,7	3116,1
49%	1,8	12,4	2748
50%	0,0	8,9	2060,4
51%	1,8	5,3	1423,4
52%	0,0	5,3	817,8
53%	1,8	3,6	550,1
54%	0,0	7,1	424
55%	3,5	0,0	355,5
56%	0,0	0,0	290,4
57%	1,8	1,8	254,3
58%	0,0	3,6	236,2
59%	0,0	0,0	205,6
60%	0,0	1,8	205,5
61%	5,3	1,8	194,7
62%	1,8	0,0	156,8
63%	1,8	1,8	135,2
64%	0,0	1,8	147,7
65%	0,0	1,8	181,9
66%	0,0	0,0	156,8
67%	0,0	0,0	111,7
68%	0,0	0,0	135,1
69%	0,0	0,0	109,9
70%	0,0	0,0	118,9
71%	0,0	0,0	180,2
72%	0,0	0,0	127,9
73%	1,8	0,0	68,4
74%	0,0	0,0	14,4
75%	0,0	0,0	18
76%	0,0	0,0	10,8
77%	0,0	0,0	14,4
78%	0,0	1,8	5,4
79%	0,0	0,0	5,4
80%	0,0	0,0	3,6
81%	0,0	0,0	3,6
82%	0,0	0,0	0
83%	0,0	0,0	5,4
84%	0,0	0,0	0

Probabilidade	DPs de Franco Sul e Franco SW - Ponto 8		
	Área (km ²) - Inverno		
	8 m ³	200 m ³	VPC
85%	0,0	0,0	0
86%	0,0	1,8	5,4
87%	0,0	0,0	1,8
88%	0,0	0,0	1,8
89%	0,0	0,0	0
90%	0,0	0,0	0
91%	0,0	0,0	0
92%	0,0	0,0	0
93%	0,0	0,0	0
94%	0,0	0,0	0
95%	0,0	0,0	1,8
96%	0,0	0,0	0
97%	0,0	0,0	0
98%	0,0	0,0	0
99%	0,0	0,0	1,8
100%	1,8	1,8	1,8
Área total (km ²)	156025,4	375926,2	387800,4
Probabilidade Ponderada (%)	1,8	13,6	19,5

O **Quadro II.10.4.2-14** mostra a probabilidade ponderada para possíveis acidentes provenientes de embarcações de apoio de instalação de gasodutos (ponto de modelagem P9).

Quadro II.10.4.2-14 – Probabilidades ponderadas de toque de óleo no CVA Cetáceos – Baleias Franca, Jubarte e Cachalote, a partir de vazamentos de 8 m³, 200 m³ e VPC proveniente das embarcações de apoio de instalação de gasodutos (ponto de modelagem P9), inverno.

Probabilidade	Embarcação apoio instalação gasodutos - Ponto 9		
	Área (km ²) – Inverno		
	8 m ³	200 m ³	VPC
1%	2462,0	4359,2	6871,0
2%	330,2	953,1	1087,0
3%	197,7	787,1	1026,4
4%	167,5	446,1	728,0
5%	112,6	281,6	475,3

Probabilidade	Embarcação apoio instalação gasodutos - Ponto 9		
	Área (km ²) – Inverno		
	8 m ³	200 m ³	VPC
6%	79,4	234,0	391,7
7%	53,6	174,6	414,1
8%	43,7	183,7	324,8
9%	37,0	193,6	323,3
10%	36,7	168,6	328,0
11%	27,0	95,7	245,0
12%	19,4	58,1	187,0
13%	15,8	43,6	128,2
14%	15,1	32,3	110,9
15%	11,8	29,7	97,8
16%	8,7	24,3	101,8
17%	6,7	19,9	64,1
18%	5,7	16,8	42,1
19%	4,9	13,9	39,8
20%	4,1	10,3	31,5
21%	3,6	9,0	24,9
22%	2,9	8,0	20,2
23%	2,6	6,5	10,9
24%	2,1	5,9	9,1
25%	1,9	4,3	7,2
26%	1,3	4,3	6,5
27%	1,2	3,3	6,4
28%	1,2	2,6	5,3
29%	0,9	2,2	4,1
30%	0,9	1,8	3,7
31%	0,6	1,2	3,3
32%	0,7	1,5	2,5
33%	0,6	1,3	2,2
34%	0,4	0,9	1,8
35%	0,4	0,8	1,5
36%	0,4	0,9	1,3
37%	0,3	0,8	1,4
38%	0,3	0,7	1,0
39%	0,2	0,5	0,8
40%	0,3	0,5	1,3
41%	0,2	0,4	0,7
42%	0,2	0,5	0,5
43%	0,1	0,3	0,8

Probabilidade	Embarcação apoio instalação gasodutos - Ponto 9		
	Área (km ²) – Inverno		
	8 m ³	200 m ³	VPC
44%	0,1	0,2	0,5
45%	0,1	0,3	0,4
46%	0,1	0,1	0,5
47%	0,1	0,2	0,3
48%	0,0	0,2	0,5
49%	0,1	0,2	0,3
50%	0,0	0,1	0,2
51%	0,0	0,1	0,1
52%	0,0	0,1	0,2
53%	0,0	0,1	0,2
54%	0,1	0,1	0,1
55%	0,0	0,0	0,2
56%	0,0	0,0	0,0
57%	0,0	0,1	0,1
58%	0,0	0,0	0,1
59%	0,0	0,0	0,1
60%	0,0	0,0	0,1
61%	0,0	0,0	0,1
62%	0,0	0,0	0,0
63%	0,0	0,1	0,0
64%	0,0	0,0	0,0
65%	0,0	0,0	0,0
66%	0,0	0,0	0,1
67%	0,0	0,0	0,1
68%	0,0	0,0	0,1
69%	0,0	0,0	0,1
70%	0,0	0,0	0,0
71%	0,0	0,0	0,0
72%	0,0	0,0	0,0
73%	0,0	0,0	0,0
74%	0,0	0,0	0,0
75%	0,0	0,0	0,0
76%	0,0	0,0	0,0
77%	0,0	0,0	0,1
78%	0,0	0,0	0,0
79%	0,0	0,0	0,0
80%	0,0	0,0	0,0
81%	0,0	0,0	0,0

Probabilidade	Embarcação apoio instalação gasodutos - Ponto 9		
	Área (km ²) – Inverno		
	8 m ³	200 m ³	VPC
82%	0,0	0,0	0,0
83%	0,0	0,0	0,0
84%	0,0	0,0	0,0
85%	0,0	0,0	0,1
86%	0,0	0,0	0,0
87%	0,0	0,0	0,0
88%	0,0	0,0	0,0
89%	0,0	0,0	0,0
90%	0,0	0,0	0,0
91%	0,0	0,0	0,0
92%	0,0	0,0	0,0
93%	0,0	0,0	0,0
94%	0,0	0,0	0,0
95%	0,0	0,0	0,0
96%	0,0	0,0	0,0
97%	0,0	0,0	0,0
98%	0,0	0,0	0,0
99%	0,0	0,0	0,0
100%	0,0	0,0	0,1
Área total (km ²)	3664,1	8186,8	13139,3
Probabilidade Ponderada (%)	2,5	3,1	3,7

A presença deste CVA Cetáceos – Baleias Franca, Jubarte e Cachalote dentro da área potencialmente afetada por óleo está representada no **Desenho II.10.4-1** ao **Desenho II.10.4-28** do **Volume de Cartografia**. Segue abaixo resumo de distribuição e tempo de recuperação para este CVA.

Resumo:

CVA	Distribuição	Tempo de Recuperação
Cetáceos – Baleia-franca, jubarte e cachalote	Difusa – linha de costa a 3000 m – inverno	10 anos

4) Cetáceos – baleia-de-Bryde

Embora seja de ocorrência comum, a baleia-de-Bryde (*Balaenoptera edeni*) é a menos estudada dentre as espécies da família Balaenopteridae. É uma espécie não migratória de distribuição cosmopolita, ocorrendo nas águas temperadas quentes e tropicais, entre 40°N e 40°S (JEFFERSON *et al.*, 2008).

Diferentes populações de baleia-de-Bryde foram identificadas em regiões próximas e distantes da costa continental brasileira (PALAZZO Junior *et al.*, 2006). A área de maior ocorrência dessa espécie foi definida como a plataforma continental, até a isóbata de 3.000 m aproximadamente (GONÇALVES *et al.*, 2005), ocorrendo tanto no verão quanto no inverno. Comumente são avistadas individualmente, mas podem ocorrer em pares ou pequenos grupos quando em áreas de alimentação (KATO, 2002).

No Brasil, ocorrem desde o Rio Grande do Sul até o Nordeste, podendo ser avistadas em toda a costa do sudeste brasileiro durante o verão e outono (ZERBINI *et al.*, 1997; IUCN, 2012). Existem relatos de encalhes dessa espécie na costa brasileira (SICILIANO *et al.*, 2004; SANTOS *et al.*, 2010).

Indivíduos da espécie incluem oportunisticamente em sua dieta plâncton e pequenos crustáceos, mas a preferência alimentar é por peixes de cardume (KATO, 2002; SICILIANO *et al.*, 2004; JEFFERSON *et al.*, 2008). A alimentação ocorre em águas costeiras, em profundidades entre 15 e 122 m (SICILIANO *et al.*, 2004).

Diferentemente das outras espécies mais conhecidas do público em geral - baleias franca e jubarte, a baleia-de-Bryde não migra a partir da Antártica, mas efetua deslocamentos de águas oceânicas para águas mais costeiras para se alimentar.

Podem permanecer em apneia por até 20 minutos, mas o tempo registrado varia em torno de cinco a 15 minutos. Podem mergulhar até os 300 m de profundidade e nadam a cerca de 2-7 km/h, sendo capazes de atingir 25 km/h (KATO, 2002).

Os indivíduos atingem a maturidade sexual entre 8 e 13 anos e podem copular durante todo o ano. O tempo de gestação é de 11 a 12 meses, a cria é

amamentada entre 6 e 12 meses e as fêmeas podem entrar numa gestação a cada 2 anos.

Consta da Lista Vermelha de espécies ameaçadas de extinção proposta pela IUCN (2011), sendo classificada como “Deficiente em Dados”. Assim, depende de estudos complementares para definição de estratégias de conservação adequadas. A baleia-de-Bryde consta ainda no anexo I da CITES e anexo II da CMS (IBAMA, 2004; ICMBio, 2011; CITES, 2012; CMS, 2012).

Para avaliação da sensibilidade desse CVA, considerou-se que, apesar de serem pouco vulneráveis ao contato com o óleo num possível acidente, os efeitos causados aos indivíduos atingidos podem ser de várias magnitudes, inclusive a letalidade.

Caso ocorra a morte de muitos indivíduos de uma população, a dinâmica populacional poderá vir a ser alterada dado aos aspectos da biologia reprodutiva dos animais, como tempo necessário a um indivíduo para atingir a maturidade sexual ser longo, o tamanho da prole ser pequeno, o cuidado parental ser intenso e prolongado e a disponibilidade de a fêmea acasalar ser a cada 2 anos.

O sucesso da fuga dos animais para áreas sem a presença de óleo pode não ocorrer, uma vez que a autonomia de mergulho e a velocidade atingida pelos animais podem não ser suficientes, tendo em vista a possível extensão da mancha.

Deste modo, considerando todos os pormenores elencados e a ausência de dados científicos que avaliem os efeitos diretos sobre a baleia-de-Bryde especificamente, optou-se por adotar uma postura mais conservadora e uma estimativa de tempo de recuperação de **10 anos**, como para os demais cetáceos.

Essa espécie, apesar de costeira, não apresenta áreas de concentração definidas na área potencialmente afetada, sendo que a população pode se deslocar desde a costa até maiores profundidades (GONÇALVES *et al.*, 2005). Por conta desse padrão disperso de ocorrência, esse CVA foi definido como difuso para fins de cálculo do risco.

A área de maior ocorrência dessa espécie foi definida como sendo desde a linha de costa até a isóbata de 3.000 m aproximadamente (GONÇALVES *et al.*, 2005), ocorrendo tanto no verão quanto no inverno.

Para o cálculo do risco será utilizada a interseção dos contornos de probabilidades de óleo em cada faixa com a área de ocorrência da baleia-de-Bryde, além da média ponderada das probabilidades.

O **Quadro II.10.4.2-15** mostra a probabilidade ponderada para possíveis acidentes provenientes do DP de Sapinhoá Norte (ponto de modelagem P2).

Quadro II.10.4.2-15 – Probabilidades ponderadas de toque de óleo no CVA Cetáceos – Baleia de Bryde, a partir de vazamentos de 8 m³, 200 m³ e VPC proveniente do DP de Sapinhoá Norte (ponto de modelagem P2), verão e inverno.

Probabilidade	DPs de Sapinhoá Norte - Ponto 2					
	Área (km ²) - Verão			Área (km ²) - Inverno		
	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC
1%	43916,9	71672,7	36797,9	68341,1	42923,0	31824,4
2%	7217,0	21736,0	32161,9	6438,7	17594,7	15249,5
3%	5093,3	22261,0	13126,3	4562,0	15306,0	19068,1
4%	3908,9	17274,8	14408,7	3707,2	12782,1	11825,8
5%	2494,4	13618,5	17651,8	3227,5	13895,8	9597,1
6%	2134,6	13525,8	14622,5	2921,4	17289,2	10699,8
7%	1907,6	13817,8	11011,4	2253,6	21911,3	14768,3
8%	1460,8	16748,6	11001,1	2007,9	23840,0	15815,5
9%	1049,6	15421,6	12391,9	1790,0	22551,4	18211,2
10%	911,3	11365,2	10384	1303,4	17984,2	12270,5
11%	875,5	9052,7	9355,5	1068,1	11166,7	14301,7
12%	615,1	6562,5	10414	895,2	10678,3	14989,8
13%	307,5	6928,7	9526,3	695,1	9515,0	10682
14%	301,4	7606,5	8914,7	595,2	8026,4	9134
15%	246,1	7520,3	8131,9	339,5	7644,0	9310,5
16%	176,3	6627,7	7666,3	264,6	6105,5	10063,1
17%	137,4	5856,4	6242,3	201,0	5340,9	9328,1
18%	79,9	5689,1	5160,9	141,8	4346,5	7959,4
19%	55,3	7100,7	5208,6	95,5	3525,3	6320
20%	41,0	7242,9	6072,6	59,3	4086,9	5259,9
21%	47,1	7073,6	5839,2	37,6	4094,0	3606,6
22%	26,6	6694,8	6160	33,3	4074,8	3320,5
23%	28,7	6718,0	5854,8	21,7	4126,8	4172,9
24%	16,4	5635,7	4923,8	11,6	3887,8	4138,9
25%	28,7	5511,7	4788,5	21,7	3169,5	3048

Probabilidade	DPs de Sapinhoá Norte - Ponto 2					
	Área (km ²) - Verão			Área (km ²) - Inverno		
	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC
26%	12,3	4956,5	4963,6	8,7	2896,1	2598,3
27%	20,5	4442,7	5136	13,0	3269,7	2642,5
28%	8,2	5015,0	5337,6	5,8	3291,5	2552,6
29%	8,2	4770,8	5151,8	8,7	2861,2	2642
30%	6,1	3521,0	4982,1	5,8	2226,8	2830,3
31%	8,2	3067,9	5363,8	2,9	1666,0	3214
32%	6,1	2643,1	6346	4,3	1451,0	3451,5
33%	6,1	2320,9	6085,9	4,3	1297,6	3819
34%	2,0	2114,8	5662	2,9	1295,7	3989,5
35%	4,1	1755,7	5312	1,4	1267,6	2872,5
36%	4,1	1308,2	4716	2,9	1326,4	2455,3
37%	6,1	1183,8	3610	1,4	1035,9	2133,7
38%	2,0	1048,3	3048,5	1,4	757,6	1517,7
39%	2,0	753,7	3091,2	1,4	606,3	1293,6
40%	2,0	552,3	3221,9	2,9	501,9	1235,2
41%	2,0	556,3	3224,4	0,0	393,3	1003,4
42%	0,0	503,4	3474,7	0,0	419,6	872,3
43%	4,1	359,1	3628,6	1,4	470,9	781,3
44%	0,0	269,7	2975,6	2,9	371,2	975,1
45%	2,0	229,1	2330,1	4,3	127,8	863,8
46%	0,0	192,6	1914,8	2,9	10,3	748,5
47%	2,0	168,3	1550,3	0,0	10,4	651,8
48%	0,0	156,1	1347,4	0,0	1,5	764,2
49%	2,0	156,1	1195	1,4	5,9	909,8
50%	0,0	176,3	1062,4	1,4	7,4	1137,9
51%	4,1	145,9	977,3	2,9	4,4	1187,2
52%	2,0	101,3	779,2	0,0	3,0	1106,4
53%	2,0	87,1	655,9	2,9	0,0	906,9
54%	0,0	54,7	722	0,0	0,0	877,7
55%	2,0	46,6	735,2	0,0	3,0	897,8
56%	0,0	32,4	658,7	1,4	0,0	744,5
57%	2,0	20,3	599,1	0,0	0,0	640
58%	2,0	2,0	533,2	1,4	4,4	417,9
59%	2,0	4,1	462,9	0,0	1,5	296
60%	2,0	6,1	396,5	2,9	4,4	234,4
61%	2,0	0,0	266,2	0,0	0,0	162,1
62%	0,0	6,1	189,6	0,0	0,0	77,4
63%	2,0	4,1	144,8	0,0	0,0	40,3
64%	2,0	2,0	132,1	0,0	0,0	48,1

Probabilidade	DPs de Sapinhoá Norte - Ponto 2					
	Área (km ²) - Verão			Área (km ²) - Inverno		
	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC
65%	0,0	0,0	104,4	1,4	0,0	31
66%	0,0	4,1	119,3	0,0	0,0	23,3
67%	0,0	0,0	115	0,0	1,5	32,6
68%	0,0	0,0	95,8	0,0	0,0	14
69%	0,0	4,1	104,4	0,0	0,0	15,5
70%	0,0	4,1	93,7	1,4	0,0	10,8
71%	0,0	0,0	83,1	0,0	1,5	4,6
72%	0,0	0,0	87,3	0,0	0,0	0
73%	2,0	0,0	38,4	0,0	0,0	4,6
74%	0,0	0,0	25,6	0,0	0,0	6,2
75%	4,1	0,0	14,9	0,0	0,0	4,6
76%	0,0	0,0	12,8	0,0	0,0	4,6
77%	0,0	0,0	4,3	0,0	0,0	3,1
78%	0,0	0,0	10,7	0,0	0,0	0
79%	0,0	0,0	6,4	0,0	0,0	4,6
80%	0,0	0,0	8,5	0,0	1,5	1,5
81%	0,0	0,0	8,5	0,0	0,0	1,5
82%	0,0	2,0	8,5	0,0	0,0	0
83%	0,0	0,0	6,4	0,0	0,0	0
84%	0,0	0,0	6,4	0,0	0,0	0
85%	0,0	0,0	4,3	0,0	0,0	1,5
86%	0,0	0,0	2,1	0,0	0,0	0
87%	0,0	0,0	4,3	0,0	0,0	1,5
88%	0,0	0,0	2,1	0,0	0,0	0
89%	0,0	0,0	2,1	0,0	0,0	0
90%	0,0	0,0	4,3	0,0	0,0	0
91%	0,0	2,0	2,1	0,0	0,0	1,5
92%	0,0	0,0	2,1	0,0	0,0	1,5
93%	0,0	0,0	2,1	0,0	0,0	0
94%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0
95%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0
96%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0
97%	0,0	0,0	2,1	0,0	0,0	0
98%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0
99%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0
100%	2,0	2,0	2,1	1,4	1,5	1,5
Área total (km²)	73219,7	362016,0	380785,5	101131,8	323462,4	330728,2
Probabilidade Ponderada (%)	2,8	11,2	16,6	2,7	10,5	14,3

O **Quadro II.10.4.2-16** mostra a probabilidade ponderada para possíveis acidentes provenientes do DP de Carioca 1 (ponto de modelagem P3).

Quadro II.10.4.2-16 – Probabilidades ponderadas de toque de óleo no CVA Cetáceos – Baleia de Bryde, a partir de vazamentos de 8 m³, 200 m³ e VPC proveniente do DP de Carioca 1 (ponto de modelagem P3), verão e inverno.

Probabilidade	DPs de Carioca 1 - Ponto 3					
	Área (km ²) – Verão			Área (km ²) - Inverno		
	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC
1%	94460,0	67593,2	39903,4	80992,9	75733,5	36740,9
2%	13572,5	28944,3	18187,3	9901,7	18557,7	28781,2
3%	7235,2	22473,0	26535,2	5555,9	23462,2	13408,7
4%	4101,1	21538,8	15804,5	4712,1	27339,0	15231,5
5%	3223,6	16230,4	17497,4	3212,5	15494,3	19613
6%	2654,0	16933,5	16650	2429,9	13848,0	12868
7%	1803,8	15357,3	12446,4	1843,0	12057,2	13057,8
8%	998,9	14979,0	12555,1	1359,8	10826,1	11252,5
9%	629,3	15776,3	14462,9	1114,3	8506,5	7540,7
10%	564,0	18999,4	14802,5	931,2	9319,8	8544,3
11%	390,0	12734,3	11851,6	846,5	9734,3	8580,6
12%	375,7	11224,1	12317,8	643,5	9514,6	8418,4
13%	224,9	9662,7	11949	617,6	11936,6	8953,1
14%	213,4	10916,5	11484	358,0	11038,5	9118,6
15%	142,2	10567,0	9475,9	283,8	10405,2	7952,4
16%	113,7	8768,6	9127,6	170,4	10469,9	8620,3
17%	71,1	9525,6	8636,9	136,7	9270,2	8216,9
18%	34,1	9443,8	9003,4	110,1	9073,3	9180,6
19%	37,0	7763,6	8539,1	103,1	7315,8	9701,4
20%	37,0	6968,5	7471,4	76,4	5951,0	9594,9
21%	37,0	7387,0	6665,1	69,3	5550,5	8132,9
22%	22,7	7639,7	6717,3	63,9	5465,7	9302,8
23%	19,9	7101,6	7379,8	92,3	6012,1	7860,8
24%	14,2	7179,4	7050,4	92,4	5841,7	6348,6
25%	22,7	5621,0	7060,9	74,6	4962,4	5418,4
26%	11,4	5012,6	6726,7	79,9	4075,1	4952,8
27%	11,4	5240,2	6512,7	85,3	3746,8	5452,5
28%	8,5	5550,7	6588,9	40,9	4165,8	5960,5

Probabilidade	DPs de Carioca 1 - Ponto 3					
	Área (km ²) – Verão			Área (km ²) - Inverno		
	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC
29%	8,5	5264,6	6387	14,2	4122,5	6141,2
30%	8,5	4430,4	5961,3	10,7	3564,1	5755,9
31%	0,0	3551,0	5658,7	7,1	2590,7	4509,8
32%	5,7	2579,0	6398,7	5,3	1890,3	4241
33%	5,7	2436,4	6723,9	16,0	1568,4	4479,8
34%	0,0	2214,2	7200,2	7,1	1232,1	4510
35%	5,7	1604,9	7056	3,6	810,0	4685,1
36%	5,7	1099,0	5725,5	10,7	690,7	4513,7
37%	0,0	1076,5	5229,6	7,1	672,8	4217,2
38%	5,7	1142,4	4788,2	5,3	598,7	3604
39%	2,8	1298,2	4174,1	3,6	607,7	3101,2
40%	8,5	1244,3	3905,9	5,3	584,1	2421,7
41%	2,8	644,0	3767,4	0,0	615,1	1873,1
42%	5,7	265,5	3513,8	5,3	625,7	1210,2
43%	0,0	53,5	3328,9	0,0	575,1	1142,9
44%	0,0	28,2	2853,6	3,6	587,6	1151,3
45%	5,7	28,2	2394,9	0,0	564,2	867,7
46%	0,0	25,4	2415,4	0,0	506,2	847,8
47%	2,8	25,4	1815	1,8	289,4	718,7
48%	0,0	14,1	1234,9	1,8	182,6	532,1
49%	2,8	22,5	709,1	1,8	148,3	470,1
50%	2,8	25,4	351,8	0,0	81,5	438,5
51%	0,0	5,6	177,3	0,0	70,6	484,8
52%	0,0	2,8	122	0,0	27,2	483,1
53%	0,0	5,6	87,2	1,8	5,4	483,2
54%	0,0	5,6	93	0,0	10,9	609,5
55%	0,0	8,5	61	0,0	0,0	528,1
56%	2,8	2,8	52,3	1,8	1,8	483,7
57%	2,8	0,0	75,5	1,8	3,6	494,9
58%	0,0	2,8	61	0,0	1,8	502,4
59%	2,8	0,0	49,4	1,8	0,0	522,9
60%	0,0	2,8	37,8	0,0	1,8	357,8
61%	2,8	2,8	32	0,0	1,8	311,1
62%	0,0	0,0	32	1,8	0,0	325,8
63%	0,0	0,0	11,6	0,0	1,8	287
64%	0,0	2,8	17,4	0,0	0,0	318,4
65%	0,0	2,8	8,7	0,0	1,8	348,1
66%	0,0	2,8	11,6	0,0	0,0	287,1
67%	0,0	2,8	0	0,0	0,0	226

Probabilidade	DPs de Carioca 1 - Ponto 3					
	Área (km ²) – Verão			Área (km ²) - Inverno		
	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC
68%	0,0	0,0	8,7	0,0	0,0	203,9
69%	0,0	0,0	5,8	0,0	0,0	163,3
70%	0,0	0,0	2,9	0,0	1,8	163,4
71%	0,0	0,0	2,9	0,0	0,0	137,5
72%	0,0	0,0	2,9	0,0	1,8	143,1
73%	0,0	0,0	0	1,8	0,0	61,4
74%	0,0	0,0	2,9	0,0	0,0	24,2
75%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	14,9
76%	2,8	0,0	0	0,0	0,0	14,9
77%	0,0	0,0	5,8	0,0	0,0	14,9
78%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	11,2
79%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	13
80%	0,0	0,0	2,9	0,0	0,0	5,6
81%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	5,6
82%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	3,7
83%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0
84%	0,0	0,0	2,9	0,0	0,0	3,7
85%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	5,6
86%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	1,9
87%	0,0	0,0	0	1,8	0,0	5,6
88%	0,0	0,0	2,9	0,0	1,8	1,9
89%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	1,9
90%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	1,9
91%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0
92%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	1,9
93%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0
94%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0
95%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0
96%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0
97%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	1,9
98%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0
99%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0
100%	2,8	2,8	2,9	1,8	1,8	1,9
Área total (km ²)	131125,5	416258,5	435970	116122,7	372917,3	378301
Probabilidade Ponderada (%)	1,9	11,2	16,3	2,4	10,7	15,9

O **Quadro II.10.4.2-17** mostra a probabilidade ponderada para possíveis acidentes provenientes dos DPs de Lula Extremo Sul, Lula Central, Lula Alto, Lula Norte e Lula Oeste (ponto de modelagem P4).

Quadro II.10.4.2-17 – Probabilidades ponderadas de toque de óleo no CVA Cetáceos – Baleia de Bryde, a partir de vazamentos de 8 m³, 200 m³ e VPC proveniente dos DPs de Lula Extremo Sul, Lula Central, Lula Alto, Lula Norte e Lula Oeste (ponto de modelagem P4), verão e inverno.

Probabilidade	DPs de Lula Extremo Sul, Lula Central, Lula Alto, Lula Norte e Lula Oeste - Ponto 4					
	Área (km ²) - Verão			Área (km ²) - Inverno		
	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC
1%	52934,5	54588,5	41880,8	64597,7	56324,5	34836,2
2%	7496,0	14822,0	13876,4	8745,1	25354,9	21175,3
3%	5430,7	22805,6	12585,1	6380,0	15097,1	18340,4
4%	4420,2	21732,9	15818,2	4837,7	10970,2	17227,2
5%	3989,0	19537,5	20086,6	3666,6	11548,9	13882,6
6%	3376,2	17817,4	16490,1	2504,0	11758,2	11721
7%	2976,8	14709,7	18881,2	2035,0	9996,0	8939,5
8%	2312,9	14676,7	16566,6	1559,1	9448,3	10058,7
9%	1630,9	11480,2	13351,4	1258,5	9603,2	9218
10%	1261,4	11390,6	10776,2	941,4	9002,2	9510,5
11%	942,7	12340,7	8870,6	811,0	7997,1	8017,3
12%	701,1	11525,1	7305,4	662,8	7870,4	6477,6
13%	623,1	10542,0	7823,8	561,2	7732,6	5774,5
14%	515,6	10607,7	9325,3	375,6	8201,9	6154,2
15%	417,6	8877,8	9472	394,8	7536,0	5725,9
16%	248,0	7926,8	8523,9	326,2	6032,2	5262,5
17%	154,3	8185,8	7816,8	300,1	5490,2	5484,8
18%	72,3	9492,6	5821,2	260,5	5215,0	5523
19%	62,6	9637,0	5589,3	163,2	5046,0	5474,4
20%	48,9	9543,3	5638,3	152,3	5012,1	5985,9
21%	33,2	9798,2	5439,3	138,6	5746,9	5700,7
22%	39,1	8863,3	5246	168,8	7343,0	4838,4
23%	31,3	7355,1	5425,9	155,1	7117,9	4297,2
24%	19,5	6073,4	5978,9	133,1	7032,4	4299,1
25%	23,5	4780,3	7197,7	91,9	6740,2	4164,4
26%	17,6	3818,6	7393,7	101,5	5719,7	3929,4
27%	13,7	2905,2	5952,6	82,3	4664,3	3695,9

Probabilidade	DPs de Lula Extremo Sul, Lula Central, Lula Alto, Lula Norte e Lula Oeste - Ponto 4					
	Área (km ²) - Verão			Área (km ²) - Inverno		
	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC
28%	13,7	2613,2	5337,8	49,4	3718,9	3993,5
29%	7,8	2546,0	4729,5	27,4	3273,9	4411,9
30%	3,9	2019,3	4251,2	17,8	2626,9	4165,8
31%	11,7	2128,9	4771,4	6,9	2213,4	4542,5
32%	3,9	2192,5	5669,5	8,2	1756,3	5234,5
33%	5,9	2113,0	5693,3	1,4	1674,2	5453,2
34%	5,9	1940,5	5954,5	2,7	1567,8	4908,5
35%	3,9	1652,0	5465,5	2,7	1584,6	4453,9
36%	2,0	1257,0	4557,3	2,7	1487,1	4173,4
37%	2,0	842,5	4374,9	4,1	1237,1	3254,4
38%	2,0	656,2	4635,2	4,1	1013,2	3031,9
39%	2,0	547,0	4450,9	1,4	846,7	3141,7
40%	0,0	411,8	3926,6	0,0	821,7	2696,2
41%	5,9	394,1	2472,4	1,4	804,3	2285,1
42%	2,0	295,3	1978,1	0,0	730,7	2103,2
43%	3,9	219,6	1715,6	2,7	675,6	1890,2
44%	2,0	152,2	1635,7	1,4	719,9	1724,7
45%	2,0	102,7	1459,5	0,0	771,1	1675,4
46%	0,0	90,8	1229,2	0,0	974,9	1589,2
47%	2,0	69,1	1389,8	0,0	1070,7	1450,1
48%	2,0	77,0	1480,4	1,4	1059,4	1147,1
49%	2,0	61,2	1312,9	1,4	1032,9	894,2
50%	0,0	9,9	1374,5	1,4	1001,2	819,9
51%	3,9	7,9	1293,9	0,0	933,8	798,5
52%	0,0	2,0	1291,9	0,0	885,7	776,2
53%	0,0	5,9	973,3	0,0	942,8	887
54%	2,0	9,9	1169,3	4,1	874,2	796,7
55%	0,0	0,0	988,9	1,4	827,3	665,7
56%	3,9	0,0	614,6	1,4	877,8	652
57%	0,0	4,0	442,3	0,0	759,5	572,6
58%	0,0	2,0	314,9	4,1	507,8	566,1
59%	0,0	0,0	326,7	0,0	366,0	544,2
60%	0,0	0,0	201,2	2,7	201,9	622,2
61%	0,0	2,0	145,5	0,0	93,4	710,1
62%	0,0	0,0	63,8	0,0	58,6	856,1
63%	2,0	0,0	27,9	1,4	37,7	838,8
64%	0,0	2,0	24	1,4	37,7	731,7
65%	0,0	0,0	6	0,0	34,9	684,8
66%	0,0	4,0	16	1,4	22,3	738,4

Probabilidade	DPs de Lula Extremo Sul, Lula Central, Lula Alto, Lula Norte e Lula Oeste - Ponto 4					
	Área (km ²) - Verão			Área (km ²) - Inverno		
	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC
67%	0,0	0,0	14	0,0	1,4	713,8
68%	2,0	2,0	20	0,0	0,0	629,6
69%	2,0	0,0	8	1,4	0,0	649,8
70%	0,0	0,0	20	0,0	0,0	617,7
71%	0,0	0,0	14	2,7	2,8	716,8
72%	0,0	0,0	10	0,0	0,0	724,3
73%	0,0	0,0	6	0,0	0,0	677,2
74%	0,0	0,0	6	0,0	0,0	587
75%	2,0	0,0	4	0,0	0,0	424,9
76%	0,0	0,0	8	0,0	2,8	271,5
77%	0,0	0,0	6	0,0	0,0	174,2
78%	0,0	2,0	2	0,0	0,0	140,3
79%	0,0	0,0	2	0,0	0,0	127,1
80%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	94,7
81%	0,0	0,0	4	0,0	0,0	76,9
82%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	26,6
83%	0,0	0,0	4	0,0	0,0	7,4
84%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	5,9
85%	0,0	0,0	2	0,0	0,0	4,4
86%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	1,5
87%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	1,5
88%	0,0	0,0	2	0,0	0,0	0
89%	0,0	0,0	2	0,0	0,0	1,5
90%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0
91%	0,0	0,0	2	0,0	0,0	1,5
92%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0
93%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0
94%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	1,5
95%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0
96%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0
97%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0
98%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0
99%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0
100%	2,0	2,0	2	1,4	1,4	1,5
Área total (km²)	89899,0	368271,5	387037,2	101566,0	319733,7	332875,3
Probabilidade Ponderada (%)	3,0	11,2	16,4	2,8	13,4	17,9

O **Quadro II.10.4.2-18** mostra a probabilidade ponderada para possíveis acidentes provenientes do DP de Lula Área de Iracema Norte (ponto de modelagem P5).

Quadro II.10.4.2-18 – *Probabilidades ponderadas de toque de óleo no CVA Cetáceos – Baleia de Bryde, a partir de vazamentos de 8 m³, 200 m³ e VPC proveniente do DP de Lula Área de Iracema Norte (ponto de modelagem P5), verão e inverno.*

Probabilidade	DP de Lula Área de Iracema Norte - Ponto 5					
	Área (km ²) – Verão			Área (km ²) - Inverno		
	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC
1%	21001,7	31412,7	38124,8	4246,5	7569,8	29397,4
2%	2742,5	5825,0	20838,8	1074,5	1892,0	11840
3%	1031,9	3047,5	16403,1	559,6	1475,8	9233,2
4%	430,8	1670,2	13246,3	356,6	994,0	6165,8
5%	252,1	1101,3	16797,9	256,3	860,7	6032,1
6%	158,4	758,8	16076,4	177,7	913,0	4928,5
7%	114,3	555,9	9144,9	119,6	594,2	4250,6
8%	82,5	307,0	7304,4	85,1	385,3	3632,9
9%	63,2	200,9	6733,9	64,0	387,8	3185,9
10%	47,9	175,0	6548,4	55,7	277,5	2361,8
11%	36,4	135,9	7450,1	47,0	224,5	1797,5
12%	27,6	83,8	7378,6	39,8	170,1	1802
13%	23,5	63,0	5743,9	28,7	104,5	1906,3
14%	16,7	36,8	4891,5	19,8	78,4	1885,9
15%	12,7	25,1	3362,1	16,4	60,6	2065
16%	9,9	21,4	2967,9	11,2	43,6	2054,3
17%	7,7	17,8	2289,1	9,1	38,1	1992,3
18%	7,2	13,5	2133,1	6,7	27,4	2101,5
19%	4,8	9,9	1899,1	6,7	25,4	2049,5
20%	2,9	9,3	1530,6	4,5	15,1	2212,2
21%	2,8	6,1	1255,8	4,4	11,8	2069,5
22%	2,4	4,7	1172,1	2,9	6,6	1960,3
23%	3,1	3,8	872,2	2,7	5,9	1624,5
24%	1,1	2,7	644,3	2,0	3,9	1450,3
25%	2,0	2,0	508,6	1,7	3,5	1411,5
26%	1,7	1,8	517,1	1,0	1,9	1269,7
27%	0,6	1,6	462	1,0	2,0	1115,6
28%	0,6	1,8	356,3	0,9	1,3	1009,3

Probabilidade	DP de Lula Área de Iracema Norte - Ponto 5					
	Área (km ²) – Verão			Área (km ²) - Inverno		
	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC
29%	0,6	1,1	210,1	0,7	1,1	826,8
30%	0,6	0,5	209,4	0,4	1,3	908
31%	0,9	0,5	201,6	1,1	0,5	746
32%	0,4	1,1	230	0,2	0,8	549
33%	0,6	1,1	190,4	0,3	0,7	560,2
34%	0,9	0,7	143	0,3	0,4	613
35%	0,2	0,0	151,6	0,3	0,4	700,7
36%	0,2	0,7	143,9	0,1	0,8	776,6
37%	0,2	0,5	134,4	0,1	0,3	772,6
38%	0,2	0,0	60,3	0,1	0,1	529,7
39%	0,2	0,0	32,7	0,1	0,4	291,9
40%	0,4	0,5	9,5	0,1	0,5	221
41%	0,0	0,0	12,9	0,0	0,1	229,4
42%	0,0	0,5	11,2	0,1	0,1	247,2
43%	0,2	0,2	5,2	0,1	0,1	225,9
44%	0,2	0,2	6	0,0	0,0	139,3
45%	0,0	0,0	4,3	0,0	0,1	56,9
46%	0,0	0,0	4,3	0,0	0,1	45
47%	0,0	0,0	2,6	0,1	0,1	44,1
48%	0,0	0,0	0,9	0,0	0,1	23,8
49%	0,0	0,2	1,7	0,0	0,1	23,8
50%	0,4	0,2	4,3	0,0	0,0	21,2
51%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	14,4
52%	0,0	0,2	2,6	0,0	0,1	16,1
53%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	11,9
54%	0,0	0,0	0,9	0,0	0,1	9,3
55%	0,0	0,0	2,6	0,0	0,0	10,2
56%	0,0	0,0	1,7	0,0	0,1	5,9
57%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	4,2
58%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	1,7
59%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	1,7
60%	0,2	0,0	1,7	0,0	0,0	2,5
61%	0,0	0,2	0,9	0,0	0,0	0,8
62%	0,0	0,0	0	0,0	0,1	1,7
63%	0,0	0,0	0,9	0,0	0,0	0,8
64%	0,0	0,0	0,9	0,0	0,0	2,5
65%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0
66%	0,0	0,0	0,9	0,0	0,1	0,8
67%	0,0	0,0	0,9	0,0	0,0	0

Probabilidade	DP de Lula Área de Iracema Norte - Ponto 5					
	Área (km ²) – Verão			Área (km ²) - Inverno		
	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC
68%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0
69%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0
70%	0,0	0,0	0,9	0,0	0,0	0,8
71%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0
72%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0,8
73%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0
74%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0,8
75%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0
76%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0
77%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0
78%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0,8
79%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0
80%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0
81%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0,8
82%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0
83%	0,0	0,0	0,9	0,0	0,0	0
84%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0
85%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0
86%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0
87%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0
88%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0
89%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0
90%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0,8
91%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0
92%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0
93%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0
94%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0
95%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0
96%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0
97%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0
98%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0
99%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0
100%	0,2	0,2	0,9	0,0	0,1	0,8
Área total (km ²)	26095,6	45503,9	198440	7206,2	16183,4	121447,7
Probabilidade Ponderada (%)	1,5	1,9	6,9	2,4	3,4	9,7

O **Quadro II.10.4.2-19** mostra a probabilidade ponderada para possíveis acidentes provenientes dos DPs de Franco NW e Franco 1 (ponto de modelagem P7).

Quadro II.10.4.2-19 – Probabilidades ponderadas de toque de óleo no CVA Cetáceos – Baleia de Bryde, a partir de vazamentos de 8 m³, 200 m³ e VPC proveniente do DPs de Franco NW e Franco 1 (ponto de modelagem P7), verão e inverno.

Probabilidade	DPs de Franco NW e Franco 1 - Ponto 7					
	Área (km ²) - Verão			Área (km ²) - Inverno		
	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC
1%	76023,3	84559,0	39314,3	97662,7	48190,5	51918,9
2%	15142,6	27388,2	13745,1	14338,1	16679,4	15337,1
3%	8402,6	17203,9	13480,5	6625,9	17017,5	13217,8
4%	5268,3	20327,3	15159,9	3891,3	14298,2	13507,4
5%	2827,9	21377,7	12073	3051,1	10916,4	13762,6
6%	1680,0	14042,6	11457,7	2996,3	10903,7	13736,2
7%	1265,0	9180,2	13679,4	2647,9	11237,0	8988,4
8%	886,7	9059,8	11116,8	2358,4	13528,1	8071,2
9%	592,6	8551,5	9961,4	1577,9	11607,7	8478,9
10%	484,8	7352,4	8660,9	964,1	8944,4	8045
11%	422,8	6570,9	9373,2	588,7	8689,7	8407,9
12%	425,3	7274,0	8217,1	497,4	8778,0	9129,5
13%	223,0	8383,8	6650,2	280,2	7887,0	7533,6
14%	96,6	8531,9	4906,6	269,6	9718,8	6578
15%	66,7	7693,7	4360	210,1	10506,8	6002,5
16%	36,8	6678,3	3517,4	171,5	10899,7	5640,7
17%	23,0	6898,9	3079	98,0	11649,9	5993,8
18%	34,5	7109,2	3459	54,3	11040,2	6507,4
19%	34,5	7687,2	3786,6	47,3	9477,1	6942,2
20%	20,7	8477,4	4080,1	45,5	8416,1	7880,8
21%	13,8	9284,7	4409,2	24,5	7162,7	9164,1
22%	11,5	10396,2	4365,3	40,3	7138,4	7393,3
23%	16,1	10036,3	4044,1	17,5	5579,6	7215,1
24%	18,4	8169,2	4367	10,5	4584,3	7976,6
25%	20,7	7071,0	4862,7	17,5	4775,1	7105
26%	23,0	6851,7	5151,4	14,0	4787,5	5432,2
27%	13,8	6274,2	5224	14,0	4591,7	4512,7
28%	2,3	5517,0	5436,3	7,0	3839,0	4263,4

Probabilidade	DPs de Franco NW e Franco 1 - Ponto 7					
	Área (km ²) - Verão			Área (km ²) - Inverno		
	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC
29%	6,9	5165,9	6414,4	3,5	3755,4	4449,6
30%	13,8	5522,3	7179,2	5,3	3358,2	4541,3
31%	4,6	6118,2	6737	3,5	3185,5	4426,7
32%	6,9	6397,6	6228,3	3,5	3470,3	4462
33%	2,3	5337,1	7505,1	3,5	3319,6	5159,6
34%	6,9	4321,1	8062	7,0	3473,1	4791
35%	4,6	3311,3	8056,1	1,8	3270,3	4991,3
36%	4,6	2677,0	7959,4	5,3	3028,0	5123,4
37%	0,0	1885,4	7737,7	1,8	2884,3	4235,7
38%	6,9	1298,0	8163,7	0,0	2684,7	3387,6
39%	6,9	1108,9	8009,2	1,8	3006,9	2872,9
40%	2,3	1016,0	6360,3	0,0	3083,1	2654,9
41%	2,3	719,0	5553,9	3,5	3215,0	2674,1
42%	0,0	346,6	5709	0,0	3395,9	2936,5
43%	2,3	179,5	5370,3	1,8	3078,2	2806,6
44%	2,3	161,1	4542,5	3,5	1939,9	2608,7
45%	4,6	117,4	5446,8	1,8	1286,4	2720,7
46%	0,0	64,5	4228,1	1,8	910,1	2860,2
47%	0,0	13,8	2849,6	0,0	683,7	3171,6
48%	0,0	9,2	2169,8	0,0	607,9	3114,2
49%	0,0	9,2	1834,7	3,5	623,9	3105,1
50%	0,0	2,3	1452,2	3,5	735,8	3259,9
51%	0,0	2,3	1125,9	0,0	735,8	3094,7
52%	2,3	2,3	850,1	1,8	501,7	3257,4
53%	0,0	9,2	697,3	1,8	334,9	4195,4
54%	2,3	4,6	657,2	3,5	354,4	3750,4
55%	0,0	4,6	562,9	0,0	334,9	2516,1
56%	0,0	2,3	423,2	0,0	352,5	1280,6
57%	0,0	2,3	495,2	0,0	196,5	901
58%	0,0	6,9	418,9	0,0	116,9	845,3
59%	0,0	4,6	252,7	0,0	72,6	704,8
60%	0,0	0,0	207,9	0,0	33,6	701,5
61%	0,0	0,0	138	0,0	7,1	828
62%	0,0	2,3	85,9	0,0	0,0	915,4
63%	2,3	0,0	29,4	0,0	1,8	792,6
64%	2,3	2,3	18,1	0,0	0,0	726,5
65%	0,0	0,0	15,9	1,8	1,8	794,2
66%	0,0	0,0	18,1	0,0	0,0	906,7
67%	0,0	0,0	9,1	0,0	0,0	835,6

Probabilidade	DPs de Franco NW e Franco 1 - Ponto 7					
	Área (km ²) - Verão			Área (km ²) - Inverno		
	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC
68%	2,3	0,0	15,9	1,8	5,3	814,2
69%	0,0	2,3	0	0,0	0,0	577,2
70%	0,0	0,0	13,6	0,0	0,0	479,2
71%	0,0	0,0	4,5	0,0	0,0	176,4
72%	0,0	0,0	11,3	0,0	0,0	42,7
73%	0,0	4,6	4,5	0,0	0,0	17,8
74%	0,0	0,0	2,3	0,0	0,0	3,6
75%	0,0	0,0	6,8	0,0	0,0	5,3
76%	0,0	0,0	2,3	0,0	0,0	1,8
77%	0,0	0,0	6,8	0,0	0,0	1,8
78%	0,0	0,0	2,3	0,0	0,0	1,8
79%	0,0	0,0	6,8	1,8	0,0	0
80%	0,0	0,0	2,3	0,0	0,0	1,8
81%	0,0	0,0	4,5	0,0	0,0	5,3
82%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0
83%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	1,8
84%	0,0	0,0	4,5	0,0	0,0	0
85%	0,0	0,0	0	0,0	1,8	0
86%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0
87%	0,0	0,0	6,8	0,0	0,0	0
88%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	1,8
89%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0
90%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0
91%	0,0	0,0	2,3	0,0	0,0	0
92%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0
93%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0
94%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0
95%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0
96%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0
97%	0,0	0,0	2,3	0,0	0,0	1,8
98%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0
99%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0
100%	2,3	2,3	2,3	1,8	1,8	1,8
Área total (km ²)	114169,3	403782,5	371614,9	138592,3	360894,1	388277,8
Probabilidade Ponderada (%)	2,0	12,3	20,1	2,1	15,1	19,9

O **Quadro II.10.4.2-20** mostra a probabilidade ponderada para possíveis acidentes provenientes dos DPs de Franco Sul e Franco SW (ponto de modelagem P8).

Quadro II.10.4.2-20 – Probabilidades ponderadas de toque de óleo no CVA Cetáceos – Baleia de Bryde, a partir de vazamentos de 8 m³, 200 m³ e VPC proveniente do DPs de Franco Sul e Franco SW (ponto de modelagem P8), verão e inverno.

Probabilidade	DPs de Franco Sul e Franco SW - Ponto 8					
	Área (km ²) – Verão			Área (km ²) - Inverno		
	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC
1%	104843,1	58595,9	39111,2	113028,5	50149,0	33868,6
2%	17362,9	23927,2	16277,8	17013,6	22702,4	19224,4
3%	9009,5	26935,3	16818,6	9219,8	17740,9	14229,9
4%	5426,8	25218,7	18954,4	5343,5	23344,7	25294,7
5%	3724,1	18226,5	21946,6	3535,5	19352,8	19293,5
6%	2434,7	18269,2	20084	2251,5	15149,2	16046,7
7%	2074,0	12522,3	12928,6	1709,9	9584,6	12589,1
8%	1359,6	10640,2	10357,2	911,0	9568,8	9728,9
9%	882,8	10340,7	9674,8	626,9	9484,5	7240,4
10%	490,6	10243,0	9494,3	484,5	9109,6	6449
11%	323,3	10027,2	8005,9	282,5	8977,6	5545
12%	190,5	9322,2	6900	278,9	8087,6	5423,5
13%	181,8	6905,6	5720,9	247,4	8218,3	6108,8
14%	159,1	6607,4	6421,2	180,7	7923,9	6174,3
15%	169,5	5923,8	6128,9	205,3	7476,2	5042,2
16%	132,8	6116,5	6295,9	150,9	7619,7	4249,2
17%	96,1	7106,1	8401,1	119,3	7547,5	3977
18%	68,2	6646,4	9775,7	91,3	8949,2	4291
19%	80,4	6309,3	8052,5	94,8	8446,6	5194,6
20%	50,7	5729,6	6283,2	36,8	7222,6	4755,6
21%	62,9	5849,6	6041,8	38,6	7090,2	4911,4
22%	26,2	6162,8	5318,2	15,8	6981,6	4898,9
23%	24,5	5872,1	5361,2	17,5	7059,6	4805,6
24%	19,2	5691,0	5144,5	8,8	7670,1	5099,1
25%	10,5	5481,9	5201,5	14,0	7579,4	5583,1
26%	15,7	6094,2	5533,2	14,0	7929,9	5834,2
27%	8,7	6037,5	5579,1	7,0	7867,1	5956,6
28%	5,2	6439,4	5213,7	8,8	7839,2	6966

Probabilidade	DPs de Franco Sul e Franco SW - Ponto 8					
	Área (km ²) – Verão			Área (km ²) - Inverno		
	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC
29%	5,2	6623,2	5655,7	7,0	7072,7	7005,7
30%	12,2	6686,4	6039,9	8,8	6198,9	7328,9
31%	3,5	6458,8	5640,3	7,0	6046,8	7293,2
32%	7,0	5618,8	5466,1	3,5	5991,2	8022,2
33%	1,7	4641,1	6072,7	0,0	5910,8	8505,8
34%	7,0	3642,3	4934,4	1,8	4153,8	7936
35%	1,7	3702,3	4877	7,0	3148,6	6978
36%	1,7	3174,1	5472,3	5,3	2628,2	5981,9
37%	1,7	2585,4	6079,2	7,0	2560,3	6234,2
38%	3,5	2365,6	6555,5	1,8	1843,9	6656,6
39%	0,0	1873,8	6646,4	1,8	1269,8	5890,7
40%	1,7	1302,6	5470,4	0,0	700,6	5111,2
41%	3,5	858,3	4895,8	1,8	391,5	4785,9
42%	1,7	640,8	4857,2	0,0	325,7	4655,3
43%	0,0	489,4	4803,7	0,0	268,7	4499,2
44%	1,7	212,2	4746,7	1,8	247,2	4539,6
45%	1,7	106,6	4644,1	3,5	227,7	4616,5
46%	3,5	40,3	4064	3,5	126,3	4625,3
47%	0,0	35,1	2440,6	3,5	51,6	3745,3
48%	0,0	15,8	1692,6	0,0	26,7	3116,1
49%	3,5	22,8	1111,5	1,8	12,4	2748
50%	0,0	10,5	835,5	0,0	8,9	2060,4
51%	0,0	7,0	855,6	1,8	5,3	1423,4
52%	1,7	8,8	728,1	0,0	5,3	817,8
53%	1,7	5,3	605,4	1,8	3,6	550,1
54%	0,0	5,3	368,9	0,0	7,1	424
55%	0,0	5,3	132,8	3,5	0,0	355,5
56%	1,7	3,5	105,5	0,0	0,0	290,4
57%	1,7	3,5	45,2	1,8	1,8	254,3
58%	1,7	0,0	62,2	0,0	3,6	236,2
59%	0,0	5,3	43,4	0,0	0,0	205,6
60%	1,7	1,8	24,5	0,0	1,8	205,5
61%	0,0	5,3	39,6	5,3	1,8	194,7
62%	1,7	1,8	35,8	1,8	0,0	156,8
63%	0,0	0,0	24,5	1,8	1,8	135,2
64%	0,0	1,8	18,9	0,0	1,8	147,7
65%	0,0	0,0	24,5	0,0	1,8	181,9
66%	0,0	0,0	9,4	0,0	0,0	156,8
67%	0,0	1,8	20,7	0,0	0,0	111,7

Probabilidade	DPs de Franco Sul e Franco SW - Ponto 8					
	Área (km ²) – Verão			Área (km ²) - Inverno		
	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC
68%	1,7	0,0	17	0,0	0,0	135,1
69%	1,7	0,0	13,2	0,0	0,0	109,9
70%	0,0	0,0	15,1	0,0	0,0	118,9
71%	0,0	1,8	13,2	0,0	0,0	180,2
72%	0,0	0,0	13,2	0,0	0,0	127,9
73%	0,0	0,0	11,3	1,8	0,0	68,4
74%	0,0	0,0	7,5	0,0	0,0	14,4
75%	0,0	0,0	3,8	0,0	0,0	18
76%	0,0	0,0	9,4	0,0	0,0	10,8
77%	0,0	0,0	3,8	0,0	0,0	14,4
78%	0,0	1,8	1,9	0,0	1,8	5,4
79%	0,0	0,0	3,8	0,0	0,0	5,4
80%	0,0	0,0	5,7	0,0	0,0	3,6
81%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	3,6
82%	0,0	0,0	3,8	0,0	0,0	0
83%	0,0	0,0	3,8	0,0	0,0	5,4
84%	0,0	0,0	5,7	0,0	0,0	0
85%	0,0	0,0	3,8	0,0	0,0	0
86%	0,0	1,8	1,9	0,0	1,8	5,4
87%	0,0	0,0	5,7	0,0	0,0	1,8
88%	0,0	0,0	1,9	0,0	0,0	1,8
89%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0
90%	0,0	0,0	3,8	0,0	0,0	0
91%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0
92%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0
93%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0
94%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0
95%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	1,8
96%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0
97%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0
98%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0
99%	0,0	0,0	0	0,0	0,0	1,8
100%	1,7	1,8	1,9	1,8	1,8	1,8
Área total (km ²)	149312,9	384411,5	397323,7	156025,4	375926,2	387800,4
Probabilidade Ponderada (%)	1,9	12,5	17,7	1,8	13,6	19,5

O **Quadro II.10.4.2-21** mostra a probabilidade ponderada para possíveis acidentes provenientes de embarcações de apoio de instalação de gasodutos (ponto de modelagem P9).

Quadro II.10.4.2-21 – Probabilidades ponderadas de toque de óleo no CVA Cetáceos – Baleia de Bryde, a partir de vazamentos de 8 m³, 200 m³ e VPC proveniente das embarcações de apoio de instalação de gasodutos (ponto de modelagem P9), verão e inverno.

Probabilidade	Embarcação apoio instalação gasodutos - Ponto 9					
	Área (km ²) - Verão			Área (km ²) - Inverno		
	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC
1%	7003,3	15541,0	21064,9	2462,0	4359,2	6871,0
2%	1420,0	2459,1	3699,6	330,2	953,1	1087,0
3%	415,5	971,2	2630,1	197,7	787,1	1026,4
4%	245,1	532,0	1645,4	167,5	446,1	728,0
5%	104,2	379,9	1141,4	112,6	281,6	475,3
6%	72,2	237,1	816,2	79,4	234,0	391,7
7%	54,5	168,7	420,0	53,6	174,6	414,1
8%	40,1	122,6	286,7	43,7	183,7	324,8
9%	28,9	100,8	236,5	37,0	193,6	323,3
10%	20,1	76,5	169,1	36,7	168,6	328,0
11%	17,7	73,5	124,9	27,0	95,7	245,0
12%	17,8	58,4	121,5	19,4	58,1	187,0
13%	13,9	51,7	104,0	15,8	43,6	128,2
14%	13,3	47,2	89,8	15,1	32,3	110,9
15%	11,6	38,6	61,8	11,8	29,7	97,8
16%	10,3	34,1	49,3	8,7	24,3	101,8
17%	8,5	27,7	40,4	6,7	19,9	64,1
18%	6,2	22,5	25,5	5,7	16,8	42,1
19%	4,5	17,8	20,7	4,9	13,9	39,8
20%	4,6	14,5	12,5	4,1	10,3	31,5
21%	2,8	12,7	7,5	3,6	9,0	24,9
22%	3,1	10,7	7,5	2,9	8,0	20,2
23%	2,4	8,3	5,2	2,6	6,5	10,9
24%	1,8	7,0	3,7	2,1	5,9	9,1
25%	2,0	4,2	3,2	1,9	4,3	7,2
26%	1,8	4,6	3,8	1,3	4,3	6,5
27%	1,7	4,1	2,1	1,2	3,3	6,4
28%	1,3	3,2	2,8	1,2	2,6	5,3
29%	1,4	2,2	1,8	0,9	2,2	4,1

Probabilidade	Embarcação apoio instalação gasodutos - Ponto 9					
	Área (km ²) - Verão			Área (km ²) - Inverno		
	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC
30%	0,6	2,8	1,8	0,9	1,8	3,7
31%	1,3	1,7	1,3	0,6	1,2	3,3
32%	0,7	2,0	1,8	0,7	1,5	2,5
33%	0,8	1,1	1,2	0,6	1,3	2,2
34%	0,7	1,2	0,7	0,4	0,9	1,8
35%	0,7	1,8	1,3	0,4	0,8	1,5
36%	0,6	1,2	0,6	0,4	0,9	1,3
37%	0,7	0,8	0,6	0,3	0,8	1,4
38%	0,4	0,5	0,6	0,3	0,7	1,0
39%	0,2	0,6	0,9	0,2	0,5	0,8
40%	0,5	0,5	0,4	0,3	0,5	1,3
41%	0,1	0,6	0,6	0,2	0,4	0,7
42%	0,2	0,3	0,1	0,2	0,5	0,5
43%	0,3	0,7	0,6	0,1	0,3	0,8
44%	0,3	0,3	0,4	0,1	0,2	0,5
45%	0,1	0,3	0,0	0,1	0,3	0,4
46%	0,3	0,1	0,0	0,1	0,1	0,5
47%	0,1	0,3	0,4	0,1	0,2	0,3
48%	0,0	0,4	0,3	0,0	0,2	0,5
49%	0,1	0,1	0,0	0,1	0,2	0,3
50%	0,3	0,1	0,1	0,0	0,1	0,2
51%	0,1	0,2	0,1	0,0	0,1	0,1
52%	0,1	0,1	0,3	0,0	0,1	0,2
53%	0,1	0,2	0,0	0,0	0,1	0,2
54%	0,0	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1
55%	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,2
56%	0,1	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0
57%	0,1	0,2	0,0	0,0	0,1	0,1
58%	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1
59%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
60%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
61%	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
62%	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
63%	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0
64%	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
65%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
66%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
67%	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1
68%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1

Probabilidade	Embarcação apoio instalação gasodutos - Ponto 9					
	Área (km ²) - Verão			Área (km ²) - Inverno		
	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC
69%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
70%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
71%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
72%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
73%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
74%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
75%	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0
76%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
77%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
78%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
79%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
80%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
81%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
82%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
83%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
84%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
85%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
86%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
87%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
88%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
89%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
90%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
91%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
92%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
93%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
94%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
95%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
96%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
97%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
98%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
99%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
100%	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,1
Área total (km ²)	9540,0	21051,1	32813,3	3664,1	8186,8	13139,3
Probabilidade Ponderada (%)	1,7	1,9	2,2	2,5	3,1	3,7

A presença deste CVA Cetáceos – Baleia de Bryde dentro da área potencialmente afetada por óleo está representada no **Desenho II.10.4-1** ao

Desenho II.10.4-28 do Volume de Cartografia. Segue abaixo resumo de distribuição e tempo de recuperação para este CVA.

Resumo:

CVA	Distribuição	Tempo de Recuperação
Cetáceos – baleia-de-Bryde	Difusa – linha de costa a 300 m	10 anos

5) Cetáceos – Boto-cinza e Toninha

O boto-cinza marinho (*Sotalia guianensis*) é representante da família Delphinidae, a mais diversa dentre os odontocetos. São animais de hábito gregário, sendo encontrados em grupos nas regiões costeiras tropicais e subtropicais da América do Sul e Central, com distribuição desde a Nicarágua até Santa Catarina (JEFFERSON *et al.*, 2008).

A biologia da espécie é bem estudada (BOROBIA & BARROS 1989; BOROBIA *et al.* 1991; SANTOS *et al.* 2001a; Di BENEDITTO & RAMOS 2004; Di BENEDITTO *et al.* 2001a), mas estudos que relatem a estrutura populacional global da espécie são inexistentes, sendo que as informações disponíveis são mais relacionadas a registros para áreas específicas.

Para todo o litoral brasileiro, por exemplo, há registros de captura acidental (SICILIANO, 1994 *apud* MMA, 2001). Ocorrem preferencialmente em regiões costeiras, como baías e desembocaduras de rios (Da SILVA & BEST, 1996) ao longo de toda a costa brasileira.

A maioria dos golfinhos apresenta padrão de residência anual, sugerindo que poucos indivíduos de *S. guianensis* são fiéis a uma área (MARCOS *et al.*, 2007). Entretanto, áreas como as Baías de Guanabara e de Sepetiba/RJ e o estuário de Cananéia/SP, são importantes para esta espécie.

Azevedo *et al.* (2007) coletaram dados sobre o uso de *habitat* marinho de *Sotalia guianensis* na Baía de Guanabara/RJ durante um período de dois anos, onde foram observados golfinhos em águas de 2 a 35 m sendo a maioria avistados em profundidades entre 5,1 e 15,0 m. Os animais avistados ocupavam uma área de 136,9 km², o que representa cerca de 42% da superfície da água da Baía de Guanabara. Observaram também que os indivíduos evitavam os locais

mais degradados da Baía, o que sugere que a degradação do habitat pode afetar a distribuição de *S. guianensis*.

Nery *et al.* (2008) catalogaram os indivíduos da população de *Sotalia guianensis* da Baía de Sepetiba - Rio de Janeiro pelo método de foto-identificação durante o período de fevereiro de 1994 a julho de 2006. Foram catalogados 217 botos. Os autores identificaram a presença numerosa de pares de mães-filhotes ao longo dos 12 anos de estudo e novos indivíduos foram constantemente identificados na área. Os resultados sugerem que parte desta população depende substancialmente do habitat fornecido pela Baía de Sepetiba, tanto para alimentação quanto para fins de reprodução, apesar de haver indivíduos que pouco se utilizam desta área. Flach *et al.* (2008) também observaram *Sotalia guianensis* na Baía de Sepetiba e concluíram que a avistagem dos animais é mais frequente na entrada da baía, onde a coluna de água é maior, e a salinidade e transparência são mais elevadas, quando comparada ao interior da baía, onde o ambiente é mais influenciado por entradas de água doce. Devido às observações durante todo o ano, tais autores indicam que a Baía de Sepetiba é uma área importante para essa espécie na região costeira do Brasil.

Santos & Rosso (2008) descreveram a organização social do *Sotalia guianensis* encontrados no estuário Cananéia – São Paulo, onde foram realizadas observações diretas de 374 grupos distintos (grupos com média de 12 indivíduos, com no máximo 60. Havukainen *et al.* (2011) calcularam a densidade populacional neste grupo através de foto-identificação, marcação e recaptura, observações terrestres e estimativa visual. A densidade total encontrada foi de 12,41 ind/km². Os autores indicaram que a disponibilidade de alimentos pode ser o fator mais importante na distribuição do boto neste estuário.

Em geral esta pode atingir até 30 anos de idade e a maturidade sexual ocorre com pouco mais de 6 anos de idade (RAMOS *et al.*, 2000; ROSAS *et al.*, 2003; SANTOS *et al.*, 2003 *apud* AZEVEDO *et al.*, 2009). Segundo Flores (2002) *apud* Azevedo *et al.* (2009), *S. guianensis* é uma espécie gregária que forma preferencialmente grupos de 1 a 50 indivíduos, embora já tenham sido avistados grupos com mais de 150 botos.

BARCELLOS *et al.* (2003), registraram que num acidente ocorrido em 2000 na Baía de Guanabara (RJ) golfinhos dessa espécie previamente registrados

como habitantes na região, foram afetados pelo óleo derramado. Esses indivíduos teriam se afastado da área atingida, e começaram a retornar a partir do sétimo dia após o acidente, atingindo a totalidade de indivíduos depois de duas semanas. O mesmo estudo, contudo, salienta que os efeitos do acidente na população dos golfinhos não podem ser mensurados em curto prazo.

A espécie está na lista vermelha de espécies ameaçadas de extinção proposta pela IUCN, classificada como Deficiente em Dados, e, no Livro Vermelho do Ministério do Meio Ambiente (MMA, 2008), a espécie é considerada vulnerável para o estado do Paraná.

A toninha (*Pontoporia blainvillei*) é a única representante da família Pontoporiidae. Trata-se da menor espécie de odontocetos presente em águas brasileiras. Ocorre em águas costeiras, especialmente nas zonas estuarinas. Sua distribuição se estende de Itaúnas (ES) até Golfo Nuevo (Argentina), sendo que entre Ubatuba (SP) e Macaé (RJ) e ao sul do estado do Espírito Santo, 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.

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.

Dentre os dados, sobre a biologia reprodutiva, que são necessários para se avaliar um possível impacto na estrutura da população, sabe-se que as fêmeas de toninha têm apenas um filhote de cada vez, que nasce após um período de gestação de 11 meses⁸. Estudos reprodutivos indicam variações ao longo das áreas de distribuição da espécie. No norte do estado do Rio de Janeiro, a maturidade sexual é alcançada aos dois anos de idade para machos e três anos para fêmeas (Di BENEDITTO & RAMOS, 2001 *apud* MMA, 2008). No sul do estado de São Paulo, os dois sexos atingem a maturidade entre 4-5 anos de idade (ROSAS & MONTEIRO-FILHO, 2002 *apud* MMA, 2008). No Rio Grande do Sul, a maturidade sexual é alcançada em torno de 3,5 anos para ambos os sexos

⁸ <http://www.icmbio.gov.br/cma/>

(DANILEWICZ, 2003; DANILEWICZ *et al.*, 2004 *apud* MMA, 2008). O ciclo reprodutivo é anual ou bianual.

Quanto ao comportamento, a toninha vive geralmente em grupos pequenos, de 2 a 5 indivíduos, mas pode formar grupos de poucas dezenas (MMA, 2008).

As toninhas preferem águas turvas rasas, sendo esse um dos fatores que podem indicar os hiatos de distribuição da espécie (PINEDO *et al.*, 1989; BROWNELL, 1989; SICILIANO *et al.*, 2002).

Indivíduos da espécie sofrem grande pressão antrópica devido, principalmente, à captura acidental por redes de emalhe, e esse fato contribui para a toninha estar na lista vermelha de espécies ameaçadas de extinção, proposta pela IUCN, e ser considerado o cetáceo que ocorre em território nacional com maior ameaça de extinção (OTT *et al.*, 2001; IUCN, 2012).

Para fins do cálculo de risco, o CVA Cetáceos – Boto cinza e Toninha foi classificado como difuso, por conta do padrão de distribuição espacial disperso que os grupos apresentam dentro de sua área de ocorrência costeira, com limite batimétrico definido em 50 m de profundidade.

Considerou-se, portanto, nessa abordagem, a falta de informações acerca dos efeitos do óleo sobre essas duas espécies e do processo de reestruturação das populações após um possível acidente que gere mortalidade de indivíduos.

Além disso, ponderou-se o fato destas espécies estarem sob algum grau de ameaça (*Pontoporia blainvillei* na lista nacional de espécies ameaçadas e *Sotalia guianensis* na lista estadual do Paraná), com suas populações já sofrendo pressão de outros impactos antrópicos, sobretudo da captura acidental por redes de pesca.

Assim, optou-se por adotar uma postura mais conservadora e a estimativa de tempo de recuperação para populações desses cetáceos de **10 anos**, como os cetáceos descritos anteriormente.

Esforços de conservação visando a minimização dos principais estressores dessas espécies poderão, em longo prazo, aumentar as taxas de crescimento populacional, proporcionando, no caso de acidentes, a possibilidade de recuperação mais rápida das populações dessas espécies.

Para o cálculo do risco será utilizada a interseção dos contornos de probabilidades de óleo em cada faixa com a área de ocorrência dos botos-cinza e das toninhas, além da média ponderada das probabilidades.

O **Quadro II.10.4.2-22** mostra a probabilidade ponderada para possíveis acidentes provenientes do DP de Sapinhoá Norte (ponto de modelagem P2).

Quadro II.10.4.2-22 – *Probabilidades ponderadas de toque de óleo no CVA Cetáceos – Boto cinza e Toninhas, a partir de vazamentos de 8 m³, 200 m³ e VPC proveniente do DP de Sapinhoá Norte (ponto de modelagem P2), verão e inverno.*

Probabilidade	DP de Sapinhoá Norte – Ponto 2					
	Área (km ²) - Verão			Área (km ²) - Inverno		
	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC
1%	0,0	13029,1	8063,7	0,0	351,3	655,6
2%	0,0	2363,1	4226,2	0,0	0,0	0,0
3%	0,0	2519,3	2124,5	0,0	0,0	0,0
4%	0,0	131,4	3325,7	0,0	0,0	0,0
5%	0,0	0,0	1429,7	0,0	0,0	0,0
6%	0,0	0,0	412,3	0,0	0,0	0,0
7%	0,0	0,0	4,3	0,0	0,0	0,0
8%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Área total (km ²)	0,0	18043,0	19586,4	0,0	351,3	655,6
Probabilidade Ponderada (%)	0,0	1,4	2,3	0,0	1,0	1

O **Quadro II.10.4.2-23** mostra a probabilidade ponderada para possíveis acidentes provenientes do DP de Carioca 1 (ponto de modelagem P3).

Quadro II.10.4.2-23 – *Probabilidades ponderadas de toque de óleo no CVA Cetáceos – Boto cinza e Toninhas, a partir de vazamentos de 8 m³, 200 m³ e VPC proveniente do DP de Carioca 1 (ponto de modelagem P3), verão e inverno.*

Probabilidade	DP de Carioca 1 – Ponto 3					
	Área (km ²) - Verão			Área (km ²) - Inverno		
	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC
1%	550,6	12729,3	12028,1	5,3	2000,6	2497,6
2%	0,0	3187,2	2624,1	0,0	146,0	111,0

Probabilidade	DP de Carioca 1 – Ponto 3					
	Área (km ²) - Verão			Área (km ²) - Inverno		
	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC
3%	0,0	4703,3	3649,2	0,0	23,4	153,4
4%	0,0	4640,5	4096,2	0,0	25,2	179,3
5%	0,0	2507,6	2951,1	0,0	34,2	129,3
6%	0,0	1719,3	2327,5	0,0	12,6	60,9
7%	0,0	1292,8	1605,9	0,0	1,8	31,4
8%	0,0	938,1	1016,2	0,0	7,2	27,7
9%	0,0	825,3	780,4	0,0	0,0	18,4
10%	0,0	2139,8	818,6	0,0	0,0	14,8
11%	0,0	2054,1	844,3	0,0	0,0	5,5
12%	0,0	1436,6	668,4	0,0	0,0	1,8
13%	0,0	419,5	670,4	0,0	0,0	0,0
14%	0,0	25,1	811,1	0,0	0,0	0,0
15%	0,0	25,1	1020,9	0,0	0,0	0,0
16%	0,0	0,0	1440,7	0,0	0,0	0,0
17%	0,0	0,0	1347,4	0,0	0,0	0,0
18%	0,0	0,0	954,0	0,0	0,0	0,0
19%	0,0	0,0	1061,5	0,0	0,0	0,0
20%	0,0	0,0	494,8	0,0	0,0	0,0
21%	0,0	0,0	34,6	0,0	0,0	0,0
22%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Área total (km ²)	550,6	38643,6	41245,4	5,3	2251,1	3231,3
Probabilidade Ponderada (%)	1,0	4,3	6,2	1,0	1,2	1,8

O **Quadro II.10.4.2-24** mostra a probabilidade ponderada para possíveis acidentes provenientes dos DP's de Lula Extremo Sul, Lula Central, Lula Alto, Lula Norte e Lula Oeste (ponto de modelagem P4).

Quadro II.10.4.2-24 – Probabilidades ponderadas de toque de óleo no CVA Cetáceos – Boto cinza e Toninhas, a partir de vazamentos de 8 m³, 200 m³ e VPC proveniente dos DP's de Lula Extremo Sul, Lula Central, Lula Alto, Lula Norte e Lula Oeste (ponto de modelagem P4), verão e inverno.

Probabilidade	DP's de Lula Extremo Sul, Lula Sul, Lula Central, Lula Alto, Lula Norte e Lula Oeste – Ponto 4					
	Área (km ²) - Verão			Área (km ²) - Inverno		
	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC
1%	7,7	11868,9	8357,8	0,0	3207,0	4338,1
2%	0,0	3501,7	3025,2	0,0	0,0	425,6
3%	0,0	3596,0	3589,6	0,0	0,0	2,9

Probabilidade	DPs de Lula Extremo Sul, Lula Sul, Lula Central, Lula Alto, Lula Norte e Lula Oeste – Ponto 4					
	Área (km ²) - Verão			Área (km ²) - Inverno		
	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC
4%	0,0	686,7	2893,7	0,0	0,0	1,5
5%	0,0	975,0	2929,9	0,0	0,0	0,0
6%	0,0	462,7	703,0	0,0	0,0	0,0
7%	0,0	7,9	1136,0	0,0	0,0	0,0
8%	0,0	2,0	1161,3	0,0	0,0	0,0
9%	0,0	0,0	87,3	0,0	0,0	0,0
10%	0,0	0,0	4,0	0,0	0,0	0,0
11%	0,0	0,0	2,0	0,0	0,0	0,0
12%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Área total (km ²)	7,7	21100,8	23889,8	0,0	3207,0	4768,1
Probabilidade Ponderada (%)	1,0	1,9	3,1	0,0	1,0	1,1

O **Quadro II.10.4.2-25** mostra a probabilidade ponderada para possíveis acidentes provenientes do DP de Lula Área de Iracema Norte (ponto de modelagem P5).

Quadro II.10.4.2-25 – Probabilidades ponderadas de toque de óleo no CVA Cetáceos – Boto cinza e Toninhas, a partir de vazamentos de 8 m³, 200 m³ e VPC proveniente do DP de Lula Área de Iracema Norte (ponto de modelagem P5), verão e inverno.

Probabilidade	DP de Lula Área de Iracema Norte – Ponto 5					
	Área (km ²) - Verão			Área (km ²) - Inverno		
	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC
1%	0,0	0,0	4227,4	0,0	0,0	0,0
2%	0,0	0,0	529,9	0,0	0,0	0,0
3%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Área total (km ²)	0,0	0,0	4757,3	0,0	0,0	0,0
Probabilidade Ponderada (%)	0,0	0,0	1,1	0,0	0,0	0,0

O **Quadro II.10.4.2-26** mostra a probabilidade ponderada para possíveis acidentes provenientes dos DPs de Franco NW e Franco 1 (ponto de modelagem P7).

Quadro II.10.4.2-26 – Probabilidades ponderadas de toque de óleo no CVA Cetáceos – Boto cinza e Toninhas, a partir de vazamentos de 8 m³, 200 m³ e VPC proveniente do DPs de Franco NW e Franco 1 (ponto de modelagem P7), verão e inverno.

Probabilidade	DPs de Franco NW e Franco 1 – Ponto 7					
	Área (km ²) - Verão			Área (km ²) - Inverno		
	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC
1%	0,0	17963,1	10687,9	3747,5	5576,5	5364,9
2%	0,0	4170,0	1981,4	137,5	2506,6	917,6
3%	0,0	1930,1	2272,1	0,0	2463,5	1507,4
4%	0,0	2282,2	3603,8	0,0	2567,1	1034,3
5%	0,0	2738,0	2164,1	0,0	2666,8	1866,5
6%	0,0	1889,2	1951,1	0,0	1856,0	2114,4
7%	0,0	898,9	2171,4	0,0	1532,1	1641,5
8%	0,0	749,0	2840,8	0,0	1288,1	1742,6
9%	0,0	9,1	3257,3	0,0	1255,3	1389,2
10%	0,0	4,5	1298,9	0,0	1056,5	1226,4
11%	0,0	2,3	925,3	0,0	945,3	1005,5
12%	0,0	2,3	811,9	0,0	813,4	1079,8
13%	0,0	0,0	586,2	0,0	687,1	1004,2
14%	0,0	0,0	173,6	0,0	708,4	901,0
15%	0,0	0,0	20,2	0,0	566,8	827,0
16%	0,0	0,0	6,7	0,0	643,8	704,8
17%	0,0	0,0	6,7	0,0	735,1	702,4
18%	0,0	0,0	4,4	0,0	908,4	644,1
19%	0,0	0,0	8,9	0,0	776,8	594,8
20%	0,0	0,0	8,9	0,0	779,6	646,9
21%	0,0	0,0	0,0	0,0	607,2	736,4
22%	0,0	0,0	0,0	0,0	561,9	483,6
23%	0,0	0,0	0,0	0,0	433,3	552,0
24%	0,0	0,0	0,0	0,0	381,8	616,4
25%	0,0	0,0	0,0	0,0	461,8	544,3
26%	0,0	0,0	0,0	0,0	331,7	500,9
27%	0,0	0,0	0,0	0,0	251,6	459,2
28%	0,0	0,0	0,0	0,0	204,5	355,7
29%	0,0	0,0	0,0	0,0	189,0	339,6
30%	0,0	0,0	0,0	0,0	189,1	375,2
31%	0,0	0,0	0,0	0,0	189,3	404,6
32%	0,0	0,0	0,0	0,0	236,5	493,9
33%	0,0	0,0	0,0	0,0	63,1	547,7
34%	0,0	0,0	0,0	0,0	19,3	383,3
35%	0,0	0,0	0,0	0,0	3,5	344,8
36%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	306,0
37%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	186,4
38%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	170,4
39%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	174,0

Probabilidade	DPs de Franco NW e Franco 1 – Ponto 7					
	Área (km ²) - Verão			Área (km ²) - Inverno		
	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC
40%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	172,4
41%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	140,7
42%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	149,6
43%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	158,4
44%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	214,8
45%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	230,6
46%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	174,3
47%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	59,9
48%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	14,1
49%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Área total (km ²)	0,0	32638,6	34781,7	3885,0	34457,1	36204,4
Probabilidade Ponderada (%)	0,0	2,4	4,9	1,0	9,2	13,6

O **Quadro II.10.4.2-27** mostra a probabilidade ponderada para possíveis acidentes provenientes dos DPs de Franco Sul e Franco SW (ponto de modelagem P8).

Quadro II.10.4.2-27 – *Probabilidades ponderadas de toque de óleo no CVA Cetáceos – Boto cinza e Toninhas, a partir de vazamentos de 8 m³, 200 m³ e VPC proveniente do DPs de Franco Sul e Franco SW (ponto de modelagem P8), verão e inverno.*

Probabilidade	DPs de Franco Sul e Franco SW – Ponto 8					
	Área (km ²) - Verão			Área (km ²) - Inverno		
	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC
1%	34,9	8778,2	6429,1	2424,6	6624,0	5447,4
2%	0,0	4403,9	1950,6	0,0	1731,3	2515,8
3%	0,0	2860,9	2939,7	0,0	1863,0	2060,1
4%	0,0	3089,0	2233,4	0,0	1602,0	1874,9
5%	0,0	2494,8	2329,5	0,0	1998,5	2091,5
6%	0,0	1549,0	2469,2	0,0	2095,3	2898,3
7%	0,0	418,6	3568,6	0,0	2351,0	4042,7
8%	0,0	56,0	1838,9	0,0	2664,7	4231,0
9%	0,0	0,0	1898,1	0,0	2951,3	1980,6
10%	0,0	0,0	1245,8	0,0	2141,8	1401,7
11%	0,0	0,0	536,7	0,0	1642,9	937,5
12%	0,0	0,0	254,0	0,0	1264,5	1202,1
13%	0,0	0,0	84,6	0,0	1360,0	1434,3
14%	0,0	0,0	1,9	0,0	1074,9	1305,6
15%	0,0	0,0	0,0	0,0	1116,2	854,3

Probabilidade	DPs de Franco Sul e Franco SW – Ponto 8					
	Área (km ²) - Verão			Área (km ²) - Inverno		
	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC
16%	0,0	0,0	0,0	0,0	1084,6	625,4
17%	0,0	0,0	0,0	0,0	1212,5	487,6
18%	0,0	0,0	0,0	0,0	1213,6	545,3
19%	0,0	0,0	0,0	0,0	831,7	543,4
20%	0,0	0,0	0,0	0,0	567,8	443,2
21%	0,0	0,0	0,0	0,0	451,6	464,6
22%	0,0	0,0	0,0	0,0	467,5	550,9
23%	0,0	0,0	0,0	0,0	457,0	597,4
24%	0,0	0,0	0,0	0,0	337,3	487,7
25%	0,0	0,0	0,0	0,0	286,3	441,1
26%	0,0	0,0	0,0	0,0	146,7	365,7
27%	0,0	0,0	0,0	0,0	68,8	311,8
28%	0,0	0,0	0,0	0,0	3,5	292,0
29%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	234,7
30%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	242,0
31%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	87,9
32%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	16,1
33%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Área total (km ²)	34,9	23650,4	27780,0	2424,6	39610,5	41014,7
Probabilidade Ponderada (%)	1,0	2,7	4,8	1,0	8,9	9,0

Não foi modelada probabilidade de toque de diesel marítimo na área de ocorrência do CVA Cetáceos – Boto cinza e Toninhas proveniente de possíveis acidentes provenientes das embarcações de apoio de instalação de gasoduto (ponto de modelagem P9).

A presença deste CVA Cetáceos – Boto cinza e Toninhas dentro da área potencialmente afetada por óleo está representada no **Desenho II.10.4-1** ao **Desenho II.10.4-28** do **Volume de Cartografia**. Segue abaixo resumo de distribuição e tempo de recuperação para este CVA.

Resumo:

CVA	Distribuição	Tempo de Recuperação
Cetáceos - boto-cinza e toninha	Difusa – linha de costa à 50 m	10 anos

6) 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, CHREUBER *et al.*, 2002).

As aves marinhas estão representadas por quatro ordens (BROOKE, 2001), a saber:

- Procellariiformes – Albatrozes, Pardelas, Petréis e Almas-de-mestre;
- Sphenisciformes – Pinguins;
- Pelecaniformes – Atobás;
- Charadriiformes – Maçaricos, Gaivotas, Trinta-réis.

Ao todo, o grupo das aves verdadeiramente marinhas é composto por cerca de 200 espécies, além das mais de cerca de 100 espécies que expandem seus hábitos para regiões terrestres, ou espécies terrestres que interagem nos ambientes costeiros e marinhos (CROXAL, 1987; CHREUBER *et al.*, 2002), não consideradas verdadeiramente marinhas.

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).

Segundo Weimerskirch (2002), os principais itens alimentares das aves marinhas são pequenos peixes pelágicos, crustáceos e moluscos. Por outro lado, são predadas por vários consumidores de topo de cadeia, como tubarões e orcas, além de outras aves (como moleiros e mandriões, entre outras). Além de sua inquestionável importância no contexto da biodiversidade marinha, são importantes para o equilíbrio da estrutura das comunidades biológicas costeiras e oceânicas.

De acordo com o referido autor, as aves marinhas são divididas em costeiras e oceânicas. As diferenças entre os dois grupos são muito nítidas, especialmente

relacionadas ao ciclo de vida, processos reprodutivos, distribuição e dinâmica populacional.

De modo geral, as taxas de crescimento nas aves marinhas como um todo são mais lentas do que em aves terrestres (CHREIBER *et al.*, 2001).

Cerca de 80 espécies de aves marinhas ocorrem no Brasil, tanto nas águas costeiras como na província oceânica. VOOREN *et al.* (1999) registraram o número total de 148 espécies de aves no ambiente costeiro do Brasil, considerando as várias espécies terrestres encontradas nestes ambientes. Os autores destacam o Brasil como um dos países com maior variedade de espécies de aves marinhas do mundo.

Segundo Vooren *et al.* (1999), 37 espécies de aves marinhas que ocorrem no Brasil são visitantes esporádicas, com hábitos migratórios, tanto vindas do norte como do sul. A maioria delas (23 espécies), no entanto, vem do extremo sul (Antártica e ilhas subantárticas), sendo 14 delas do grupo dos albatrozes, petréis e pinguins, que vêm para a costa brasileira durante o inverno antártico. Nove destas são albatrozes e petréis provenientes das latitudes frias entre as Ilhas de Tristão da Cunha e o Continente Antártico. Os autores esclarecem que, para estas aves oceânicas – albatrozes e petréis, a plataforma continental brasileira entre Cabo Frio e Chuí tem a função de área de invernagem, o que explica a forte sazonalidade na sua ocorrência nesta região (meses de inverno).

Quinze espécies de aves marinhas nidificam nas ilhas oceânicas do Brasil, especialmente nos Penedos de São Pedro e São Paulo, e no Arquipélago de Fernando de Noronha. O raro petrel (*Pterodroma hasitata*) é uma espécie ameaçada de extinção. Ele foi encontrado em Trindade e Martim Vaz, onde provavelmente nidifica (VOOREN *et al.*, 1999).

Para 13 espécies de aves marinhas oceânicas, os seis sítios oceânicos do Brasil (Tristão da Cunha e Gough, Fernando de Noronha, Penedos de São Pedro e São Paulo, Trindade e Martin Vaz) constituem as principais e mais importantes áreas de nidificação no Atlântico Sul, o que consolida a importância das ilhas oceânicas do Brasil para a biodiversidade de aves marinhas do país e do Oceano Atlântico como um todo (VOOREN *et al.*, 1999). Aqui ressalta-se que nenhuma destas áreas críticas para a manutenção das populações destas espécies

pelágicas está inserida na Bacia de Santos e na área potencialmente afetada nos cenários acidentais modelados para o presente estudo.

Vooren *et al.* (1999) ressaltam que poucas espécies de Procellariiformes e Charadrii nidificam no Brasil. Dentro destes grupos, do total das 54 espécies que ocorrem habitualmente no ambiente costeiro do Brasil, apenas 9 nidificam no país.

Das 20 espécies que nidificam em ilhas, 4 são petréis da família Procellariidae, 8 são da ordem Pelecaniformes e 8 são da família Laridae. Treze espécies nidificam somente nas ilhas oceânicas, 5 nidificam somente em ilhas costeiras e 2 nidificam tanto em ilhas costeiras como em ilhas oceânicas.

Segundo Olmos (2005), ocorrem no Brasil 17 espécies de aves marinhas presentes na lista das espécies ameaçadas de extinção, 8 delas representadas por albatrozes (6) e petréis (2) visitantes sazonais.

Destaca-se que destas, a única que está inserida na área potencialmente afetada pela óleo no presente estudo é o trinta-réis-real (*Thalasseus maximus*) que nidifica nas ilhas paulistas (OLMOS, 2005).

O autor destaca também a gaivota-de-rabo-preto (*Larus atlanticus*), é bastante vulnerável à perturbação antrópica, 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 e do Brasil (Decreto Estadual nº 42.838/98; Lista Oficial IBAMA, 2003). Em seu amplo estudo, Campos *et al.* (2004) estimam a existência de pelo menos 24.000 indivíduos residentes nas ilhas costeiras paulistas.

Todas as 22 espécies de albatrozes estão ameaçadas de extinção de acordo com a IUCN, sendo que 6 delas ocorrem no Brasil, com ocorrências sazonais nas maiores latitudes do atlântico sul, envolvendo a área potencialmente atingida pelo óleo (litoral da região sul) (Vooren *et al.*, 1999; Projeto Albatroz, 2013).

- Albatroz-de-Tristão (*Diomedea dabbenena*);
- Albatroz-de-sobrancelha-negra (*Thalassarche melanophris*);
- Albatroz de-nariz-amarelo-do-Atlântico (*Diomedea chlororhynchos*);
- Albatroz-viageiro ou albatroz-errante (*Diomedea exulans*);
- Albatroz-real-do-norte (*Diomedea sanfordi*);

- Albatroz-real-do-sul (*Diomedea epomophora*).

Em 2006, o Brasil lançou o Plano Nacional para a Conservação de Albatrozes e Petréis (PLANACAP) para proteger as aves que se alimentam em águas brasileiras, assim como duas espécies de petréis que se reproduzem em território brasileiro, mas não ocorrem na área potencialmente afetada pela mancha: a pardela-de-Trindade (*Pterodroma arminjoniana*) e a pardela-de-asa-larga (*Puffinus lherminieri*) (PROJETO ALBATROZ, 2013).

Apesar da deficiência de informações na literatura científica sobre o monitoramento das aves, é consenso geral entre os pesquisadores e pescadores das regiões sudeste e sul do Brasil que as aves marinhas das ordens Pelecaniformes (atobás, fragatas) e Charadriiformes (gaivotas, trinta-réis) utilizam as ilhas costeiras como locais de nidificação e abrigo (BRANCO, 1999).

Vooren *et al.* (1999), fizeram detalhado diagnóstico das informações disponíveis à época sobre os sítios de reprodução das aves marinhas costeiras na costa brasileira. Os autores identificaram atividade reprodutiva de 10 espécies de aves marinhas em 26 pequenas ilhas ou arquipélagos da Região Tropical Sul, na costa dos estados de Espírito Santo (3 sítios), Rio de Janeiro (6 sítios), São Paulo (10 sítios), Paraná (3 sítios) e Santa Catarina (5 sítios).

Onze espécies de aves marinhas se reproduzem nas regiões costeiras do Rio de Janeiro (COELHO *et al.*, 1991; VOOREN & BRUSQUE, 1999b).

Segundo Alves *et al.*, 2004, a grande quantidade de ilhas, ilhotes, lajes e rochedos existentes no litoral do Rio de Janeiro, especialmente no litoral sul fluminense, favorecem a ocorrência e nidificação de aves marinhas, funcionando também como áreas para pouso, descanso e alimentação. Os autores citam a existência de 79 ilhas distribuídas pelo litoral, com algumas áreas de maior concentração, como Macaé, 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).

Os autores citam também, 32 espécies “marinhas” nestas ilhas do litoral do Rio de Janeiro, mas, dentre elas, estão várias espécies terrestres ou dulciaquícolas, as quais não são consideradas verdadeiramente marinhas. Da lista, destacam-se as seguintes espécies marinhas:

- Fragata (*Fregata magnificens*);

- Atobá (*Sula leucogaster*);
- Gaivotão (*Larus dominicanus*);
- Trinta-réis-real (*Sterna maxima*);
- Trinta-réis-de-bico-amarelo (*S. eurygnatha*);
- Trinta-réis-de-bico-vermelho (*S. hirundinacea*);
- Alma-de-mestre (*Oceanites oceanicus*);
- Pinguim-de-magalhães (*Spheniscus magelanicus*).

Com exceção do alma-de-mestre e do pinguim-de-magalhães, os autores informam atividade reprodutiva das outras 6 espécies em ilhas costeiras do Rio de Janeiro.

As ilhas onde os autores registraram atividade reprodutiva destas espécies foram Cagarras, Redonda, Alfavaca, Pontuda, Casa de Pedra, Palmas, Comprida, todas na região da Baía de Guanabara, e Ilha Grande, Jorge Grego e Laje Branca, no litoral sul (Angra dos Reis e Paraty). No entanto, em várias dezenas de outras ilhas foram registradas atividades de concentração de pouso, alimentar e utilização como dormitório.

Campos *et al.* (2004), no entanto, em longo estudo envolvendo 140 formas insulares emersas exclusivamente marinhas, entre ilhas, ilhotes, lajes e rochedos no litoral paulista, esclarecem que pelo menos 6 espécies de aves marinhas costeiras se reproduzem e formam colônias reprodutivas nas ilhas paulistas:

- Fragata (*Fregata magnificens*);
- Atobá (*Sula leucogaster*);
- Gaivotão (*Larus dominicanus*);
- Trinta-réis-real (*Sterna maxima*);
- Trinta-réis-de-bico-amarelo (*S. eurygnatha*);
- Trinta-réis-de-bico-vermelho (*S. hirundinacea*).

Os autores citam pelo menos 20 ilhas e ilhotas com comprovada atividade reprodutiva de aves marinhas costeiras no litoral paulista, podendo ser listadas por município: 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).

Campos *et al.* (2004) comprovaram atividade reprodutiva ininterrupta, ao longo de todo o ano para fragatas, atobás e trinta-réis (*S. maxima* e *S. eurygnatha*), em Alcatrazes. No entanto, a maior intensidade reprodutiva ocorre nos meses de inverno.

Dentre estas áreas do litoral de São Paulo, destaca-se o Arquipélago de Alcatrazes, uma das maiores colônias de atobás e fragatas do país, juntamente com a Ilha do Castilho (CAMPOS *et al.*, 2004).

Ainda nesse estudo, em São Paulo, o atobá-marrom nidifica em pelo menos 11 ilhas costeiras, e os trinta-réis estabelecem suas colônias reprodutivas em 12 ilhas. O atobá-marrom (*Sula leucogaster*) e o tesourão (*Fregata magnificens*) alcançam nas ilhas costeiras do estado de Santa Catarina, o limite sul da sua distribuição geográfica no Oceano Atlântico.

Interessante notar o inventário feito por Campos *et al.* (2004) das aves marinhas associadas aos píeres e dutos do TASSE - Terminal Aquaviário de São Sebastião, segundo o qual ali se concentram várias centenas (até mais de 2.500 aves em alguns períodos) de trinta-réis adultos e de várias espécies do gênero *Sterna* (*S. hirundo*, *S. hirundinacea*, *S. trudeaui* e *S. eurygnatha*). Foram inclusive relatadas atividades reprodutivas nas pilastras e bases dos dutos. Estas estruturas têm servido também para concentração de outras espécies costeiras, como *S. maxima*, *L. dominicanus* e *S. leucogaster*.

Dentre os estados do sul e sudeste, o Paraná possui o litoral mais curto, com extensão de aproximadamente 107 km, onde ocorrem apenas três aglomerados insulares: Arquipélago dos Currais; Ilhas Itacolomis e Ilha da Figueira (KRULL, 2004).

Krull (2004) detalha o cenário das aves marinhas no litoral do Paraná, indicando a presença de 5 espécies que nidificam nas 3 ilhas costeiras do estado, são elas:

- Atobá marrom – (*Sula leucogaster*);
- Tesourão – (*Fregata magnificens*);
- Andorinha-do-mar-de-bico-amarelo – (*Sterna eurygnatha*);
- Gaivota – (*Larus dominicanus*);
- Andorinha-do-mar-de-bico-vermelho – (*S. hirundinacea*).

O autor destaca o Arquipélago de Currais e as Ilhas Itacolomis como áreas especiais, com grandes concentrações destas aves, especialmente fragatas e atobás.

Segundo Branco (2004), o litoral de Santa Catarina conta com 255 ilhas costeiras, das quais as que ocorrem a maior concentração de aves marinhas costeiras que utilizavam essas áreas para pouso e reprodução, são: Tamboretetes; Itacolomis; Galés; Deserta; Arvoredo; Xavier; Moleques do Sul; Araras e Lobos.

Nestas áreas, o autor cita a presença de 14 espécies de aves marinhas, destacando-se pinguim-de-magalhães (*Spheniscus magellanicus*), atobá (*Sula leucogaster*), fragata ou tesourão (*Fregata magnificens*), gaivotão (*Larus dominicanus*) e trinta-réis (*Sterna hirundinacea* e *S. eurygnatha*).

O autor destaca a presença da gaivota-capuz-de-café (*Larus maculipennis*), e a associação dos trinta-réis (*Sterna trudeaui* e *Sterna superciliaris*) na praia com os bandos dos migrantes austrais gaivotão (*Larus dominicanus*), trinta-réis-de-bico-amarelo (*Sterna eurygnatha*), trinta-réis-real (*Sterna maxima*) e o trinta-réis-de-bico-vermelho (*Sterna hirundinacea*), repartindo com estas aves os recursos de alimento e de espaço durante o outono e inverno.

De acordo com Vooren *et al.* (1999), no Rio Grande do Sul, 7 espécies nidificam no interior e vivem nas praias costeiras durante seu período não reprodutivo. Dentre elas, citam as migratórias:

- Pernilongo (*Himantopus himantopus melanurus*)
- Gaivota-maria-velha (*Larus maculipennis*)
- Trinta-réis-de-coroa-branca (*Sterna trudeaui*)
- Trinta-réis-anão (*Sterna superciliaris*)
- Talha-mar (*Rhynchops nigra intercedens*)

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 invernagem na Patagônia, e os locais de nidificação no Ártico. Nestes locais, as aves acumulam energia suficiente para um voo migratório para o norte. O autor também cita casos como das espécies migratórias de maçaricos (*Calidris fuscicollis* e *Calidris alba*), que pousam no litoral gaúcho na migração de retorno ao Ártico.

Vooren *et al.* (1999) citam ainda censos aéreos de populações de aves marinhas na costa brasileira feitos por Morrison *et al.* (1989), nos quais se constatou que o litoral do Rio Grande do Sul, com suas extensas faixas arenosas contíguas, foi a segunda mais importante da costa do Brasil, com o total de 25.847 aves. Dentre as diversas espécies encontradas, o autor cita os maçaricos (*Calidris fuscicollis*, *Calidris alba* e *Pluvialis dominica*) como principais espécies identificadas.

De acordo com Vooren *et al.* (1999), destaque deve ser dado às duas espécies de Charadriídeos migratórias vindas do sul: a batuíra (*Charadrius falklandicus*) e o maçarico (*Zonibyx modestus*), que utilizam as praias do Rio Grande do Sul em suas rotas migratórias.

Conforme Vooren *et al.* (1999), da mesma forma, os albatrozes da espécie *Diomedea exulans* utilizam as águas do litoral extremo sul do Brasil como importante sítio de alimentação durante o inverno.

Quanto ao pinguim-de-magalhães, Vooren *et al.* (1999) destacam que as águas da plataforma do sul do Brasil (Santa Catarina e Rio Grande do Sul) são parte da área de internada dos juvenis da população da Península de Valdéz, e possivelmente também das aves adultas. Nos meses de inverno, Vooren *et al.* (1999) citam que estes pinguins também ocorrem em quantidades relevantes nos estados do Paraná e São Paulo, sendo registradas centenas de capturas anualmente.

Os efeitos do óleo sobre as aves marinhas são diversos e bem documentados, associados tanto ao efeito físico como químico. Uma vez que as aves marinhas integram vários níveis tróficos de diferentes ambientes costeiros e marinhos, perturbações nas populações dessas espécies podem provocar distúrbios no equilíbrio trófico do ecossistema marinho/costeiro, resultando em alterações estruturais e funcionais que podem demorar vários anos para se restabelecer (BALSEIRO *et al.*, 2005; UNIVERSITY COLLEGE DUBLIN, 2008).

Em sua extensa revisão sobre avaliação de impactos do óleo sobre o meio biótico, French-McCay (2009) ressalta o consenso geral de que as aves marinhas contaminadas por petróleo têm uma taxa de sobrevivência muito reduzida. Isto ocorre mesmo quando recuperadas e tratadas diante da grande variedade de

impactos gerados pelo óleo, como hipo ou hipertermia, perturbações pulmonares, intoxicação, perda da capacidade de voo, entre muitos outros.

A autora cita que, em muitos casos, a morte das aves não é imediata após o contato e que as taxas de mortalidade são altas. Diante desse fato, a simples contagem de indivíduos recolhidos mortos ou resgatados nas operações de contingência não é um indicador seguro das taxas de mortalidade, uma vez que vários animais morrem longe das áreas atingidas, afundam ou são predados. Modelagens têm sido utilizadas para estimar as taxas de perdas populacionais em aves marinhas afetadas por óleo (PAGE *et al.*, 1990).

Carter *et al.* (2003), estudando os efeitos do vazamento do navio Apex Houston ocorrido em 1986 na Califórnia (com 616 barris de óleo derramados), contabilizaram 3.364 aves petrolizadas e vivas, 5.880 aves mortas recolhidas nas praias, 1.333 aves mortas recolhidas no mar e um total de 10.577 aves debilitadas ou mortas petrolizadas.

Outros eventos com mortalidades intensas de aves marinhas foram (API, 1985):

- *Gerd Maersk* (Rio Elber - Alemanha – 1955) - 275.000 aves
- *Torrey Canyon* (Costa sudoeste da Inglaterra – 1967) - 30.000 aves
- *NE Britain* (costa nordeste da Inglaterra – 1970) - 50.000 aves
- Guerra do Golfo (Iraque – 1990-1991) - > 30.000 aves (NRC, 2003)

Balseiro *et al.* (2005), avaliaram um total de 2.465 aves marinhas que vieram a óbito ou foram recolhidas em vida, na costa, após o acidente do Prestige na Espanha ocorrido em 2002, identificando patologicamente os impactos gerados. Dentre as várias perturbações fisiológicas citadas, a desidratação e a exaustão como principais causas de mortalidade (BALSEIRO *et al.*, 2005; ALONSO-ALVAREZ *et al.*, 2007).

Mais recentemente, no acidente com a plataforma *Deep Water Horizon*, foram contabilizadas mais de 10.000 aves marinhas afetadas, com mais de 3.000 indivíduos mortos recolhidos nas praias (BARRON, 2011).

No entanto trabalho do *National Research Council* (NRC, 2003) ressalta que o número de aves marinhas afetadas por um vazamento de óleo está mais relacionado com a localização e o momento do acidente do que simplesmente com o volume vazado.

French-McCay (2009) cita Ford (1985), que estimou as probabilidades de contato e mortalidade das aves marinhas atingidas por óleo, de acordo com o hábito e características ecológicas das espécies. As estimativas foram de 90% para aves que vivem em contato frequente e direto com a superfície (trinta-réis, gaivotas, atobás) e de 35% para aquelas que passam a maior parte do tempo voando, como os Procelariformes (albatrozes, petréis), uma vez que estas últimas não entram em contato com a água com tanta frequência e são, portanto, menos afetadas. Além disso, há registros de que algumas espécies, como petréis, evitam efetivamente o contato com o óleo. Fortes evidências sugerem que os indivíduos do gênero *Fulmarus*, por exemplo, evitam deliberadamente pousar na superfície do mar poluída com óleo pesado (LORENTSEN & ANKER-NILSSEN, 1993).

Considerando o hábito gregário e colonial nos períodos reprodutivos da grande maioria das espécies, é de se esperar que vazamentos ocorridos nestas épocas resultem em impactos muito maiores do que quando as populações estão dispersas no oceano (NRC, 2003). No que se refere à área de estudo, 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 para se estudar tal resiliência. Populações de aves marinhas de altas latitudes, naturalmente apresentam falhas reprodutivas esporádicas (HARRIS & WANLESS, 1991; WOOLLER *et al.*, 1992) e da mortalidade localizada associada às variações no fornecimento de alimentos ou tempestades severas (HARRIS & WANLESS, 1984). Ainda, devido a alta expectativa de vida, a perda de oportunidades de reprodução de um ou vários anos, pode ter um efeito relativamente pequeno a 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 9 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 7 e 9 anos.

Como visto anteriormente, diante das características ecológicas intrínsecas dos dois grupos tipológicos de aves marinhas, há diferenças nos tempos de recuperação entre aves costeiras e oceânicas. 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).

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 na 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 9 ou 10 anos após o vazamento. Muitos destes impactos estão associados aos hábitos destas espécies, normalmente costeiras, que se alimentam em áreas cronicamente contaminadas.

Kingston (2002) citando os impactos do Exxon Valdez sobre Charadriiformes do gênero *Uria*, estima que, para o grupo como um todo (Charadriiformes), observou-se uma efetiva recuperação entre 9 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, Barcelos *et al.* (2003) 83,5% das aves marinhas resgatas estavam vivas, e destas 44% foram devolvidas ao ambiente.

Considerando todo 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. Assim, de forma conservadora, observa-se que **10 anos** é um tempo de recuperação efetivo para aves marinhas contaminadas por vazamentos de óleo. Este valor foi adotado tanto para aves costeiras como para as aves oceânicas, considerando o pior cenário, para aves oceânicas, que representam o grupo mais sensível, conforme descrito anteriormente.

Por outro lado, em cenários acidentais nos meses com ausência de espécies migratórias ou épocas reprodutivas, o menor número de animais atingidos refletirá num menor tempo de recuperação das populações.

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. Dentre elas, destacam-se gaivotas, atobás e trinta-réis. As 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).

De acordo com Dorward (1962) *apud* Branco (2004), os filhotes do atobá-marrom (*Sula leucogaster*), espécie abundante na costa brasileira, estão emplumados e aptos ao voo com aproximadamente 120 dias de idade. Colônias de atobás e fragatas permanecem em atividade reprodutiva por todo o ano. As gaivotas, por exemplo, grupo costeiro mais abundante, se reproduzem anualmente, durante os meses de inverno, nidificando em costões rochosos, botando três a quatro ovos que são incubados por cerca de 30 dias (NOVELLI, 1997; WATSON, 1975). Na Baía de Guanabara – Rio de Janeiro, são encontradas em torno de 199 espécies de aves, sendo 71 aquáticas. O biguá (*Phalacrocorax brasilianus*) foi a espécie mais abundante observada por Alves *et al.* (2011), em todas as áreas estudadas.

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 2 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. 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 2 a 11 anos (Projeto Albatroz, 2013⁹).

A vida longa e a baixa taxa de fecundidade são características que tornam as espécies que vivem em ambiente oceânico, especialmente os albatrozes,

⁹ <http://www.projetoalbatroz.org.br/>

extremamente sensíveis, em termos de capacidade de recuperação, aos diversos impactos antrópicos, especialmente à pesca e aos vazamentos de petróleo.

Das 200 espécies de aves marinhas oceânicas, mais de 90% são coloniais, agregando até milhares de indivíduos nos períodos reprodutivos (CHREUBER *et al.*, 2001; COULSON, 2001). Nestes períodos, é frequente a necessidade dos pais 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).

O CVA Aves Marinhas será tratado como difuso, uma vez que as populações destas espécies ocorrem em toda a área de interesse. Mesmo com locais específicos conhecidos e próprios de ninhais, pelas peculiaridades deste empreendimento *offshore*, as aves que estão difusas por toda a área da mancha, seja para repouso ou alimentação, estão mais vulneráveis a serem atingidas em caso de possíveis acidentes, com maiores probabilidades na área oceânica que na costeira.

Por estar distribuído ao longo da mesma área que o CVA Plâncton (1), as médias ponderadas das probabilidades de toque de óleo neste CVA são as mesmas apresentadas no **Quadro II.10.4.1-1** até o **Quadro II.10.4.2-8**.

A presença deste CVA Aves marinhas dentro da área potencialmente afetada por óleo está representada no **Desenho II.10.4-1** ao **Desenho II.10.4-28** do **Volume de Cartografia**. Segue abaixo resumo de distribuição e tempo de recuperação para este CVA.

Resumo:

CVA	Distribuição	Tempo de Recuperação
Aves Marinhas	Difusa – toda área oceânica	10 anos

7) 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.

Um importante aspecto a ser considerado para se estimar os possíveis danos ambientais de um derramamento de óleo sobre a atividade pesqueira é aquele relacionado à época de reprodução dos estoques pesqueiros, uma vez que o ictioplâncton é a etapa mais vulnerável e sensível do ciclo de vida dessas populações, conforme já mencionado na descrição do CVA Plâncton (1).

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 protegidos por cápsulas, ou alguns dão à luz, juvenis. 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 existem até então evidências de que algum vazamento de óleo já tenha 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 em 1977 ou após o vazamento do navio-tanque Argo Merchant (costa de Massachusetts, Estado Unidos, 1976).

Por outro lado, nas proximidades do vazamento do Amoco Cadiz (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), onde foi observada uma redução 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 abaixo da mancha é baixa e também ao fato de peixes adultos tenderem a nadar para longe da mancha (IPIECA, 1991).

Contaminação em peixes foi encontrada nos vazamentos de Argo Merchant (costa leste dos Estados Unidos, 1976), Amoco Cadiz e na Plataforma Bravo (campo de Ekofisk no mar do Norte em 1977), mas apenas em quantidades pequenas e em pequenas porções dos peixes examinados (MACKIE *et al.*, 1978, MACLEOD *et al.*, 1978; NEFF & HAENSLY, 1981;). Tais autores destacam que embora peixes adultos possam ser mortos por derrames de óleo, isto provavelmente representa um efeito menos severo que a 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). Peterson *et al.* (2003) relataram que a exposição a longo prazo de embriões de peixe ao óleo tem consequências sobre a população através de efeitos indiretos sobre o crescimento, deformidades e com consequências a 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 Cádiz em 1978, a reprodução e o crescimento de peixes demersais e bentônicos em estuários e baías foram perturbados, e anormalidades histopatológicas ainda eram evidentes em linguados 2 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 oceânica, no evento de um vazamento, seria esperado que somente alguns exemplares das populações oceânicas sofressem impacto.

A ictiofauna sofreria maior impacto no caso da 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, 2007).

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

Os vazamentos de óleo de grande porte geralmente causam perdas para as atividades pesqueiras de um modo geral, tanto pelo fechamento temporário da pesca quanto pelo efeito de *tainting*, que é o recobrimento do pescado com óleo e acúmulo nos tecidos, o que deprecia seu valor no mercado.

Dentre os fatores que contribuiriam para a recuperação dos estoques pesqueiros após esse tipo de acidente 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).

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, pois foi levada em conta quando da descrição dos impactos e da recuperação das funções ecológicas desses CVAs.

Uma vez que o estágio de vida mais vulnerável desse CVA é o de ovos e larvas, a recuperação dos estoques pesqueiros após um vazamento dependerá da renovação do ictioplâncton. Assim, adotou-se para esse CVA o tempo de recuperação de **1 ano**.

Para o cálculo do risco será utilizada, portanto, a interseção com toda a área dos contornos de probabilidades de presença de óleo, uma vez que as populações destas espécies ocorrem em toda a área de interesse. Por estar distribuído ao longo da mesma área que o CVA Plâncton (1), as médias ponderadas das probabilidades de toque de óleo neste CVA são as mesmas apresentadas no **Quadro II.10.4.2-1** até o **Quadro II.10.4.2-8**.

A presença deste CVA Peixes, dentro da área potencialmente afetada por óleo está representada nos **Mapas II.10.4.2-1 a II.10.4.2-28**. Segue abaixo resumo de distribuição e tempo de recuperação para este CVA.

Resumo:

CVA	Distribuição	Tempo de Recuperação
Peixes	Difusa – toda área oceânica	1 ano

8) Praias

As praias constituem sistemas dinâmicos, onde elementos básicos como ventos, água e sedimento interagem, resultando em processos hidrodinâmicos e deposicionais complexos (BROWN & MCLACHLAN, 1990).

A comunidade biológica associada às praias é extremamente rica e diversa, resultando em um ambiente de elevada importância no equilíbrio ecológico para a zona costeira e ambiente marinho, uma vez que interage com diversos outros ambientes. A grande variedade de espécies que habitam o sedimento (bentônicas) sustenta uma intrincada teia trófica, incluindo peixes costeiros demersais e bentônicos e aves costeiras.

O universo de feições e fisiografias no ambiente praias é bastante diverso e variado, resultante da combinação entre o hidrodinamismo, granulometria, declividade e variações sazonais. Assim, as tipologias principais para o ambiente praias são:

- HIDRODINAMISMO
 - Praias batidas
 - Praias abrigadas
- GRANULOMETRIA
 - Praias de areia grossa
 - Praias de areia média
 - Praias de areia fina
 - Praias lodosas
- DECLIVIDADE
 - Praias de alto declive
 - Praias de baixo declive

Este gradiente abiótico resulta também em relevantes variações na estrutura e função da comunidade biótica do ambiente praias. A combinação entre hidrodinamismo elevado e a granulometria grossa do sedimento resulta em ambientes praias mais pobres em espécies, adaptadas ao estresse físico e escassez de nutrientes no sedimento. Por outro lado, ambientes abrigados e de sedimentos finos e lodosos possuem elevada riqueza de espécies e biomassa. Assim, conforme Lopes *et al.* (2007), quanto maior o diâmetro do grão e a

declividade, menor a diversidade e a abundância específica (MCLACHLAN, 1983 *apud* AMARAL *et al.*, 1999).

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 como sendo os principais impactos sobre o ambiente praial:

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

Estes impactos resultam em alterações na estrutura e função da comunidade e na teia alimentar do ecossistema, onde se destaca:

- Eliminação seletiva de espécies ou grupos funcionais;
- Disrupção (ruptura) do processamento de detritos (impacto na teia dos detritívoros);
- Eliminação seletiva de espécies-chaves e espécies fundadoras essenciais para a estruturação da comunidade.

No presente estudo, a costa potencialmente afetada indicada na modelagem tem seu limite norte no município de Arraial do Cabo, no RJ até o município de Santa Vitória do Palmar, no RS, totalizando 69 municípios nos 5 Estados do Sudeste e Sul, com 424 praias com chance de toque, em 1.800 km de costa, conforme apresentada no **Quadro II.10.4.2-28**, sendo as praias com as maiores probabilidades concentradas entre o litoral sul de São Paulo e Santa Catarina.

O universo de tipologias das praias suscetíveis (com chance de toque indicada na modelagem) 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. Importante ressaltar que a máxima probabilidade de toque foi de 14%, onde os valores acima de 10% estiveram centrados entre a região central do litoral de Santa Catarina e o sul do litoral do Paraná.

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 de interesse, 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. Por isso essas tipologias praias recebem diferentes categorizações de sensibilidade, como nos índices da NOAA – *Environmental Sensitivity Index* (ESI) e no Brasil, nos ISL – Índices de Sensibilidade do Litoral ao óleo (MMA, 2004).

De acordo com estas classificações de sensibilidade, os ambientes abrigados são tratados como mais sensíveis do que os ambientes batidos 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 vários anos, em situações envolvendo praias de baixa energia, deposicionais, e produtos de maior persistência (CAIRNS *et al.*, 1984; API, 1985; IPIECA, 2000; STROH, 2011). 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 5 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 sobre este CVA sejam minimizados.

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, 2007).

Em quantidades maiores, o óleo pode recobrir grandes extensões de areia, e em algumas áreas localizadas constituindo um pavimento asfáltico sobre ela (MICHEL & HAYES, 1992). 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 (LOPES *et al.*, 2007).

Assim como ocorre com os demais ambientes costeiros atingidos por vazamentos de óleo, os procedimentos de limpeza de praias podem agravar os danos ambientais do acidente (CETESB, 2002 e 2013, LOPES *et al.*, 2007, CANTAGALO *et al.*, 2007). Dentre os procedimentos de limpeza mais agressivos, Lopes *et al.* (2007) citam a remoção mecânica da areia na zona entremarés, que pode resultar em severos danos adicionais à biota, que se concentra nas camadas superficiais do sedimento. Além disso, esse tipo de procedimento resulta também na geração desnecessária de resíduos e no risco de

desestabilização geomorfológica da praia. Portanto, segundo os autores acima citados, as medidas de limpeza adotadas podem contribuir para a elevação do tempo de recuperação de praias afetadas por vazamentos de óleo.

Basicamente 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).

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. Importante ressaltar que nestas regiões não houve procedimentos de respostas de limpeza e desta maneira foram observados tais resíduos asfálticos após os períodos citados.

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.

Blaylock *et al.* (1989), acompanhando os impactos do acidente com o navio Arco Anorage, em 1985, sobre a infauna de praias atingidas, observaram que a recuperação foi bastante rápida, especialmente nos pontos com maior hidrodinamismo (menos de 1 ano). McLachlan & Harty, (1982), estudando frações da meiofauna no supralitoral sujeitas à contaminação experimental, concluíram que a meiofauna neste segmento praiar (supralitoral) se recupera em poucos meses.

Desta forma, o gradiente de tempo de recuperação de praias observado nas poucas informações disponíveis da bibliografia varia entre menos de 1 ano e 10 anos, dependendo principalmente da granulometria da praia afetada, da exposição à energia de ondas e das características do óleo ao atingir esses ambientes (volume, viscosidade, toxicidade). Importante ressaltar que os tempos máximos de cerca de 10 anos estão associados a acidentes em que não houve nenhum tipo de resposta e que não necessariamente as comunidades deste ambiente tenham se recuperado em termos de riqueza e diversidade. Estes

maiores tempos estão associados a ambientes em que resíduos asfálticos foram observados após o acidente.

Considerando que as praias com elevado hidrodinamismo compõem grande parte da área potencialmente afetada e que existem procedimentos eficientes de limpeza que minimizam danos adicionais e aceleram a sua recuperação (LOPES, 2007), adotou-se conservadoramente **3 anos** como um tempo de recuperação para as praias em caso de contaminação com óleo.

Para se determinar a probabilidade de toque neste CVA, foram mapeadas, a partir de informações de MMA (2007), as praias que possuem probabilidade de serem atingidas 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 (verão/inverno), sem nenhum tipo de ponderação. Os locais deste CVA com probabilidade de toque de óleo estão listados no **Quadro II.10.4.2-28**.

A presença deste CVA Praias dentro da área potencialmente afetada por óleo está representada no **Desenho II.10.4-1** ao **Desenho II.10.4-28** do **Volume de Cartografia**. Segue abaixo resumo de distribuição e tempo de recuperação para este CVA.

Resumo:

CVA	Distribuição	Tempo de Recuperação
Praias	Fixo	3 anos

Quadro II.10.4.2-28 – Probabilidades de toque de óleo no CVA Praias. São apresentados somente os pontos e volumes em que o óleo vazado atinge o CVA.

Estado / Cidade		Local	INVERNO					VERÃO													
			P1		P7		P8	P1		P2		P3		P4		P5	P7		P8		
			VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC
RJ	Arraial do Cabo	Pt. do Boqueirão	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		I. Franceses	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Pt. da Cabeça	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Grande	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Figueira	-	-	-	1	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Araruama	Seca	-	-	-	1	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Saquarema	Massambaba	-	-	-	1	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Ipitangas	-	-	-	1	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Itaunas	-	-	-	1	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Barra de Saquarema	-	-	-	1	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Netos	-	-	-	1	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Saquarema	-	-	-	1	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Maricá	Jaconé	-	-	-	1	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Guarativa	-	-	-	1	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Estado / Cidade	Local	INVERNO					VERÃO													
		P1		P7		P8	P1		P2		P3		P4		P5		P7		P8	
		VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	VPC	200	VPC	200	VPC	
RJ	Maricá	Itaipuaçu	-	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Niterói	Itaipu	-	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Morros	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Piratininga	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Interior Baía da Guanabara	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Rio de Janeiro	Copacabana	-	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Arpoador	-	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Ipanema	-	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Leblon	-	-	-	1	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		São Conrado	-	-	-	1	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Barra da Tijuca	-	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Recreio dos Bandeirantes	-	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Sernambetiba	-	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Prainha	-	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Grumari	-	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Inferno	-	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		

Estado / Cidade		Local	INVERNO					VERÃO												
			P1		P7		P8	P1		P2		P3		P4		P5	P7		P8	
			VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	VPC	200	VPC	200	VPC
RJ	Rio de Janeiro	Funda	-	-	-	1	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Meio	-	-	-	1	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Perigoso	-	-	-	1	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Busios	-	-	-	1	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Guaratiba	-	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Itaguaí	Marambaia	-	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Angra dos Reis - Ilha Grande	Lopes Mendes	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Dois Rios	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Paraty	Sumaca	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Martim de Sá	-	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Pt. Negra	-	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Engenho	-	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Sono	-	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Laranjeiras	-	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Vermelha		-	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Fora		-	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Trindade	-	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		

Estado / Cidade		Local	INVERNO					VERÃO												
			P1		P7		P8	P1		P2		P3		P4		P5	P7		P8	
			VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	VPC	200	VPC	200	VPC
SP	Ubatuba	Camburi	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		I. Anchieta	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Fora	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Cassandoca	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Caraguatatuba	Martin de Sá	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Palmeiras	-	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Enseada	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	São Sebastião	Camaroeiro	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Cigarras	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Toque Toque Grande	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Toque Toque Pequeno	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Santiago	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Paúba	-	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Maresias	-	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Fora	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Boiçucanga	-	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Camburi	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		

Estado / Cidade	Local	INVERNO					VERÃO													
		P1		P7		P8	P1		P2		P3		P4		P5		P7		P8	
		VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	VPC	200	VPC	200	VPC	
SP	São Sebastião	Boracéia	-	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Ilhabela	Feia	-	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Jabaquara	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Fome	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Poço	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Serraria	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Caveira	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Castelhanos	-	-	1	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Vermelha	-	-	1	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Figueira	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Indaiatuba	-	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Anchovas	-	-	1	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Bonete	-	-	1	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Bertioga	Guaratuba	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Riviera de São Lourenço	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Indaiá	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Enseada		-	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	

Estado / Cidade		Local	INVERNO					VERÃO												
			P1		P7		P8	P1		P2		P3		P4		P5	P7		P8	
			VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	VPC	200	VPC	200	VPC
SP	Guarujá	Pedra Branca	-	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Preta	-	-	-	1	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Camburi	-	-	-	1	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Pinheiro	-	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Iporanga	-	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		São Pedro	-	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Pereque	-	-	-	1	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Pernambuco	-	-	-	1	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Edem	-	-	-	1	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Enseada	-	-	-	1	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Pitangueiras	-	-	-	1	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Asturias	-	-	-	1	4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Tombo	-	-	-	2	3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Monduba	-	-	-	2	3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Guaiúba	-	-	-	2	3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	Santos	Embaré	-	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Boqueirão		-	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	

Estado / Cidade	Local	INVERNO					VERÃO													
		P1		P7		P8	P1		P2		P3		P4		P5		P7		P8	
		VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	VPC	200	VPC	200	VPC	
SP	Santos	Gonzaga	-	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Itararé	-	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	São Vicente	São Vicente	-	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Parapuã	-	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Itaquitanduva	-	-	-	1	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Praia Grande	Boqueirão	-	-	-	1	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Guilhermina	-	-	-	3	5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Aviação	-	-	-	3	5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Vila Caiçara	-	-	-	4	6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1
		Balneário Flórida	-	-	-	4	6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	1
		Solemar	-	-	-	4	6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	1
	Mongaguá	São Paulo	-	-	-	6	6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	1
		Vera Cruz	-	-	-	6	6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	2
		Grande				6	6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	2
		Agenor de Campos	-	-	-	5	6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2	2
Itanhaém	Flórida Mirim	-	-	-	6	6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2	2	
	Campos Eliseos	-	-	-	5	6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2	2	



Coordenador da Equipe



Técnico Responsável

EIA
PBS4HR09

Revisão 00
10/2013

Estado / Cidade		Local	INVERNO					VERÃO													
			P1		P7		P8	P1		P2		P3		P4		P5	P7		P8		
			VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	VPC	200	VPC	200	VPC	
SP	Itanhaém	Vendemar	-	-	-	6	6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2	2	
		Suarão	-	-	-	6	6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	2	2
		Grande	-	-	-	6	6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	2	3
		Sonho	-	-	-	6	5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	2	3
		Cibratel I	-	-	-	6	5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	2	3
		Cibratel II	-	-	1	6	6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	1	2	3	3
		Santa Julia	-	-	-	6	6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	1	2	3	3
		Gaivotas	-	-	-	6	6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	2	2	3	3
	Peruíbe	Poema Anchieta	-	-	1	6	6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	1	3	3	3
		Convento	-	-	1	7	6	-	-	-	-	-	1	-	-	-	1	1	3	4	4
		Tapirema	-	-	1	7	6	-	-	-	-	-	1	-	-	-	1	1	3	4	4
		Arabebe	-	-	1	6	5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	1	3	4	4
		Oasis	-	-	1	7	5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	1	3	4	4
		Arpoador	-	-	1	7	6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	1	3	4	4
		Orla dos Coqueiros	-	-	-	7	6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	1	4	4	4
Canto	-	-	-	7	6	-	-	-	-	-	1	-	-	-	1	2	4	4	4		
Guaraú	-	-	-	7	7	-	-	-	-	1	1	-	-	-	1	2	4	4	4		

Estado / Cidade	Local	INVERNO					VERÃO													
		P1		P7		P8	P1		P2		P3		P4		P5	P7		P8		
		VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	VPC	200	VPC	200	VPC	
SP	Peruíbe	Guarauzinho	-	-	-	8	7	-	-	-	-	1	1	-	-	-	1	2	4	4
		Arpoador	-	-	-	8	7	-	-	-	-	1	1	-	-	-	1	3	4	4
		Parnapuã	-	-	1	8	7	-	-	-	-	1	1	-	-	-	1	4	4	5
		Brava	-	-	1	7	7	-	-	-	-	1	1	-	-	-	2	5	4	5
		Juquiá	-	-	1	8	7	-	-	-	-	1	1	-	-	-	2	4	4	5
		Deserta	-	-	1	7	6	-	-	-	-	1	1	-	-	-	2	4	4	5
		Caramborê	-	-	1	7	6	-	-	-	-	1	1	-	-	-	2	5	4	5
		Barra do Una	-	1	1	8	7	-	1	-	-	1	1	-	-	-	2	5	4	5
	Iguape	Una	-	1	1	8	7	-	1	-	-	1	1	-	-	-	4	7	4	5
		Rio Verde	-	-	1	8	7	-	1	-	-	1	1	-	-	-	5	7	4	5
		Juréia	-	1	1	8	6	-	1	-	-	1	1	-	-	-	5	6	4	5
		Barra do Ribeira	-	1	1	8	6	-	1	-	-	1	1	-	-	-	5	6	3	4
		Leste	-	1	1	8	6	-	1	-	-	1	1	-	-	-	5	6	2	4
	Ilha Comprida	I. Comprida	-	2	5	8	8	1	1	-	-	1	2	-	-	-	5	6	2	3
		Pt. Trincheira	-	2	6	2	7	-	1	-	-	1	1	-	-	-	1	1	-	-
Cananéia	Baía Trapendê	-	2	2	1	3	-	1	-	-	1	-	-	-	-	1	1	-	-	
	Pt. Perigo	-	2	5	3	5	-	1	-	-	1	-	-	-	-	1	1	-	-	

Estado / Cidade		Local	INVERNO					VERÃO												
			P1		P7		P8	P1		P2		P3		P4		P5	P7		P8	
			VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	VPC	200	VPC	200	VPC
SP	Cananéia	Itacuruça	-	2	6	2	5	-	1	-	-	-	-	-	-	-	1	1	-	-
		Ipanema	-	3	5	2	4	-	1	-	-	-	-	-	-	-	1	1	-	-
		Camburiú	-	2	5	2	4	-	1	-	-	-	-	-	-	-	1	1	-	-
		Kayan	-	2	5	1	4	-	1	-	-	-	-	-	-	-	1	1	-	-
		Fole Pequeno	-	2	5	1	4	-	1	-	-	-	1	-	-	-	1	1	-	-
		Fole Grande	-	2	5	2	4	-	1	-	-	-	1	-	-	-	1	1	-	-
		Morretinho	-	3	5	2	4	-	1	-	-	-	-	-	-	-	1	1	-	-
		Marujá	-	2	6	2	4	-	1	-	-	-	-	-	1	-	1	1	-	-
PR	Guaraqueçaba	Deserta	-	3	5	2	4	-	1	-	-	1	1	-	1	1	1	1	-	-
		Pt. Inácio Dias	-	3	6	2	3	-	1	-	-	1	1	-	-	1	1	1	-	-
		Pt. Superagi	-	2	5	1	2	-	1	-	-	1	1	-	-	1	1	1	-	-
	Paranaguá	Baía de Paranaguá	-	2	2	1	1	-	1	-	-	1	1	-	-		1	1	-	-
		I. do Mel	-	3	6	2	3	1	1	-	-	1	1	-	-	1	1	1	-	-
		Pt. do Sul	-	2	2	1	2	1	1	-	-	1	1	-	-	-	-	1	-	-
	Pontal do Paraná	Atomi	-	1	3	1	2	1	1	-	-	1	1	-	-	-	-	1	-	-
		Shangri-la	-	1	3	1	2	1	1	-	-	1	1	1	1	-	-	1	-	-
		Ipanema	-	1	3	1	2	1	1	-	-	1	1	1	1	-	1	1	-	-

Estado / Cidade	Local	INVERNO					VERÃO													
		P1	P7		P8		P1		P2		P3		P4		P5	P7		P8		
		VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	VPC	200	VPC	200	VPC	
PR	Pontal do Paraná	Leste	-	1	3	2	2	1	1	-	-	1	1	1	1	-	1	1	-	-
	Matinhos	Matinhos	-	1	4	2	2	1	1	-	-	1	1	1	1	1	1	1	-	-
		Pico de Matinhos	-	1	4	2	3	1	2	-	-	1	1	1	1	1	1	1	-	-
		Caiobá	-	1	4	2	2	1	1	-	-	1	1	1	1	-	1	1	-	-
		Mansa de Caiobá	-	1	4	2	3	1	1	-	-	1	1	1	1	1	1	1	-	-
		I. das Tartarugas	-	1	4	1	3	1	1	-	-	1	1	1	1	1	1	1	-	-
	Guaratuba	Prainha	-	1	4	1	1	-	1	-	-	1	1	1	1	-	1	1	-	-
		Baía de Guaratuba	-	1	4	1	1	-	1	-	-	1	1	1	1	-	1	1	-	-
		I. dos Ratos	-	1	4	1	1	-	1	-	-	1	1	1	1	-	1	1	-	-
		Caieiras	-	1	4	1	1	-	1	-	-	1	1	1	1	-	1	1	-	-
		Guaratuba	-	1	4	1	2	-	1	-	-	1	1	1	1	-	1	1	-	-
		M. Cristo	-	1	4	1	2	-	1	-	-	1	1	1	1	-	1	1	-	-
		Brejatuba	-	1	4	1	2	-	1	-	-	1	1	1	1	1	1	1	-	-
		Coroados	-	1	4	1	2	-	1	-	-	1	2	1	1	1	1	1	-	-
Barra do Saí - PR	-	1	4	3	3	-	1	-	-	1	1	1	1	1	1	1	-	-		
SC	Itapoá	Barra do Saí - SC	-	1	4	3	3	-	1	-	-	1	1	1	1	1	1	1	-	-
		Itapema do Norte	-	1	5	2	3	-	1	-	-	2	2	1	1	1	1	1	-	-

Estado / Cidade	Local	INVERNO					VERÃO													
		P1		P7		P8	P1		P2		P3		P4		P5	P7		P8		
		VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	VPC	200	VPC	200	VPC	
SC	Itapoá	Itapoá	-	1	4	3	3	-	1	-	-	2	2	1	1	1	1	1	-	-
	São Francisco do Sul	Baía de São Francisco	-	1	4	1	1	-	1	-	-	1	2	1	1	1	1	1	-	-
		Forte	-	2	5	4	6	-	1	-	-	1	2	1	1	1	1	1	-	-
		Ubatuba	-	2	6	4	5	-	1	-	1	3	4	1	1	1	1	1	-	-
		Enseada	-	2	6	5	6	-	1	-	1	5	5	1	1	1	1	1	-	-
		Prainha	-	2	7	5	6	-	1	-	1	5	7	1	1	1	1	1	-	-
		Grande	-	3	7	4	5	-	2	1	1	5	7	1	1	1	1	1	-	1
		Grande do Ervino	1	4	11	5	5	-	1	1	1	6	8	1	1	1	1	1	1	1
		Ervino	-	4	10	5	5	1	1	-	1	6	8	1	1	1	1	1	1	2
		Pt. Molhe	-	4	9	5	5	1	1	-	1	6	7	1	1	1	1	1	1	2
	Balneário Barra do Sul	Barra do Sul	1	2	8	3	4	1	1	-	-	5	7	1	1	1	1	1	2	3
	Barra Velha	Península	-	1	6	1	3	1	1	-	-	6	8	1	1	1	1	4	2	4
		Costão	-	1	5	1	2	1	1	1	-	6	7	1	1	1	1	4	2	4
		Tabuleiro	-	1	4	1	3	1	1	1	-	7	7	1	1	1	2	4	2	3
		Pedra Branca	-	1	4	1	2	1	1	1	1	7	8	1	1	1	2	5	2	3
Itajubá		-	1	4	1	4	1	1	1	1	7	8	1	1	1	2	5	2	3	

Estado / Cidade	Local	INVERNO					VERÃO													
		P1	P7		P8		P1		P2		P3		P4		P5	P7		P8		
		VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	VPC	200	VPC	200	VPC	
SC	Barra Velha	Grant	-	1	4	2	4	1	2	1	1	7	7	1	1	1	2	4	2	3
	Balneário Piçarras	Palmeiras	-	1	4	3	4	1	2	1	1	7	7	1	1	1	2	4	2	3
		Piçarras	-	1	4	3	4	1	2	1	1	7	8	1	1	1	2	4	2	3
		Alegre	-	1	4	3	4	1	2	1	1	7	8	1	1	1	2	4	2	3
	Penha	Quilombo	-	1	6	3	4	1	3	1	1	7	8	1	1	1	2	4	2	3
		Armação	-	2	6	3	5	1	3	1	1	8	8	1	1	1	2	4	2	3
		Pt. da Cruz	-	2	6	4	5	1	3	1	1	8	9	1	1	1	2	4	2	3
		Pt. Vigia	-	6	12	6	6	1	5	1	1	9	10	1	1	1	2	5	2	3
		Grande	-	6	11	5	6	1	5	1	1	9	10	1	1	1	2	5	2	3
		Pt. Varrido	-	6	14	5	6	1	5	1	1	10	10	1	1	1	2	4	2	3
		Pt. Farol	-	6	14	5	6	1	5	1	1	10	10	1	1	1	2	4	2	3
		Pt. Bate	-	6	14	5	6	1	5	1	1	10	10	1	1	1	2	4	2	3
		Poá	-	6	14	5	6	1	5	1	1	10	10	1	1	1	2	4	2	3
		Pt. Estrela	-	6	14	5	6	1	5	1	1	10	10	1	1	1	2	4	2	3
		Pt. Cantagalo	-	6	14	5	6	1	5	1	1	10	10	1	1	1	2	4	2	5
		Vermelha	-	6	14	5	4	1	5	1	1	6	9	1	1	1	2	4	2	5
		Pt. Itapocoroí	-	1	10	5	5	1	5	1	1	6	9	1	1	1	2	5	2	4

Estado / Cidade	Local	INVERNO					VERÃO													
		P1		P7		P8	P1		P2		P3		P4		P5	P7		P8		
		VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	VPC	200	VPC	200	VPC	
SC	Penha	Pt. Negra	-	1	10	5	5	1	3	1	1	8	8	1	1	1	2	4	2	4
		Pt. Escada	-	1	10	1	-	1	3	1	1	7	7	1	1	1	2	4	2	4
		São Miguel	-	1	1	1	-	1	3	1	1	7	7	1	1	1	2	3	2	4
	Navegantes	Gravatá	-	1	1	1	-	1	1	1	1	2	5	1	1	1	2	3	2	3
		Meia Praia	-	1	3	1	-	1	3	1	1	5	6	1	1	1	2	3	2	3
		Navegantes	-	1	3	1	1	2	4	1	1	7	7	1	1	1	2	4	2	4
		Molhe Atalaia	-	1	3	2	2	2	4	1	1	7	7	1	1	1	2	4	2	4
	Itajaí	Cabeçudas	-	1	3	2	5	2	4	1	1	7	7	1	1	-	2	4	2	4
		Pt. Farol	-	2	5	3	5	2	4	1	1	7	7	1	1	-	2	4	2	4
		Brava	-	1	5	3	5	2	4	1	1	7	7	1	1	-	2	4	2	4
		Amores	-	1	5	3	4	2	4	1	1	7	8	1	1	-	2	4	2	4
		Pt. Preguiça	-	1	5	3	5	2	4	1	1	7	8	1	1	-	2	4	2	4
	Balneário Camboriú	Buraco	-	1	5	3	5	2	4	1	1	7	8	1	1	-	2	4	2	3
		Camboriú	-	2	5	4	5	2	4	1	1	7	7	1	1	-	2	4	2	3
		Taquarinhas	-	3	8	5	5	2	4	1	1	7	7	2	2	-	2	4	2	4
		Taquaras	-	3	8	5	5	2	4	1	1	7	9	2	3	-	2	4	2	5
		Pinho	-	2	8	1	5	2	5	1	1	7	9	2	4	-	2	4	2	5

Estado / Cidade	Local	INVERNO						VERÃO													
		P1		P7		P8		P1		P2		P3		P4		P5		P7		P8	
		VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC
SC	Balneário Camboriú	Estaleiro	-	1	5	2	2	2	5	1	1	7	8	2	3	-	2	3	2	4	
		Estaleirinho	-	1	5	2	4	2	5	1	1	7	8	2	3	-	2	3	2	4	
		Mata de Camboriú	-	1	5	1	1	2	5	1	1	7	8	2	-	-	2	3	1	4	
	Itapema	Ilhota	-	1	5	1	2	2	5	1	1	7	8	2	3	-	2	3	1	3	
		Pt. Ilhota	-	1	5	1	2	2	6	1	1	7	8	3	3	-	2	3	1	3	
		Grossa	-	1	5	1	2	2	6	1	1	7	8	3	2	-	2	3	-	3	
		Itapema	-	1	5	1	2	3	5	1	1	7	8	2	2	-	1	3	-	1	
		Meia Praia	-	1	5	1	3	3	5	1	1	6	7	1	1	-	1	3	-	1	
		Cabeço	-	1	5	3	4	2	4	1	1	6	7	1	1	-	1	3	-	1	
		Perequê	-	1	5	3	4	2	4	1	1	5	7	1	1	-	1	3	-	1	
	Porto Belo	Pt. Vieria	-	2	5	4	5	2	4	1	1	5	7	1	1	-	1	3	-	1	
		I. São João da Cunha	-	2	5	4	6	2	4	1	1	7	7	1	1	-	1	3	-	1	
		Pt. Araújo	-	3	3	4	6	2	4	1	1	7	7	1	1	-	1	3	-	1	
		Pt. Caixa de Aço	-	3	9	5	6	2	7	1	1	7	7	1	1	-	1	3	-	1	
		Pt. Estaleiro	-	3	9	5	6	3	6	1	1	7	7	2	4	-	1	3	1	1	
	Bombinhas	Pt. Porto Belo	-	3	10	6	6	4	6	1	1	7	9	2	4	-	1	4	2	5	
		Pt. Meio	-	3	8	6	6	4	6	1	1	7	9	2	4	-	1	4	2	5	

Estado / Cidade	Local	INVERNO					VERÃO												
		P1	P7		P8		P1		P2		P3		P4		P5	P7		P8	
		VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200
SC	Pt. Bombas	-	3	8	5	6	4	7	1	1	7	9	2	4	-	1	4	2	5
	Bombas	-	3	8	5	7	4	7	1	1	7	9	2	4	-	1	4	1	4
	Pt. Garoupa	-	5	12	6	7	5	8	1	1	9	9	3	5	-	2	5	2	5
	Retiro	-	5	10	6	7	4	8	1	1	9	1	2	5	-	2	5	2	5
	Quatro Ilhas	-	4	5	1	1	3	7	1	1	3	1	2	4	-	1	4	2	4
	Pt. Fora	-	1	5	1	-	3	5	1	1	3	6	2	4	-	1	3	2	4
	Mariscal	-	1	2	-	-	3	3	1	1	5	6	2	4	-	1	4	2	4
	Conceição	-	1	3	-	-	3	6	1	1	6	8	3	4	-	1	4	2	4
	Pt. Morceirão	-	1	3	1	1	3	7	1	1	7	8	2	4	-	2	5	1	4
	I. dos Macucos	-	1	8	1	2	3	5	1	1	7	7	2	5	-	1	4	1	4
	Pt. Duas Irmãs	-	1	1	-	-	1	4	-	-	3	4	1	3	-	1	1	2	4
	Pt. Zimbros	-	1	1	-	-	-	4	-	-	1	1	1	3	-	1	1	1	3
	Pt. Baixada	-	1	1	-	-	-	1	-	-	1	-	-	-	-	1	1	1	3
	Canto Grande	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Zimbros	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Cantinho	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-
Cardoso	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-	

Estado / Cidade	Local	INVERNO					VERÃO														
		P1	P7		P8		P1		P2		P3		P4		P5	P7		P8			
		VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	VPC	200	VPC	200	VPC		
SC	Bombinhas	Lagoa	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	1	1	
		Pt. Triste	-	-	-	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	1	3
		Vermelha	-	-	-	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	1	1	1	3
		Pt. Grande	-	-	-	-	-	1	1	1	-	-	-	-	1	-	1	1	1	1	3
	Porto Belo	Pt. Santa Luzia	-	-	-	-	-	1	1	1	-	1	1	1	1	-	1	1	1	1	3
	Tijucas	Tijucas	-	-	-	-	-	1	3	1	1	1	1	1	2	-	1	2	1	3	
		Pt. Isidro	-	-	1	-	-	2	4	1	1	3	4	1	2	-	1	2	1	1	
		Pt. Cruz	-	-	1	-	-	2	4	1	1	3	5	1	2	-	1	2	1	1	
	Governador Celso Ramos	Pt. Simão	-	-	1	-	-	2	4	1	1	3	5	1	3	-	1	2	1	1	
		Pt. Ganchos	-	1	1	-	-	3	5	1	1	4	6	1	4	-	1	3	1	4	
		I. Ganchos	-	1	1	-	-	3	5	1	1	4	6	1	4	-	1	3	1	3	
		Palmas	-	1	1	-	-	3	6	1	1	3	6	1	3	-	1	3	1	4	
		Ilhéus	-	1	2	-	-	4	6	1	1	6	8	2	5	-	1	4	1	4	
		Pt. Cirurgião	-	1	1	-	-	4	6	1	1	6	9	2	4	-	1	3	1	3	
		Caravelas	-	1	1	-	-	4	7	1	1	6	9	2	6	-	1	3	1	2	
		Tinguá	-	1	1	-	-	4	8	1	1	7	9	2	6	-	1	3	1	2	
Cordas	-	1	1	-	-	4	8	1	1	7	10	2	6	-	1	3	1	2			

Estado / Cidade	Local	INVERNO						VERÃO													
		P1		P7		P8		P1		P2		P3		P4		P5		P7		P8	
		VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	
SC	Governador Celso Ramos	Pt. Vigia	-	1	1	-	-	4	8	1	1	7	10	2	6	-	1	2	1	1	
		Pt. Armação	-	1	1	-	-	4	8	1	1	7	10	2	6	-	1	2	1	1	
		Pt. Mata-mata	-	1	1	-	-	4	8	1	1	4	5	2	6	-	1	2	1	1	
		Pt. João Porto	-	1	1	-	-	2	2	1	1	4	5	-	1	-	1	2	-	1	
		Henrique Costa	-	1	1	-	-	2	2	1	1	-	5	1	1	-	1	2	-	1	
		Antônio Corrêa	-	1	1	-	-	2	2	1	1	1	1	1	2	-	1	2	-	1	
		Pt. Costeira	-	1	1	-	-	2	2	1	1	1	5	1	3	-	1	2	-	1	
		Magalhães	-	1	1	-	-	2	3	1	1	2	3	1	3	-	1	2	-	1	
		Pt. Magalhães	-	1	1	-	-	2	3	1	1	2	3	1	1	-	1	2	-	1	
		Enseada dos Golfinhos	-	1	1	-	-	2	3	1	1	2	5	1	1	-	1	2	-	1	
		Pt. Currais	-	1	1	-	-	3	3	1	1	3	5	1	1	-	1	2	-	1	
	Porto	-	1	1	-	-	2	4	1	1	3	7	1	1	-	1	2	-	1		
	Florianópolis	Baía Norte	-	1	1	-	-	2	4	1	1	3	9	1	3	-	1	2	-	1	
		Pontal	-	1	1	-	-	4	7	1	2	4	7	1	3	-	1	1	-	1	
		Forte	-	1	1	-	-	4	9	2	3	6	9	1	3	-	1	1	-	1	
		Pt. Grossa	-	1	1	-	-	5	10	2	3	6	9	2	3	-	1	1	-	1	
		Pt. Forte	-	1	2	-	-	5	10	2	3	6	8	2	3	-	1	1	-	-	

Estado / Cidade	Local	INVERNO					VERÃO													
		P1	P7		P8		P1		P2		P3		P4		P5	P7		P8		
		VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	VPC	200	VPC	200	VPC	
SC	Florianópolis	Jurerê	-	1	2	-	1	5	9	2	3	6	8	2	3	-	1	1	-	-
		Canasvieiras	-	1	7	4	4	5	10	2	3	4	7	2	3	-	-	1	-	-
		Cachoeira	-	1	6	4	5	4	8	1	2	4	6	1	2	-	-	-	-	-
		Pt. das Canas	-	1	11	4	4	5	8	1	2	4	4	1	2	-	1	-	-	-
		Pt. Canas	-	3	11	4	5	6	6	1	3	3	6	1	4	-	1	1	-	-
		Pt. Laje	-	4	12	5	5	6	10	1	3	5	6	3	6	-	1	1	1	3
		Lagoinha	-	5	12	5	5	6	12	1	3	4	9	3	6	-	1	2	1	3
		Pt. Focinho de Burro	-	6	12	5	5	5	11	1	3	4	8	3	6	-	1	3	1	4
		Brava	-	3	12	5	5	7	10	1	3	4	8	4	6	-	1	3	2	4
		Pt. Feiticeira	-	4	12	5	5	7	12	1	3	6	11	4	6	-	1	3	1	4
		Inglese	-	4	10	4	5	6	11	2	3	6	10	4	6	-	1	2	1	2
		Pt. Barcelos	-	5	12	3	5	6	13	1	3	6	11	4	6	-	1	2	1	4
		Santinho	-	2	7	1	1	4	11	1	2	8	9	3	5	-	1	3	1	3
		Moçambique	-	2	5	-	-	4	10	1	2	6	8	2	6	-	1	3	1	4
		Pt. Galheta	-	1	5	-	-	5	11	1	2	4	7	1	5	-	1	3	1	4
		Pt. Caçador	-	2	5	-	-	4	11	1	2	4	6	1	4	-	1	3	1	4
Galheta	-	1	5	-	-	3	4	1	2	3	3	1	4	-	1	3	1	2		

Estado / Cidade	Local	INVERNO						VERÃO													
		P1		P7		P8		P1		P2		P3		P4		P5		P7		P8	
		VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	
SC	Florianópolis	Pt. Meio	-	1	5	-	-	3	7	1	2	3	3	1	4	-	1	3	1	2	
		Mole	-	1	5	-	-	3	7	1	2	3	3	2	4	-	1	3	1	2	
		Pt. Gravata	-	1	5	-	-	3	7	1	2	1	4	2	4	-	1	3	1	2	
		Joaquina	-	1	5	-	-	1	8	1	2	1	5	1	4	-	1	3	1	2	
		Pt. Retiro	-	1	5	-	-	1	7	1	2	1	4	1	4	-	1	2	1	2	
		Campeche	-	1	5	-	-	2	9	1	2	2	4	1	3	-	1	1	1	3	
		I. Campeche	-	1	5	-	-	2	8	1	2	3	4	2	4	-	1	2	1	4	
		Pedras	-	1	5	-	-	1	4	-	1	1	2	1	4	-	1	1	1	3	
		Armação	-	1	3	-	-	1	8	-	1	1	2	1	4	-	1	1	1	2	
		Pt. Armação	-	2	4	-	-	2	8	1	1	3	1	2	4	-	1	1	1	2	
		Pt. Quebra-remo	-	2	4	-	-	4	8	1	2	3	4	3	5	-	1	2	1	2	
		Pt. Facão	-	2	4	-	-	5	11	1	2	4	6	3	5	-	1	2	1	2	
		Pt. Lagoinha		2	4			5	11	1	2	3	6	1	4	-	1	3	1	2	
		Lagoinha de Leste	-	2	4	-	-	4	10	1	2	1	6	1	4	-	1	1	1	1	
		Pt. Fuzil	-	1	2	-	-	3	9	-	1	2	5	1	5	-	1	1	1	1	
		Pt. Marisco	-	1	1	-	-	1	1	-	-	2	1	-	5	-	1	1	1	1	
Pântano Sul	-	1	1	-	-	1	1	-	-	1	-	-	-	-	1		1	1			

Estado / Cidade	Local	INVERNO						VERÃO														
		P1		P7		P8		P1		P2		P3		P4		P5		P7		P8		
		VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	
SC	Florianópolis	Pacas	-	1	1	-	-	1	1	-	-	1	1	-	1	-	1	1	1	1	1	1
		Pt. Pacas	-	1	1	-	-	1	3	-	-	1	1	-	1	-	1	1	1	1	1	1
		Solidão	-	1	1	-	-	1	3	-	-	1	1	-	1	-	1	1	1	1	1	1
		Pt. Saquinho	-	1	2	-	-	1	3	-	-	1	1	1	1	-	1	3	1	1	1	1
		Pt. Pasto	-	1	1	-	-	1	4	-	-	1	1	1	1	-	-	1	1	1	1	1
		Pt. Frade	-	1	1	-	-	1	1	-	-	-	1	1	1	-	-	1	1	1	1	1
		Baía Sul	-	1	1	-	-	1	1	-	-	-	1	-	1	-	-	1	1	1	1	1
	Palhoça	I. Papagaios Grande	-	1	1	-	-	1	2	-	-	-	1	-	1	-	-	1	1	2	1	2
		I. Papagaios Pequena	-	1	1	-	-	1	2	-	-	-	1	-	1	-	-	1	1	2	1	2
		Pinheira	-	1	1	-	-	1	1	-	-	-	1	-	1	-	1	1	1	1	1	1
		Cima	-	1	1	-	-	1	1	-	-	-	1	-	1	-	1	1	1	1	1	1
		Pt. Pinheira	-	1	1	-	-	1	2	1	-	-	1	1	1	-	1	1	1	3	1	3
		Márcio	-	1	1	-	-	1	2	1	-	1	1	1	1	-	1	1	1	3	1	3
		Pt. Silva	-	1	1	-	-	1	2	1	-	1	1	1	1	-	1	1	1	3	1	3
		Joaquim Martins	-	1	1	-	-	1	4	-	-	1	1	1	1	-	1	1	1	2	1	2
		Pt. Guarda	-	1	2	-	-	1	2	-	-	1	1	1	1	-	1	1	1	1	1	1
	Paulo Lopes	Guarda do Embaú	-	1	1	-	-	1	2	-	-	1	1	1	1	-	1	1	1	1	1	

Estado / Cidade	Local	INVERNO						VERÃO													
		P1		P7		P8		P1		P2		P3		P4		P5		P7		P8	
		VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	
SC	Paulo Lopes	Gamboa	-	1	1	-	-	1	2	-	-	1	1	1	1	-	1	1	1	1	
	Garopaba	Pt. Faísca	-	1	1	-	-	1	2	-	-	1	1	1	1	-	1	1	1	1	
	Imbituba	Siriú	-	1	1	-	-	1	2	-	-	1	1	1	1	-	1	1	1	1	
		Garopaba	-	1	1	-	-	1	2	-	-	1	1	1	1	-	1	1	1	1	
		Preguiça	-	1	1	-	-	1	2	-	-	1	1	1	1	-	1	1	1	1	
		Vigia	-	1	1	-	-	1	2	-	1	1	1	1	1	-	1	1	1	1	
		Pt. Casqueiro	-	1	2	-	-	2	6	-	1	1	1	1	1	-	1	1	1	1	
		Pt. Camarão	-	1	2	-	-	2	7	-	1	1	2	1	1	-	1	1	1	1	
		Pt. Saco da Velha	-	1	2	-	-	2	7	-	1	1	2	1	1	-	1	1	1	1	
		Pt. Galeão	-	1	2	-	-	2	7	-	1	1	2	1	1	-	1	1	1	1	
		Silveira	-	1	1	-	-	2	4	-	1	1	1	1	1	-	1	1	1	1	
		Pt. Costão do Sul	-	1	2	-	-	2	5	-	1	1	1	1	1	-	1	1	1	1	
		Costão das Cobras	-	1	2	-	-	1	5	-	1	1	1	1	1	-	1	1	1	1	
		Pt. Capão	-	1	1	-	-	1	5	-	1	1	1	1	1	-	1	1	1	1	
		I. Barra	-	1	1	-	-	1	3	-	1	1	1	1	1	-	1	1	1	1	
		I. Areal	-	1	1	-	-	1	3	-	1	1	1	1	1	-	1	1	1	1	
		Pt. Areal	-	1	1	-	-	1	4	-	-	1	1	1	1	-	1	1	1	1	

Estado / Cidade		Local	INVERNO						VERÃO													
			P1		P7		P8		P1		P2		P3		P4		P5		P7		P8	
			VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	
SC	Imbituba	Pt. Ouvidor	-	1	1	-	-	1	5	-	-	1	1	1	1	-	1	1	1	1		
		Rosa	-	1	1	-	-	1	2	-	-	1	1	1	1	-	1	1	1	1		
		Pt. Porto Novo	-	1	1	-	-	1	7	-	-	1	1	1	1	-	1	1	1	1		
		Barra de Ibraquera	-	1	1	-	-	1	3	-	-	1	1	1	1	-	1	1	-	1		
		Pt. Careca do Velho	-	1	1	-	-	1	2	-	-	1	1	1	1	-	1	1	-	1		
		Água	-	1	2	-	-	1	3	-	-	1	1	1	1	-	1	1	-	1		
		Pt. Catalão	-	1	2	-	-	1	4	-	-	1	1	1	1	-	1	1	-	1		
		Pt. Cravo	-	1	2	-	-	1	3	-	-	1	1	1	1	-	1	1	-	1		
		Pt. Ribanceira	-	1	2	-	-	1	3	-	-	1	1	1	1	-	1	1	-	1		
		Porto	-	1	2	-	-	1	4	-	-	1	1	1	1	-	1	1	-	1		
		Pt. Imbituba	-	1	4	-	-	1	6	-	-	1	1	1	1	-	1	1	-	1		
		Pt. Ferreira	-	1	4	-	-	1	6	-	-	1	1	1	1	-	1	1	-	1		
		I. Santana de Dentro	-	1	4	-	-	1	6	-	-	1	1	1	1	-	1	1	-	1		
		Imbituba	-	1	1	-	-	1	1	-	-	1	1	1	1	-	-	1	-	1		
		Vila Nova	-	-	1	-	-	1	3	-	-	1	1	1	1	-	1	1	-	1		
		Itapirubá	-	-	1	-	-	1	3	-	-	1	1	1	1	-	-	1	-	1		
Pt. Itapirubá	-	-	1	-	-	1	3	-	-	1	1	1	1	-	-	1	-	1				

Estado / Cidade	Local	INVERNO					VERÃO													
		P1		P7		P8	P1		P2		P3		P4		P5	P7		P8		
		VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	VPC	200	VPC	200	VPC	
SC	Laguna	Sol	-	-	-	-	-	1	3	-	-	1	1	1	1	-	1	1	-	1
		Gi	-	-	-	-	-	1	2	-	-	1	1	1	1	-	-	1	-	1
		Pt. Gi	-	-	1	-	-	1	2	-	-	1	1	1	1	-	1	1	-	1
		Iró	-	-	-	-	-	1	1	-	-	1	1	-	1	-	1	1	-	1
		Pt. Iró	-	-	-	-	-	1	2	-	-	1	1	-	1	-	1	1	-	1
		Magalhães	-	-	-	-	-	1	2	-	-	1	1	-	1	-	1	1	-	1
		Pt. Fora	-	-	-	-	-	1	2	-	-	1	1	1	1	-	1	1	-	1
		Pt. Tamborete	-	-	-	-	-	1	2	-	-	1	1	1	1	-	1	1	-	1
		Pt. Gravatá	-	-	-	-	-	1	2	-	-	1	1	-	1	-	1	1	-	1
		Gravatá	-	-	-	-	-	1	2	-	-	-	1	-	1	-	1	1	-	1
		Teresa	-	-	-	-	-	1	2	-	-	-	1	1	1	-	1	1	-	1
		Pt. Ilhota	-	-	-	-	-	1	2	-	-	1	1	-	1	-	1	1	-	1
		Santa Marta Pequeno	-	-	-	-	-	1	1	-	-	1	1	-	1	-	-	1	-	1
		Cabo de Santa Marta Pequeno	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-	1	-	1	-	-	1	-	1
		Pt. Galheta	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-	1	-	1	-	-	1	-	1
Grande do Norte	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-	1	-	-	-	-	1	-	1		

Estado / Cidade	Local	INVERNO					VERÃO													
		P1		P7		P8	P1		P2		P3		P4		P5	P7		P8		
		VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	VPC	200	VPC	200	VPC	
SC	Laguna	Cabo de Santa Marta Grande	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-	1	-	-	-	1	-	-	1
		Cardoso	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-
		Pt. Costão do Ilhote	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Jaguaruna	Grande do Sul	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
RS	Balneário Gaivota	Balneário Gaivota	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	
	Passo de Torres	Passo de Torres	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	
	Torres	Torres	-	-	-	-	-	-	1	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	
	Arroio do Sal	Arroio do Sal	-	-	-	-	-	1	1	-	-	4	2	-	-	-	-	-	-	
	Terra de Areia	Terra de Areia	-	-	-	-	-	-	1	-	-	4	2	-	-	-	-	-	-	
	Capão da Canoa	Capão da Canoa	-	-	-	-	-	1	2	-	-	4	3	-	-	-	-	-	-	
	Xangri-Lá	Xangri-Lá	-	-	-	-	-	2	3	-	-	4	3	-	-	-	-	-	-	
	Osório	Osório	-	-	-	-	-	2	2	-	-	4	3	-	-	-	-	-	-	
	Imbé	Imbé	-	-	-	-	-	2	3	-	-	4	4	-	-	-	-	-	-	
	Tramandaí	Tramandaí	-	-	-	-	-	2	3	-	-	3	4	-	-	-	-	-	-	
	Cidreira	Cidreira	-	-	-	-	-	2	3	-	-	3	4	-	-	-	-	-	-	
	Balneário Pinhal	Balneário Pinhal	-	-	-	-	-	2	3	-	-	4	4	-	-	-	-	-	-	

Estado / Cidade	Local	INVERNO					VERÃO													
		P1		P7		P8	P1		P2		P3		P4		P5	P7		P8		
		VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	VPC	200	VPC	200	VPC	
RS	Palmares do Sul	Palmares do Sul	-	-	-	-	-	3	4	-	-	5	5	-	-	-	-	-	-	-
	Mostardas	Mostardas	-	-	-	-	-	3	4	-	-	4	5	-	-	-	-	-	-	-
	Tavares	Tavares	-	-	-	-	-	1	3	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-
	São José do Norte	São José do Norte	-	-	-	-	-	1	2	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-
	Rio Grande	Rio Grande	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Santa Vitória do Palmar	Santa Vitória do Palmar	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Probabilidades máximas			1	6	14	8	8	7	13	2	3	10	11	4	6	1	5	7	4	5

9) Costões rochosos

Costões rochosos são afloramentos de rochas cristalinas na linha do mar, sujeitos à ação das ondas, correntes e ventos, podendo apresentar diferentes configurações como falésias, matacões e costões amplos e contínuos. Integrantes da zona costeira entremarés, os costões rochosos são ambientes de transição, permanentemente sujeitos a alterações do nível do mar (MILANELLI, 2004).

Todo este substrato rochoso apresenta condições ambientais especiais, favorecendo o estabelecimento de comunidades biológicas extremamente diversas e abundantes na zona entremarés. De fato, os costões rochosos são habitados por uma variada e complexa comunidade animal e vegetal, distribuída ao longo de um intenso e abrupto gradiente ambiental, que representa os diversos grupos funcionais ou guildas (UNDERWOOD, 2000).

O substrato duro favorece a fixação de larvas e esporos de diversas espécies de invertebrados e de macroalgas, adaptados ao estresse típico desta zona de transição. Organismos sésseis, muitas vezes abundantes nos costões, fornecem abrigo e proteção para uma grande variedade de animais, servindo também como substrato para a fixação de epibiontes. As macroalgas também abrigam uma rica comunidade animal e de epífitas, denominada comunidade fital.

Conseqüentemente, com toda esta diversidade, é possível encontrar mais de uma centena de espécies em um único costão entremarés. Apenas na região do Canal de São Sebastião, dentro dos limites da zona entremarés, foram identificadas por Milanelli (2004), 287 espécies de macroalgas e macrofauna. Se a estas espécies ainda se somarem toda a fauna acompanhante dos bancos de mexilhões, biorrecifes de *Phragmatopoma* (NEGREIROS-FRANSOZO *et al.*, 1998) e das algas (fauna fital), bem como as espécies de menor tamanho (meiofauna), ou as espécies visitantes e esporádicas, pode-se considerar uma riqueza ainda maior.

Dentre os diversos aspectos relevantes que afetam o grau de impacto 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.* (1992) 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.*, 2006).

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, BRASIL-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.

Os costões também são visitados por espécies de outros ambientes que ali buscam alimento, como peixes e tartarugas marinhas. Os costões rochosos também têm relevante importância na socioeconomia, tanto como ambiente valorizador da paisagem para o turismo, como suporte para atividades como mergulho, extrativismo e pesca recreativa e de subsistência.

Dessa forma, fica claro o importante papel deste ecossistema no equilíbrio da zona costeira, onde interagem todos os ambientes como praias, costões, manguezais, marismas e a zona nerítica, em um equilíbrio dinâmico e complexo.

Esses dados justificam, portanto, a incorporação deste CVA, tendo em vista sua elevada relevância ecológica e a abundância dos costões rochosos na região de interesse.

Apesar de sua elevada relevância como ecossistema costeiro, os costões são ambientes pouco estudados no Brasil. Nesse contexto, são ainda mais raros os trabalhos que diagnosticam os ecossistemas quanto aos efeitos da poluição tanto no seu aspecto crônico (efeito dos lançamentos de efluentes domésticos,

industriais), como em episódios agudos, como após acidentes envolvendo derrames de óleo (LEWIS, 1976; HAWKINS, 2002).

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.*, 2006).

O hidrodinamismo, compreendido como o grau de movimentação das águas, atua também como um fator controlador no grau de diversidade, bem como na composição de espécies dos costões. Ambientes com forte embate de ondas dificultam ou inviabilizam a instalação de esporos e larvas de diversas espécies (LEWIS, 1968; OLIVEIRA-FILHO & MAYAL, 1976). Neste caso, apenas aquelas mais adaptadas conseguem assentar e colonizar o ambiente. Em costões abrigados, devido ao reduzido estresse físico, há maior chance das espécies mais frágeis e delicadas se instalarem.

Por outro lado, nestes locais espera-se uma maior pressão de competição e predação, uma vez que os recursos disponíveis são aproveitados por um número maior de espécies. As maiores diversidades tendem a ocorrer em locais com um grau intermediário de hidrodinamismo, onde as condições extremas de estresse físico e as pressões biológicas de predação e competição são atenuadas.

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).

Na área potencialmente atingida, apresentada na modelagem de deriva de mancha, foram contabilizados 207 costões com probabilidade de toque, sendo que os valores variaram desde 1% a 17%. Os números indicados não representam a extensão linear de costa rochosa. Dessa forma, cada unidade de costão identificada tem sua extensão específica.

Estes costões têm elevada representatividade espacial na costa, especialmente nos estados de São Paulo e Santa Catarina. Os costões suscetíveis predominam em São Paulo (78 costões suscetíveis), seguido por Rio de Janeiro (70 costões suscetíveis) e Santa Catarina (54 costões suscetíveis). No Paraná, onde a costa é estreita e apresenta muitas praias, apenas 5 costões são suscetíveis.

Os municípios com maior número de costões afetados são Rio de Janeiro (26 costões), Paraty (21 costões), São Francisco do Sul (17 costões), São Sebastião (16 costões), Guarujá (15 costões), Ubatuba (13 costões), Peruíbe (12 costões) e Florianópolis (10 costões).

Ressalta-se que os costões insulares representam a maioria dos costões rochosos em grande parte desses municípios. Estes, por estarem mais afastados das pressões antrópicas crônicas (esgotos, ocupação desordenada, etc.), apresentam maior diversidade e qualidade ambiental.

Nestas áreas suscetíveis, ocorrem de forma difusa todas as tipologias de costões rochosos anteriormente descritas, especialmente quanto ao hidrodinamismo. Assim, observa-se um mosaico de costões batidos e abrigados ao longo da costa. Em muitos casos, em uma mesma localidade as duas tipologias ocorrem simultaneamente, especialmente nos costões do tipo “campo de matações”, 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 potencialmente afetada, com seus costões

expostos nas faces abertas e abrigados nas faces interiores, como por exemplo, 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 recuperação do ambiente de costão rochoso após um acidente é facilitada pelo fato de a maioria das suas espécies terem fases larvais planctônicas, trazidas por correntes e marés, favorecendo a recolonização do ambiente e a recuperação desses ecossistemas (BAKER *et al.*, 1990). No entanto, estes ambientes comportam espécies com diferentes inércias e resiliências.

Diante desse cenário, vários autores têm proposto classificações para os ambientes costeiros segundo sua sensibilidade a impactos por petróleo (DOE, 1975; OWENS, 1977; GUNDLACH & HAYES, 1978; RPI, 1984; API, 1985; NOAA, 1997, BRASIL-MMA 2004). Apesar de diferenças nas abordagens, os ambientes abrigados, com menor energia hidrodinâmica, são sempre considerados mais sensíveis do que os expostos (maior energia hidrodinâmica), especialmente devido à maior sensibilidade da biota, à maior persistência do óleo no ambiente e à dificuldade de limpeza sem causar danos adicionais à comunidade (MILANELLI, 1994; LOPES *et al.*, 2006; DEVIDS, 2007).

De modo geral, a recuperação das espécies impactadas pelo óleo no costão, assumindo que o ambiente esteja livre do contaminante, depende da dinâmica natural das populações, ou seja, da frequência reprodutiva, 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 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 é extremamente variável, dependendo do cenário ambiental e accidental.

Em costões rochosos abrigados, o óleo pode permanecer nesses ambientes 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). Períodos de recuperação de mais de 10 anos foram indicados por Southward, (1978); Hawkins *et al.* (2002) e também por French McCay (2009), mas a maioria deles associados aos impactos adicionais de procedimentos de limpeza agressivos, como o uso de jateamento e dispersantes químicos tóxicos. 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; FRENCHMACCAY, 2009). No Canal de São Sebastião – São Paulo, após acidente com óleo em 1994 que atingiu costões rochosos, Lopes *et al.* (1997) concluíram que não foi observado impacto de óleo no monitoramento de algumas populações (*Chthamalus spp.*, *Brachidontes spp.* e *Tetraclita stalactifera*) integrantes deste ecossistema. Entretanto algumas análises de toxicidade indicaram altos níveis cerca de 6 dias após o derramamento. Estes autores destacam ainda que nas amostras de água não foram encontradas concentrações de compostos possíveis de causar efeitos adversos crônicos nos organismos.

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 a 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.

Costões expostos têm tempos de recuperação muito menores (geralmente menos de 1 ano), já que as ondas, efetivas na limpeza natural, protegem os organismos do recobrimento físico além de reduzirem o tempo de permanência do contaminante no ambiente (API, 1985, MICHEL *et al.*, 1992, IPIECA 2000).

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 1 a 5 anos, mas a completa recuperação pode demorar muitos anos em situações extremas, onde grandes áreas são afetadas.

Sell *et al.* (1999) realizaram uma ampla pesquisa bibliográfica e concluíram que 3 anos seria o tempo máximo de recuperação para costões rochosos. Devido a grande distância da costa e aos grande períodos de deriva do óleo antes do toque na costa (a modelagem numérica indica valores em torno de 5 dias), que faz com que o grau de intemperismo do óleo seja elevado e por consequência diminuindo os efeitos sobre este CVA, este é o valor adotado neste estudo.

O tipo de óleo em contato com o costão rochoso, assim como ocorre com qualquer ambiente costeiro, irá afetar o ambiente de forma diferenciada. Óleos pesados, de alta densidade e viscosidade, e intemperizados, afetarão os costões principalmente pelo impacto físico. Por outro lado, óleos leves, de alto °API, não estão associados ao recobrimento físico, mas ao impacto químico pela sua maior toxicidade (MICHEL *et al.*, 1992. IPIECA, 2000). Óleos leves, por terem baixa persistência e maior volatilidade e solubilidade, tendem a se degradar com maior rapidez.

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, 1994; IPIECA, 2000; LOPES *et al.*, 2006; DEVIDS, 2007).

Milanelli (1994), observou a partir da comparação entre transectos experimentais sujeitos ao contato com o óleo e com o jateamento a alta pressão, que os danos na comunidade em um costão entremarés foram maiores após a limpeza.

Considerando que sejam adotados os métodos de limpeza mais efetivos e adequados para estes cenários, pode-se acelerar o tempo de recuperação dos costões abrigados, minimizando os impactos físicos e químicos do óleo sobre estes ambientes.

Para se determinar a probabilidade de toque neste CVA, foram mapeadas, a partir de informações de MMA (2007), os costões rochosos que possuem

probabilidade de serem atingidas 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 (verão/inverno), sem nenhum tipo de ponderação. Os locais deste CVA com probabilidade de toque de óleo estão listadas no **Quadro II.10.4.2-29**.

A presença deste CVA Costões rochoso dentro da área potencialmente afetada por óleo está representada no **Desenho II.10.4-1** ao **Desenho II.10.4-28** do **Volume de Cartografia**. Segue abaixo resumo de distribuição e tempo de recuperação para este CVA.

Resumo:

CVA	Distribuição	Tempo de Recuperação
Costões Rochosos	Fixa	3 anos

Quadro II.10.4.2-29 – Probabilidades de toque de óleo no CVA Costões rochosos. São apresentados somente os pontos e volumes em que o óleo vazado atinge o CVA.

Estado / Cidade		Local	INVERNO						VERÃO														
			P1		P7		P8		P1		P2		P3		P4		P5	P7		P8			
			VPC	200	VPC	8	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	
RJ	Arraial do Cabo	I. Cabo Frio	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
		P. Boqueirão	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Saquarema	Ipitangas	-	-	-	-	1	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Itauna	-	-	-	-	1	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Barra de Saquarema	-	-	-	-	1	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Maricá	P. Negra	-	-	-	-	1	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		I. Guaratiba	-	-	-	1	1	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		P. Itaguaçu	-	-	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Niterói	P. Itacoatiara	-	-	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Itacoatiara	-	-	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		P. Itaipu	-	-	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		I. Menina	-	-	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		I. Mãe	-	-	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		I. Pai	-	-	-	-	1	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Estado / Cidade	Local	INVERNO						VERÃO																
		P1	P7		P8			P1		P2		P3		P4		P5	P7		P8					
		VPC	200	VPC	8	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	VPC	200	VPC	200	VPC				
RJ	Rio de Janeiro	P. Copacabana	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
		Arpoador	-	-	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
		P. Arpoador	-	-	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
		I. Palmas	-	-	-	-	1	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
		I. Cigarra	-	-	-	-	1	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
		I. Comprida	-	-	-	-	1	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
		I. Redonda	-	-	1	-	2	4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
		I. Rasa	-	-	1	1	2	4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
		Leblon	-	-	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		P. Dois Irmãos	-	-	-	-	1	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		São Conrado	-	-	-	-	1	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		P. Marisco	-	-	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		I. Meio	-	-	-	-	1	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		I. Alfavaca	-	-	-	-	1	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		I. Pontuda	-	-	-	-	1	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
P. Ilha de Sernambetiba	-	-	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		

Estado / Cidade	Local	INVERNO						VERÃO														
		P1	P7		P8			P1		P2		P3		P4		P5	P7		P8			
		VPC	200	VPC	8	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	
RJ	Rio de Janeiro	I. Palmas	-	1	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Inferno	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Funda	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Meio	-	-	-	-	1	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Perigoso	-	-	-	-	1	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Busios	-	-	-	-	1	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		P. Funda	-	-	-	-	1	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		I. Rasa de Guaratiba	-	-	1	-	1	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		I. Frade	-	-	-	-	1	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Guaratiba	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	Angra dos Reis - Ilha Grande	Lopes Mendes	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		P. Palmeiras	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		P. Andorinha	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		P. Drago	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
P. Meros		-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
P. Enseada Grande		-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	

Estado / Cidade	Local	INVERNO						VERÃO														
		P1	P7		P8			P1		P2		P3		P4		P5	P7		P8			
		VPC	200	VPC	8	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	
RJ	Angra dos Reis - Ilha Grande	P. Escada	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		I Meros	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Provetá	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Paraty	P. Juatinga	-	-	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		P. Enxovas	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		P. Cairuçu das Pedras	-	-	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		I. Cairuçu das Pedras	-	-	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		P. Cairuçu	-	-	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		P. Negra	-	-	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		P. Caju	-	-	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		P. Furado	-	-	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Negra	-	-	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		P. Sono	-	-	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
P. Cachoeira das Pedras	-	-	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Sobrado	-	-	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		

Estado / Cidade	Local	INVERNO						VERÃO														
		P1	P7		P8			P1		P2		P3		P4		P5	P7		P8			
		VPC	200	VPC	8	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	
RJ	Paraty	I. das Laranjeiras	-	-	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Vermelha	-	-	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		P. Laranjeiras	-	-	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		P. Fazenda	-	-	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		P. Galhetas	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		P. Leste	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		I. Trindade	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		P. Caixa de Aço	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Pt. Trindade	-	-	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SP	Ubatuba	P. Camburi	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
		P. Couves	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
		P. Cabeçuda	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
		Pt. Camburi	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
		P. Cruz	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
		I. Comprida	-	-	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
		I. Carapuça	-	-	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	

Estado / Cidade	Local	INVERNO						VERÃO														
		P1	P7		P8			P1		P2		P3		P4		P5	P7		P8			
		VPC	200	VPC	8	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	
SP	Ubatuba	I. Couves	-	-	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		I. Rapada	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		I. Anchieta	-	-	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		I. Mar Virado	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Cassandoca	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Raposa	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	São Sebastião	Pt. Camaroeiro	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Camaroeiro	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Pt. Arpoador	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Cigarras	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Pt. Toque Toque Grande	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		I. Toque Toque	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		I. toque Toque Pequeno	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Santiago	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Pauba	-	-	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		

Estado / Cidade	Local	INVERNO						VERÃO														
		P1	P7		P8			P1		P2		P3		P4		P5	P7		P8			
		VPC	200	VPC	8	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	
SP	São Sebastião	Brava	-	-	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Pt. Grossa	-	-	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Camburizinho	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		I. gatos	-	-	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		I. Couves	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		I. Monte de Trigo	-	-	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Ilhabela	I. Vitória	-	1	2	-	1	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		I. dos Buzios	-	1	1	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Ilhabela	-	1	2	-	1	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Bertioga	M. São Lourenço	-	-	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Pt. Enseada	-	-	-	-	1	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Guarujá	Pt. Armação	-	-	-	-	1	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Preta	-	-	-	-	1	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Camburi	-	-	-	-	1	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Iporanga	-	-	-	-	1	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Pt. Iporanga		-	-	-	-	1	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	

Estado / Cidade	Local	INVERNO						VERÃO														
		P1	P7		P8			P1		P2		P3		P4		P5	P7		P8			
		VPC	200	VPC	8	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	
SP	Guarujá	Pereque Açú	-	-	-	-	1	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Pt. Andorinhas	-	-	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Pt. Grossa	-	-	-	-	2	3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Pt. Santo Amaro	-	-	-	-	2	3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Pitangueiras	-	-	-	-	1	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Pt. Galhetas	-	-	-	-	1	4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Monduba	-	-	-	-	2	4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		I da Moela	-	-	1	-	3	5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Guaiúba	-	-	-	-	2	3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Embaré	-	-	-	-	1	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	São Vicente	Itararé	-	-	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		São Vicente	-	-	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Parnapuã	-	-	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Itaquitanduva	-	-	-	-	1	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Praia Grande	Boqueirão	-	-	-	-	1	3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Mongaguá	Agenor de Campos	-	-	-	-	5	6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	2		

Estado / Cidade	Local	INVERNO						VERÃO														
		P1	P7		P8			P1		P2		P3		P4		P5	P7		P8			
		VPC	200	VPC	8	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	
SP	Itanhaém	Cibratel I	-	-	-	-	5	5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	2	3	
	Peruíbe	Canto	-	-	-	-	7	6	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	2	3	4
		Prainha	-	1	-	-	7	6	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	3	3	4
		I. Queimada Grande	1	4	7	-	10	15	-	-	-	-	1	1	-	-	-	-	3	5	5	7
		I. Queimada Pequena	-	1	1	-	8	9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	4	4	4
		I. Peruíbe	-	-	-	-	8	7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2	5	4	5
		I. Guarau	-	-	1	-	8	7	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	1	5	3	4
		Guaruzinho	-	-	1	-	8	7	-	-	-	-	1	1	-	-	-	-	1	4	3	4
		Arpoador	-	-	1	-	8	7	-	-	-	-	1	1	-	-	-	-	1	4	4	4
		Brava	-	-	1	-	7	7	-	-	-	-	1	1	-	-	-	-	2	4	4	4
		Juquiá	-	-	1	-	8	7	-	-	-	-	1	1	-	-	-	-	2	4	4	5
		Deserta	-	-	1	-	7	6	-	1	-	-	1	1	-	-	-	-	2	4	4	5
		Caramborê	-	-	1	-	6	6	-	1	-	-	1	1	-	-	-	-	2	5	4	5
		Iguape	Pt. Grajaúna	-	1	1	-	8	7	-	1	-	-	1	1	-	-	-	-	4	7	4
Pt. Juréia	-		-	1	-	8	7	-	1	-	-	1	2	-	-	-	-	5	7	4	5	
Cananéia	Pt. Ipanema	-	2	5	-	2	5	-	1	-	-	-	1	-	-	-	-	1	1	-	-	

Estado / Cidade		Local	INVERNO						VERÃO												
			P1	P7		P8			P1		P2		P3		P4		P5	P7		P8	
			VPC	200	VPC	8	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	VPC	200	VPC
SP	Cananéia	I. Bom Abrigo	-	2	6	-	2	6	1	1	-	-	-	1	-	-	-	1	2	-	-
		Camboriú	-	2	5	-	2	4	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-
		Pt. Camboriú	-	2	5	-	2	4	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-
		I. Camboriú	-	2	6	-	2	5	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-
		Fole Pequeno	-	2	5	-	1	3	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-
		Laje	-	2	5	-	2	3	-	1	-	-	-	-	-	-	-	1	1	-	-
		Marujá	-	3	7	-	3	5	-	1	-	-	1	1	-	-	-	-	1	-	-
PR	Guaraqueçaba	Deserta	-	3	7	-	3	6	-	1	-	-	1	1	-	-	1	1	1	-	-
		Paranaguá	Pt. Conchas	-	3	5	-	1	3	-	1	-	-	1	2	-	-	-	1	1	-
	I. galheta		-	2	6	-	2	3	1	1	-	-	1	2	-	-	-	1	1	-	-
	Matinhos		I. Currais	-	1	7	-	4	6	1	3	-	-	2	2	1	-	1	1	1	-
		Caiobá	-	1	4	-	2	2	1	2	-	-	2	1	1	1	1	1	1	-	-
SC	São Francisco do Sul	I. Caiobá	-	1	4	-	2	7	1	2	-	-	2	2	1	1	1	1	1	-	-
		Prainha	-	1	2	-	1	1	1	1	-	-	1	1	1	1	1	1	1	-	-
		Caieiras	-	1	1	-	1	1	1	1	-	-	1	1	1	1	1	1	1	-	-
		M. Cristo	-	1	3	-	1	2	1	1	-	-	1	1	1	1	1	1	1	-	-
		Barra do Sai	-	1	4	-	1	3	-	1	-	-	1	2	1	1	1	1	1	-	-

Estado / Cidade	Local	INVERNO						VERÃO													
		P1	P7		P8			P1		P2		P3		P4		P5	P7		P8		
		VPC	200	VPC	8	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	VPC	200	VPC	200
SC	São Francisco do Sul	Itapema do Norte	-	1	5	-	3	4	-	1	-	-	1	2	1	1	1	1	1	-	-
		Forte	-	1	6	-	4	5	-	1	-	1	3	4	1	1	1	1	1	-	-
		Ubatuba	-	1	5	-	3	4	-	1	-	1	3	4	1	1	1	1	1	-	-
		I. dos Veados	-	3	9	-	6	6	-	3	-	1	4	6	1	1	1	1	1	-	-
		I. da Paz	-	2	8	-	6	6	-	2	1	1	4	6	1	1	1	1	1	-	-
		I. Velha	-	2	8	-	5	5	-	2	-	1	4	6	1	1	1	1	1	-	-
		I. Jaribatuba	-	2	7	-	5	6	-	2	-	1	4	6	1	1	1	1	1	-	-
		Prainha	-	2	8	-	5	6	-	2	-	1	5	7	1	1	1	1	1	-	-
		I. do Norte	-	6	14	-	7	7	1	2	-	1	7	9	1	1	1	1	1	1	1
		I. do Porto	-	6	14	-	7	7	1	2	-	1	7	9	1	1	1	1	1	1	1
		I. Rema	-	6	14	-	7	7	1	2	-	1	7	9	1	1	1	1	1	1	1
	I. do Sul	1	6	14	-	7	7	1	2	-	1	7	9	1	1	1	1	1	1	1	
	Balneário Barra do Sul	Pt. Molhe	1	4	9	-	5	5	1	1	-	1	7	7	1	1	1	1	1	1	2
		I. dos Remédios	-	4	11	-	5	6	1	1	-	1	7	9	1	1	1	1	1	1	3
I. das Araras		-	5	11	-	5	6	1	1	-	1	7	9	1	1	1	1	1	1	3	
I. Barra do Sul		1	4	13	-	4	6	1	1	-	1	3	10	1	1	1	1	1	2	3	



Coordenador da Equipe



Técnico Responsável

EIA
PBS4HR09

Revisão 00
10/2013

Estado / Cidade	Local	INVERNO						VERÃO													
		P1	P7		P8			P1		P2		P3		P4		P5	P7		P8		
		VPC	200	VPC	8	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC
SC	Barra Velha	Grant	-	1	6	-	2	3	1	1	1	1	7	7	1	1	1	1	4	2	3
		I. Grant	-	5	6	-	2	4	1	1	1	1	7	7	1	1	1	1	4	2	3
	Balneário Piçarras	I. Quilombo	-	3	9	-	3	6	1	2	-	1	8	9	1	1	1	2	5	2	3
		Penha	São Miguel	-	-	1	-	1	-	1	1	1	1	2	7	1	1	1	2	3	1
	Itajaí	Cabeçudas	-	1	3	-	2	2	2	4	1	1	8	7	1	1	-	2	4	1	5
		Pt. Taquaras	-	2	9	-	4	6	2	5	1	1	7	9	3	4	-	2	4	2	5
		Pt. Lobos	-	1	3	-	1	5	2	5	1	1	7	9	1	3	-	2	4	2	4
		Pt. Coqueiro	-	1	5	-	2	4	2	5	1	1	7	8	2	3	-	2	3	2	5
		Pt. Boqueirão	-	1	5	-	1	4	3	5	1	1	7	8	2	3	-	2	3	1	4
	Itapema	Pt. Mata de Camboriu	-	1	2	-	1	4	3	5	1	1	7	8	2	3	-	2	3	1	4
		Pt. Corre-mar	-	1	3	-	1	4	2	5	1	1	7	8	2	3	-	2	3	1	3
	Porto Belo	Pt. Araújo	-	2	7	-	5	6	2	4	1	1	5	7	1	1	-	2	1	-	1
	Bombinhas	Pt. Bombas	-	5	13	-	6	7	4	6	1	1	9	11	3	6	-	2	5	2	5
	Governador Celso Ramos	I Gales	-	8	16	-	6	7	7	14	2	3	11	14	5	7	-	2	5	2	5
	Florianópolis	I. Deserta	-	11	17	-	6	8	7	14	3	3	10	15	5	7	-	3	7	2	6
I. Arvoredo		-	9	15	-	5	7	7	14	3	3	10	13	5	7	-	2	5	2	5	

Estado / Cidade	Local	INVERNO						VERÃO													
		P1	P7		P8			P1		P2		P3		P4		P5	P7		P8		
		VPC	200	VPC	8	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC
SC	Florianópolis	Canasvieiras	-	1	8	-	-	1	5	11	2	3	6	8	3	3	-	1	1	-	-
		I. Mata Fome	-	6	13	-	4	6	7	13	2	3	9	12	6	7	-	1	5	1	5
		I. do Badejro	-	6	13	-	3	6	6	13	1	3	9	12	5	7	-	1	6	2	5
		I. das Aranhas	-	5	10	-	2	4	5	12	1	3	7	12	5	6	-	1	4	2	4
		I. do Xavier	-	3	8	-	-	-	6	14	1	3	7	10	3	6	-	1	5	1	4
		I. do Campeche	-	2	4	-	-	-	4	10	1	2	3	4	2	5	-	1	2	2	4
		Pt. Felicidade	-	2	4	-	-	-	4	9	-	2	2	4	1	5	-	1	1	1	1
		Arquipélago Três Irmãs	-	2	4	-	-	-	4	11	1	1	1	5	1	5	-	1	1	1	3
		I. 3 moleques do Sul	-	3	6	-	-	-	7	13	1	3	5	8	3	7	-	1	5	1	4
	Paulo Lopes	I. do Coral	-	2	4	-	-	-	4	9	1	2	2	4	1	4	-	1	2	1	2
	Imbituba	I. batuta	-	1	1	-	-	-	1	3	-	-	1	1	1	1	-	1	1	-	2
		Pt. Careca do Velho	-	1	1	-	-	-	1	3	-	-	1	1	1	1	-	1	1	-	1
		I. Santana de Fora	-	1	1	-	-	-	1	7	-	-	1	1	-	1	-	1	1	-	1
		I. das Araras	-	1	4	-	-	-	3	8	-	1	1	2	1	1	-	1	1	-	1
Laguna	I. Lobos	-	1	1	-	-	-	1	3	-	-	1	2	1	1	-	1	1	-	1	
SC	Laguna	Cabo de Santa Marta	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-	1	-	-	-	1	1	-	1	
Probabilidades máximas			1	11	17	1	10	15	7	14	3	3	11	15	6	7	1	5	7	5	7

10) Manguezais

Os manguezais são considerados ecossistemas-chave na zona costeira e marinha, por sustentarem uma variada e complexa comunidade biótica que habita esse ecossistema em, pelo menos, uma fase da vida. São considerados, portanto, berçários e celeiros naturais para a biodiversidade marinha, atuando no equilíbrio de outros ecossistemas costeiros (SCHAEFFER-NOVELLI, 1999; KATHIRESAN *et al.*, 2001). Além disso, participam na exportação de matéria orgânica para cadeias alimentares adjacentes, sendo o material excedente da produção do mangue considerado muito importante para a produção pesqueira (IPIECA, 1993).

Conforme Kathiresan *et al.* (1991), Duke (1997), Schaeffer-Novelli (1999) e Lopes *et al.* (2006), os manguezais são ecossistemas de grande importância socioeconômica, como fonte de diversos bens e serviços, entre eles:

- fonte de nutrientes para a zona costeira nerítica;
- extrativismo (madeira, mel, ostras, caranguejos, siris, camarões, peixes);
- controle de erosão;
- retenção de poluentes, como metais pesados;
- matéria prima para a farmacologia e indústria de cosméticos;
- preservação da biodiversidade;

Por outro lado, os manguezais, apesar de sua elevada sensibilidade e importância, têm sido afetados por uma grande variedade de tensores antrópicos, tanto crônicos como agudos.

Na área potencialmente atingida, indicada nas modelagens de deriva de mancha, foi acusada a possibilidade de toque em 50 manguezais, identificados nos estados do RJ, SP, PR e SC.

Santa Catarina é o estado com maior número de manguezais suscetíveis ao toque, com 26 áreas, destacando-se os manguezais de São Francisco do Sul, Piçarras, Navegantes, Camboriú, Bombinhas, Porto Belo, Florianópolis, Garopaba, Imbituba e Laguna.

Em São Paulo, são 15 as áreas de manguezal sujeitos ao toque, nos municípios de Caraguatatuba, Bertioga, Guarujá, São Vicente, Itanhaém, Peruíbe, Iguape e Cananéia.

No Rio de Janeiro, são 4 manguezais suscetíveis, localizados nos municípios de Maricá, Rio de Janeiro, Paraty.

Finalmente, no Paraná, os 5 manguezais com probabilidade de toque estão em Guaraqueçaba, Paranaguá, Pontal do Sul e Guaratuba.

Em todos eles as probabilidades de toque mesmo de pior caso (VPC) tanto no verão como no inverno, são bastante baixas, abaixo de 10 %.

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 manque como na biota acompanhante. No entanto, os impactos no bosque merecem especial atenção uma 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 CETESB (2006), 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 à longos tempos de recuperação e baixa capacidade de resistir aos impactos, podendo levar várias décadas para se regenerar (MICHEL *et al.*, 1992; IPIECA, 1993; API, 2001; KATHIRESAN *et al.*, 2001; LOPES *et al.*, 2006;).

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 *et al.*, 2001; LOPES *et al.*, 2006;). 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.*, 2006; 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 *et al.*, 2001):

- Efeitos imediatos;
- Danos estruturais;
- Estabilização;
- Recuperação.

Os processos de estabilização e recuperação estão associados à redução efetiva das concentrações do óleo no sedimento para que possam ocorrer. No acidente citado em Lamparelli *et al.* (1997), ocorrido em Bertioiga, em 1983, os

impactos máximos foram registrados 8 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 longo tempo de recuperação dos manguezais de Bertioga foi recentemente 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).

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; ODUM *et al.*, 1975; DUKE *et al.*, 1999; KATHIRESAN *et al.*, 2001; LOPES *et al.*, 2006, 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. Streever (2000) afirma que o bosque de mangue pode se autorreparar 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 6 a 25 anos.

Kathiresan *et al.* (2001) *apud* (Lopes, 2006) 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.* (1997), que associam o longo tempo de

recuperação à longa persistência do óleo nos sedimentos anóxicos do manguezal.

Santos *et al.* (2012) e Kathiresan *et al.* (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.

De acordo estudos de extrapolação por regressão linear de Duke *et al.* (1999), e, considerando 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 o grande *range* temporal no processo de recuperação dos manguezais, podendo ser superior aos 25 anos proposto pelos 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).

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.

Diante do cenário avaliado na literatura científica, foi adotado o tempo de **20 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 tempo de mais de 72 h de deriva até o toque do óleo na costa, resultando na efetiva redução do potencial tóxico do óleo pelo intemperismo (SNEDAKER *et al.*, 1997).

Para se determinar a probabilidade de toque neste CVA, foram mapeadas, a partir de informações de MMA (2007), os manguezais que possuem probabilidade de serem atingidas 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 (verão/inverno), sem nenhum tipo de ponderação. Os locais deste CVA com probabilidade de toque de óleo estão listados no **Quadro II.10.4.2-30**.

A presença deste CVA Manguezais dentro da área potencialmente afetada por óleo está representada no **Desenho II.10.4-1** ao **Desenho II.10.4-28** do **Volume de Cartografia**. Segue abaixo resumo de distribuição e tempo de recuperação para este CVA.

Resumo:

CVA	Distribuição	Tempo de Recuperação
Manguezais	Fixo	20 anos

Quadro II.10.4.2-30– Probabilidades de toque de óleo no CVA Manguezais. São apresentados somente os pontos e volumes em que o óleo vazado atinge o CVA.

Estado/Cidades	Locais	INVERNO					VERÃO													
		P1		P7		P8	P1		P2		P3		P4		P5	P7		P8		
		VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	VPC	200	VPC	200	VPC	
RJ	Maricá	P. Negra	-	-	-	1	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Rio de Janeiro	Barra da Tijuca	-	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Marambaia	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Paraty	Engenho	-	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SP	Caraguatatuba	Enseada	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Bertioga	Guaratuba	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Pt. Armação	-	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Guarujá	Embaré	-	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	São Vicente	São Vicente	-	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Itanhaém	Sonho	-	-	-	6	5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	2	3
	Peruíbe	Orla dos Coqueiros	-	-	-	7	6	-	-	-	-	-	1	-	-	-	1	1	3	4
		Guaraú	-	-	-	7	7	-	-	-	-	1	1	-	-	-	1	1	3	4
Barra do Uma		-	1	1	8	7	-	1	-	-	1	1	-	-	-	2	4	4	5	

Estado/Cidades		Locais	INVERNO					VERÃO												
			P1		P7		P8	P1		P2		P3		P4		P5	P7		P8	
			VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	VPC	200	VPC	200	VPC
SP	Iguape	Rio Verde	-	-	1	8	7	-	1	-	-	1	1	-	-	-	5	7	4	5
		Barra do Ribeira	-	1	1	5	6	-	1	-	-	1	1	-	-	-	5	6	2	4
		Icapara	-	1	1	7	6	-	1	-	-	1	2	-	-	-	5	6	1	2
	Cananéia	Pereirinha	-	1	2	2	3	-	1	-	-	1	1	-	-	-	1	1	-	-
		Camboriú	-	2	5	1	4	-	1	-	-	-	-	-	-	-	1	1	-	-
		Marujá	-	2	5	2	3	-	1	-	-	-	-	-	-	-	1	1	-	-
PR	Guaraqueçaba	Pt. Inácio Dias	-	3	5	2	3	-	1	-	-	1	1	-	-	1	1	1	-	-
	Paranaguá	Farol	-	1	1	1	1	1	1	-	-	1	1	-	-	-	1	1	-	-
		Baía de Paranaguá	-	1	1	1	1	1	1	-	-	1	1	-	-	-	1	1	-	-
	Pontal do Paraná	Pontal do Sul	-	-	1	1	-	1	1	-	-	1	1	-	-	-	-	1	-	-
	Guaratuba	Baía de Guaratuba	-	1	1	1	1	1	1	-	-	1	1	1	1	1	1	1	-	-
SC	Itapoá	I. Saí	-	1	4	1	3	-	1	-	-	1	2	1	1	1	1	1	-	-
		Barra do Saí	-	1	4	1	3	-	1	-	-	1	2	1	1	1	1	1	-	-
	São Francisco do Sul	Forte	-	1	4	3	5	-	1	-	-	1	2	1	1	1	1	1	-	-
		Capri	-	1	3	2	4	-	1	-	-	1	1	1	1	1	1	1	-	-

Estado/Cidades		Locais	INVERNO					VERÃO													
			P1		P7		P8	P1		P2		P3		P4		P5	P7		P8		
			VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	VPC	200	VPC	200	VPC	
SC	São Francisco do Sul	Baía de São Francisco	-	1	3	1	3	-	1	-	-	1	1	1	1	1	1	1	1	-	-
		Pt. Molhe	1	3	9	2	2	1	1	-	1	6	7	1	1	1	1	1	1	1	1
	Araquari	Península	-	1	6	1	1	1	1	1	-	6	7	1	1	1	1	1	2	2	4
	Barra Velha	Grant	-	1	4	1	2	1	1	1	1	7	8	1	1	1	2	5	2	3	
	Balneário Piçarras	Alegre	-	1	3	3	4	1	2	1	1	6	7	1	1	1	2	1	1	1	2
	Penha	São Miguel	-	-	1	1	-	1	1	1	1	2	7	1	1	1	2	3	1	3	
	Navegantes	Molhe Atalaia	-	1	3	2	2	2	3	1	1	7	7	1	1	-	2	4	2	4	
	Balneário Camboriú	Camboriú	-	1	5	3	4	2	4	1	1	6	7	1	1	-	1	3	1	1	
	Porto Belo	Cabeço	-	1	4	1	4	2	4	1	1	5	7	1	1	-	1	3	-	1	
	Tijucas	Tijucas	-	-	-	-	-	1	3	-	-	1	1	1	1	-	1	2	1	3	
	Governador Celso Ramos	Armação da Piedade	-	1	1	-	-	3	1	1	1	4	7	-	1	-	1	2	-	-	
	Florianópolis	Pontal	-	-	1	-	-	4	6	1	2	1	6	1	3	-	1	1	-	1	
		Pt. Das Canas	-	1	4	4	3	2	6	1	2	3	4	1	2	-	-	-	-	-	
		Baía Norte	-	-	1	-	-	2	4	1	1	1	6	1	1	-	1	1	-	1	
Pt. Galheta		-	-	4	-	-	3	10	1	1	1	7	1	5	-	1	2	1	4		

Estado/Cidades		Locais	INVERNO					VERÃO												
			P1		P7		P8	P1		P2		P3		P4		P5	P7		P8	
			VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	VPC	200	VPC	200	VPC
SC	Florianópolis	Baía Sul	-	-	1	-	-	1	1	-	-	-	1	1	1	-	1	1	1	-
	Paulo Lopes	Pta. Da Guarda	-	1	2	-	-	1	3	-	-	1	1	1	1	-	1	1	1	1
	Garopaba	Sirú	-	-	1	-	-	1	2	-	-	1	1	1	1	-	1	1	-	1
	Imbituba	Barra de Ibiraguera	-	1	1	-	-	1	3	-	-	1	1	1	1	-	1	1	-	1
	Laguna	Pt. Fora	-	-	1	-	-	1	2	-	-	1	1	1	1	-	1	1	-	1
Pt. Costão do Ilhote		-	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Probabilidades Máximas			1	3	9	8	7	4	10	1	2	7	8	1	5	1	5	7	4	5

11) *Marismas*

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).

As características e contribuições das marismas são diversas, entre elas:

- Estabilização da linha de costa;
- Abrigo e habitat para uma grande diversidade de fauna;
- Área de alimentação e reprodução de espécies residentes e visitantes;
- Integração na teia trófica estuarina.

Assim como nos manguezais, a área de ocorrência de marismas está associada à desembocadura de rios, estuários, baías e enseadas, onde há mistura de águas continentais e marinhas. São ambientes de transição, ocupando a zona entremarés, estruturadas por vegetação halófitas facultativas, adaptadas às grandes variações de salinidade, sedimento lamoso, frouxo e pobre em oxigênio. Similarmente aos manguezais, a estrutura do ecossistema é definida pela presença desta vegetação herbácea halófitas, resistente às variações de salinidade. No Brasil, são poucas espécies predominantes no bosque, especialmente:

- macega-mol (*Spartina alterniflora*);
- macega (*Spartina densiflora*);
- tiririca (*Scirpus maritimus* e *S. olneyi*);
- junco (*Juncus effusus*).

No entanto, várias dezenas de outras espécies vegetais ocorrem associadas a estas espécies estruturadoras e dominantes. Este ambiente, abrigado, rico em refúgios, nichos e alimento, assim como os manguezais, atrai e sustenta uma grande variedade de espécies tanto residentes como sazonais e visitantes.

A fauna de marisma é rica em invertebrados, peixes, aves aquáticas e migratórias que visitam esse ambiente, resultando em um ecossistema com complexa teia trófica e um reduto de biodiversidade, o que justifica sua definição

como área úmida de relevante importância ecológica na zona costeira-marinha (IPIECA, 1994).

Na área suscetível definida pela modelagem, observa-se a presença de 10 marismas sujeitas ao toque, no Paraná (5 áreas), Santa Catarina (3 áreas) e Rio Grande do Sul (2 áreas). Em todas as áreas, as probabilidades máximas de toque encontradas tanto no verão como no inverno, nos cenários de até 8 m³, de 8 a 200 m³ e VPC, foram de até 7%, portanto muito baixas.

Nas áreas suscetíveis do Paraná, destacam-se as extensas áreas de marismas na Baía de Paranaguá, Ilha do Mel, Guaratuba.

Em Santa Catarina, destacam-se Lagoas da Cruz, Barra Velha, Santa Marta, Lagoas costeiras do extremo sul do estado.

No Rio Grande do Sul, o destaque fica para as marismas do sistema estuarino lagunar de Tramandaí e da Lagoa dos Patos, certamente os mais extensos e relevantes de toda a área. Apenas na Lagoa dos Patos, as marismas respondem por 70 km² de zonas intermareais (NOGUEIRA *et al.*, 2003). No entanto, as probabilidades associadas às marismas do RS são nulas ou de no máximo 4%.

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.*,

2006). 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.

Pezeshki *et al.* (2000), ressalta 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.

Os procedimentos de limpeza de marismas afetadas por óleo podem atuar como atenuantes ou agravantes dos impactos, uma vez que diversas técnicas são prejudiciais ao ecossistema causando danos adicionais (API, 1985; LINDAU *et al.*, 1999; PEZESHKI *et al.*, 2000; LOPES *et al.*, 2006; DEVIDS, 2007).

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; Brasil-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 das 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 7 anos após um vazamento de óleo. Lopes *et al.*, 2006 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 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 a sua estrutura sistêmica ser proporcionalmente menos complexa e também pelo fato das gramíneas do bosque de marisma terem uma taxa de crescimento e recuperação mais rápidos, devido ao crescimento vegetativo por estolão.

Conforme relatório do IPIECA (1994), em cenários de contaminação leve a moderada, apesar dos impactos serem perceptíveis em curto prazo, em 1 ou 2 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, 7 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.

O relatório do NRC (2003), descreve estudos em vários bosques de marisma afetados por óleo, com tempos de recuperação acima de 5 anos, com casos como o do acidente com o navio Metula, no Chile, onde os bosques demoraram mais de 20 anos para se recuperar.

Hester & Mendelsohn (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 4 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 6 a 8 meses.

Com relação às consequências dos métodos de limpeza, estes em geral exacerbam os danos (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.*, 2006, 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) entre outros.

Diante deste cenário, adotou-se como tempo de recuperação de Marismas para o presente estudo, **7 anos**, considerando que o cenário acidental em pauta prevê um longo tempo de deriva da mancha até o toque na costa, com a perda efetiva de toxicidade, mas com potencial elevado de causar impactos pelo recobrimento físico do bosque e acúmulo no sedimento. Neste tempo de recuperação proposto pressupõe-se também a utilização de técnicas de limpeza adequadas e de recuperação de marismas.

Para se determinar a probabilidade de toque neste CVA, foram mapeadas, a partir de informações de MMA (2002; 2007), as marismas que possuem probabilidade de serem atingidas 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 (verão/inverno),

sem nenhum tipo de ponderação. Os locais deste CVA com probabilidade de toque de óleo estão listados no **Quadro II.10.4.2-31**.

A presença deste CVA Marisma dentro da área potencialmente afetada por óleo está representada no **Desenho II.10.4-1** ao **Desenho II.10.4-28** do **Volume de Cartografia**. Segue abaixo resumo de distribuição e tempo de recuperação para este CVA.

Resumo:

CVA	Distribuição	Tempo de Recuperação
Marismas	Fixo	7 anos

Quadro II.10.4.2-31 - Probabilidades de toque de óleo no CVA Marismas. São apresentados somente os pontos e volumes em que o óleo vazado atinge o CVA.

Estados/Cidades		Locais	INVERNO				VERÃO												
			P7		P8		P1		P2		P3		P4		P5	P7		P8	
			200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	VPC	200	VPC	200	VPC
PR	Paranaguá	Baía de Paranaguá	2	4	2	3	1	1	-	-	1	1	-	-	1	1	1	-	-
		PE Ilha do Mel	2	4	2	3	1	1	-	-	1	1	-	-	1	1	1	-	-
		Esec da Ilha do Mel	2	4	2	3	1	1	-	-	1	1	-	-	1	1	1	-	-
	Guaratuba	Baía de Guaratuba	1	2	1	1	-	1	-	-	1	1	-	1	-	1	1	-	-
	Itapoá	Barra do Saí Guaçu	2	4	3	3	-	1	-	-	1	2	1	1	1	1	1	-	-
SC	Araquari/Barra Velha	Restingas das Lagoas da Cruz e Barra Velha	2	7	2	3	1	1	1	1	6	7	1	1	-	1	3	2	4
	Içara/Jaguaruna/Laguna/Imbituba	Ecótono do Cabo de Santa Marta	1	2	-	-	1	4	1	1	1	1	1	2	-	1	1	1	1
	Içara/Araranguá/Balneário Arroio do Silva/Balneário Gaivota/Passo de Torres	Lagoas Costeiras do extremos sul de SC	-	-	-	-	-	-	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-
RS	Tramandaí	Sistema Lagunar Tramandaí-Armazém	-	-	-	-	2	3	-	-	4	4	-	-	-	-	-	-	-
	São José do Norte	Estuário da Laguna dos Patos	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PROBABILIDADES MÁXIMAS			2	7	3	3	1	4	1	1	6	7	1	2	1	1	3	2	4

II.10.5 - CÁLCULO DOS RISCOS AMBIENTAIS

II.10.5.1 - Procedimentos Metodológicos

Previamente à apresentação dos procedimentos metodológicos utilizados no cálculo dos riscos ambientais do Projeto Etapa 2, é apresentada uma síntese dos itens II.10.2 – Análise Histórica de acidentes ambientais; II.10.3 – Identificação dos cenários acidentais e II.10.4 – Análise das consequências; desta análise de gerenciamento de riscos ambientais.

Do **item II.10.2** foi identificado que os riscos ambientais envolvidos no Projeto Etapa 2 estão associados às atividades dos gasodutos, SPA/TLDs e DPs.

No **item II.10.3** foram identificados todos os cenários acidentais prováveis provenientes das atividades dos gasodutos, SPA/TLDs e DPs.

A análise das consequências dos cenários acidentais realizada no **item II.10.4** indicou que:

- Para a atividade de gasoduto existe a possibilidade de liberação de fluido de base não aquosa no ambiente marinho somente em fase de instalação, proveniente de acidentes com embarcações de apoio;
- As consequências ambientais destes acidentes com embarcações de apoio de instalação de gasodutos foram avaliadas por meio de modelagem matemática de vazamento de óleo diesel marítimo, com volumes de 8 m³, 200 m³ e VPC (1.500 m³) em um ponto central do gasoduto Lula N – Franco NE.
- Para as atividades de SPA/TLDs e DPs o cenário crítico do projeto Etapa 2 se dá a partir do momento em que os 13 DPs estarão em operação concomitantemente;
- Para a avaliação das consequências ambientais dos possíveis acidentes nestes 13 DPs foram realizadas modelagens matemáticas de vazamento de óleo cru com volumes de 8 m³, 200 m³ e VPC (400.000 m³), em pontos do Polo Pré Sal da Bacia de Santos;

Do item II.10.4 foram identificados, a partir da análise de vulnerabilidade, 11 Componentes de Valor Ambiental (CVAs). Os CVAs identificados para esta análise de riscos ambientais estão apresentados no **Quadro II.10.5.1-1** abaixo:

Quadro II.10.5.1-1 - Componentes ambientais classificados com valor ambiental.

Nº	Componentes com Valor Ambiental	Caráter
1	Plâncton	Difuso
2	Quelônios	
3	Cetáceos – baleias Franca, Jubarte e Cachalote	
4	Cetáceos – baleia de Bryde	
5	Cetáceos – boto Cinza e Toninhas	
6	Aves marinhas	
7	Peixes	
8	Praias	Fixo
9	Costões rochosos	
10	Manguezais	
11	Marismas	

A metodologia utilizada no cálculo dos riscos ambientais foi baseada nas premissas apresentadas acima e em estudos realizados por Norsok (1998). Assim, o cálculo dos riscos ambientais considerou:

- Cenários acidentais com embarcações de apoio para a fase de instalação dos gasodutos;
- 13 DPs operando simultaneamente na fase de operação;
- 11 Componentes de Valor Ambiental (CVAs);
- Resultados de modelagens numéricas para óleo cru (operação dos DPs) e óleo diesel marítimo (instalação de gasodutos) em faixas de volumes de 8 m³, 200 m³ e VPC;
- o ponto de modelagem (item II.10.4) mais próximo de cada DP foi considerado representativo para a operação do mesmo. Para a instalação dos gasodutos foi considerado como representativo o ponto central do gasoduto Lula N Franco NE;
- Condições sazonais de verão e inverno.

O risco ambiental é calculado para cada CVA, por faixa de volume, por fase do empreendimento. Portanto, o risco ambiental foi calculado para cada CVA considerando vazamentos de 8 m³, 200 m³ e VPC nas fases de instalação (gasodutos) e operação (13 DPs).

Desta maneira, para cada fase do empreendimento (instalação – gasodutos; operação – 13 DPs) e por faixa de volume, foram somadas as frequências dos cenários acidentais, obtendo-se assim a frequência total de acidentes associados a cada faixa de volume, conforme o **Quadro II.10.5.1-2** abaixo.

Quadro II.10.5.1-2 - Agrupamento das hipóteses acidentais, e somatória das frequências de ocorrência, que evoluem para fluido de base não aquosa para o mar, por faixa de volume, para o FPSO Cidade de Ilhabela e embarcações de apoio de instalação de gasodutos

Embarcação	Faixa de Volume	Hipóteses Acidentais	∑ frequências (oc/ano)
FPSO Cidade de Ilhabela – operação DPs	Até 8 m ³	1, 6, 14, 15, 16, 17, 18, 19 e 20	5,74E-02
	De 8 m ³ a 200 m ³	4, 7 e 9	6,28E-03
	VPC (400.000 m ³)	2, 5, 21 e 22	3,74E-03
Embarcações de instalação de gasodutos	Até 8 m ³	1 e 2	9,14E-03
	De 8 m ³ a 200 m ³	1 e 2	8,51E-03
	VPC (1.500 m ³)	1 e 2	9,24E-04

Desta maneira, o cálculo do risco ambiental para a fase de instalação dos gasodutos ($RA_{comp(x) - instalação}$), para cada CVA, considerou acidentes nas três faixas de volume (8 m³, 200 m³ e VPC), de acordo com a equação abaixo:

$$RA_{comp(x) - instalação} = \left(\sum_{i=1}^n f_i \right) \times \left(\frac{p_{ver}(x) + p_{inv}(x)}{2} \right)$$

Onde:

$RA_{comp(x) - instalação}$ = Risco ambiental de um CVA (x) para a fase de instalação;

n = número de cenários acidentais por faixa de volume;

f = frequência estimada do cenário acidental;

$p_{ver}(x)$ = probabilidade do CVA (x) ser atingido por diesel marítimo em estação de verão;

$p_{inv}(x)$ = probabilidade do CVA (x) ser atingido por diesel marítimo em estação de inverno.

Já para a fase de operação ($RA_{comp(x) - operação}$), como os 13 DPs estarão operando concomitantemente, foi realizado o cálculo do risco ambiental, para cada CVA e por faixa de volume (8m³, 200 m³ e VPC), para cada um dos 13 DPs e, posteriormente, estes riscos foram somados, fazendo com que se considere que tais acidentes possam ocorrer em qualquer um dos 13 DPs, de acordo com a equação abaixo:

$$RA_{comp(x) - operação} = \sum_{j=1}^m \left[\left(\sum_{i=1}^n f_i \right) \times \left(\frac{p_{ver}(x) + p_{inv}(x)}{2} \right) \right]$$

Onde:

$RA_{comp(x) - operação}$ = Risco ambiental de um CVA (x) para a fase de operação;

m = número de DPs;

n = número de cenários acidentais por faixa de volume;

f = frequência estimada do cenário acidental;

$p_{ver}(x)$ = probabilidade do CVA (x) ser atingido por óleo cru em estação de verão;

$p_{inv}(x)$ = probabilidade do CVA (x) ser atingido por óleo cru em estação de inverno.

Para os CVAs de caráter fixo, o cálculo do risco considerou a maior probabilidade de toque de óleo no CVA a partir dos valores apresentados no **item II.10.4**. Já para os CVAs difusos utilizou-se a média ponderada das probabilidades de toque de óleo em relação considerando a intersecção entre a área de ocorrência do CVA e a atingida pelo óleo.

Portanto, para efetuar o cálculo do risco ambiental de cada CVA, é necessária a determinação do valor de cada variável das equações apresentadas anteriormente, através da sequência metodológica ilustrada na **Figura II.10.5.1-1**.

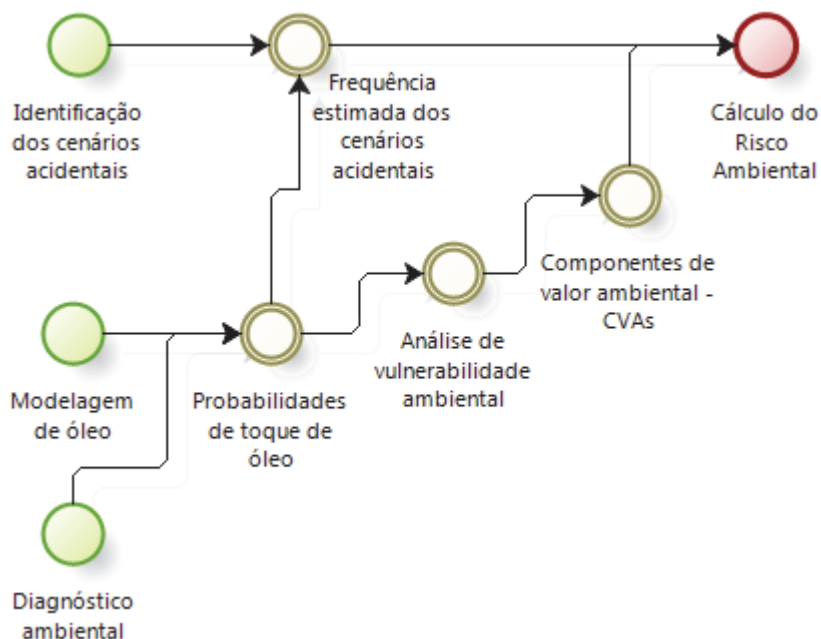


Figura II.10.5.1-1 - Etapas para o cálculo do Risco Ambiental

II.10.5.2 - Riscos Ambientais

O **Quadro II.10.5.2-1** e o **Quadro II.10.5.2-2** mostram as probabilidades de toque de diesel marítimo e óleo cru nos CVAs (1) plâncton, (2) quelônios, (6) aves marinhas e (7) peixes para os volumes de 8 m³, 200 m³ e VPC, para acidentes na fase de instalação de gasodutos e operação dos 13 DPs, respectivamente.

Quadro II.10.5.2-1 – Probabilidade de toque de óleo nos CVAs plâncton, quelônios, aves marinhas e peixes à partir de vazamentos de volumes de 8 m³, 200 m³ dos cenários de instalação dos gasodutos.

	Instalação – Embarcação de apoio gasoduto	
	Verão	Inverno
8 m ³	2%	3%
200 m ³	2%	3%
VPC	2%	4%

Quadro II.10.5.2-2 – Probabilidade de toque de óleo nos CVAs plâncton, quelônios, aves marinhas e peixes à partir de vazamentos de volumes de 8 m³, 200 m³ para os cenários de operação dos 13 DPs.

Operação - 13 DPs - Verão													
	SAPINHOÁ NORTE P2	CARIOCA 1 P3	LULA EXTREMO SUL P4	LULA SUL P4	LULA CENTRAL P4	LULA ALTO P4	LULA NORTE P4	LULA OESTE P4	LULA ÁREA DE IRACEMA P5	FRANCO NW P7	FRANCO 1 P7	FRANCO SUL P8	FRANCO SW P8
8 m ³	3%	2%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	2%	2%	2%	2%	2%
200 m ³	11%	11%	11%	11%	11%	11%	11%	11%	2%	11%	11%	11%	11%
VPC	15%	16%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	7%	19%	19%	16%	16%
Operação - 13 DPs - Inverno													
8 m ³	2%	2%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	2%	2%	2%	2%	2%
200 m ³	10%	10%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	3%	14%	14%	12%	12%
VPC	13%	15%	16%	16%	16%	16%	16%	16%	9%	18%	18%	17%	17%

O **Quadro II.10.5.2-3** e o **Quadro II.10.5.2-4** apresentam os riscos ambientais nas fases de instalação de gasodutos (RAcomp(x)-instalação) e de operação (RAcomp(x)-operação) dos DPs, respectivamente, para os CVAs (1) plâncton, (2) quelônios, (6) aves marinhas e (7) peixes. O **Quadro II.10.5.2-5** mostra a somatória.

Quadro II.10.5.2-3 – *Risco ambiental (oc/ano) dos CVAs plâncton, quelônios, aves marinhas e peixes à partir de vazamentos de volumes de 8 m³, 200 m³ dos cenários de instalação dos gasodutos.*

Faixas de Volume	Risco Ambiental (oc/ano)
	Verão + Inverno
8 m ³	1,92E-04
200 m ³	2,13E-04
VPC	2,73E-05

Quadro II.10.5.2-4 – Risco ambiental (oc/ano) dos CVAs plâncton, quelônios, aves marinhas e peixes à partir de vazamentos de volumes de 8 m³, 200 m³ dos cenários de operação dos 13 DP.

Risco ambiental (oc/ano) - Verão + Inverno													
	SAPINHOÁ NORTE P2	CARIOCA 1 P3	LULA EXTREMO SUL P4	LULA SUL P4	LULA CENTRAL P4	LULA ALTO P4	LULA NORTE P4	LULA OESTE P4	LULA ÁREA DE IRACEMA P5	FRANCO NW P7	FRANCO 1 P7	FRANCO SUL P8	FRANCO SW - P8
8 m³	1,43E-03	1,18E-03	1,55E-03	1,55E-03	1,55E-03	1,55E-03	1,55E-03	1,55E-03	1,12E-03	1,18E-03	1,18E-03	1,06E-03	1,06E-03
200 m³	6,34E-04	6,53E-04	7,03E-04	7,03E-04	7,03E-04	7,03E-04	7,03E-04	7,03E-04	1,66E-04	7,88E-04	7,88E-04	7,22E-04	7,22E-04
VPC	5,30E-04	5,68E-04	5,73E-04	5,73E-04	5,73E-04	5,73E-04	5,73E-04	5,73E-04	2,91E-04	6,97E-04	6,97E-04	6,07E-04	6,07E-04
Risco ambiental (oc/ano) - 13 DPS - Verão + Inverno													
8 m ³				200 m ³					VPC				
1,75E-02				8,69E-03					7,44E-03				

O **Quadro II.10.5.2-5** e o **Quadro II.10.5.2-6** mostram as probabilidades de toque de diesel marítimo e óleo cru no CVA (3) Cetáceos – baleias Franca, Jubarte e Cachalote por volumes de 8 m³, 200 m³ e VPC, para acidentes na fase de instalação de gasodutos e operação dos 13 DPs, respectivamente. Importante destacar que este CVA não está presente na área potencialmente afetada no período de verão.

Quadro II.10.5.2-5 – *Probabilidade de toque de óleo no CVA Cetáceos – baleias Franca, Jubarte e Cachalote à partir de vazamentos de volumes de 8 m³, 200 m³ dos cenários de instalação dos gasodutos.*

	Instalação – Embarcação de apoio gasoduto	
	Verão	Inverno
8 m ³	0%	3%
200 m ³	0%	3%
VPC	0%	4%

Quadro II.10.5.2-6 – Probabilidade de toque de óleo no CVA Cetáceos – baleias Franca, Jubarte e Cachalote à partir de vazamentos de volumes de 8 m³, 200 m³ para os cenários de operação dos 13 DPs.

Operação - 13 DPs - Verão													
	SAPINHOÁ NORTE P2	CARIOCA 1 P3	LULA EXTREMO SUL P4	LULA SUL P4	LULA CENTRAL P4	LULA ALTO P4	LULA NORTE P4	LULA OESTE P4	LULA ÁREA DE IRACEMA P5	FRANCO NW P7	FRANCO 1 P7	FRANCO SUL P8	FRANCO SW P8
8 m ³	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
200 m ³	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
VPC	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Operação - 13 DPs - Inverno													
8 m ³	3%	2%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	2%	2%	2%	2%	2%
200 m ³	11%	11%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	3%	15%	15%	14%	14%
VPC	14%	16%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	10%	20%	20%	20%	20%

O **Quadro II.10.5.2-7** e o **Quadro II.10.5.2-8** apresentam os riscos ambientais de instalação ($RA_{comp(x)-instalação}$) e de operação ($RA_{comp(x)-operação}$), respectivamente, para o CVA (3) Cetáceos – baleias Franca, Jubarte e Cachalote.

Quadro II.10.5.2-7 – *Risco ambiental (oc/ano) do CVA Cetáceos – baleias Franca, Jubarte e Cachalote à partir de vazamentos de volumes de 8 m³, 200 m³ dos cenários de instalação dos gasodutos.*

Faixas de Volume	Risco Ambiental (oc/ano)
	Verão + Inverno
8 m ³	1,14E-04
200 m ³	1,32E-04
VPC	1,71E-05

Quadro II.10.5.2-8 – Risco ambiental (oc/ano) do CVA Cetáceos – baleias Franca, Jubarte e Cachalote à partir de vazamentos de volumes de 8 m³, 200 m³ dos cenários de operação dos 13 DPS.

Risco ambiental (oc/ano) - Verão + Inverno													
	SAPINHOÁ NORTE P2	CARIOCA 1 P3	LULA EXTREMO SUL P4	LULA SUL P4	LULA CENTRAL P4	LULA ALTO P4	LULA NORTE P4	LULA OESTE P4	LULA ÁREA DE IRACEMA P5	FRANCO NW P7	FRANCO 1 P7	FRANCO SUL P8	FRANCO SW - P8
8 m³	4,29E-04	3,81E-04	4,45E-04	4,45E-04	4,45E-04	4,45E-04	4,45E-04	4,45E-04	3,81E-04	6,02E-04	6,02E-04	5,16E-04	5,16E-04
200 m³	4,86E-04	4,95E-04	6,20E-04	6,20E-04	6,20E-04	6,20E-04	6,20E-04	6,20E-04	1,57E-04	4,74E-04	4,74E-04	4,27E-04	4,27E-04
VPC	3,41E-04	3,79E-04	4,26E-04	4,26E-04	4,26E-04	4,26E-04	4,26E-04	4,26E-04	2,31E-04	3,72E-04	3,72E-04	3,64E-04	3,64E-04
Risco ambiental (oc/ano) - 13 DPS - Verão + Inverno													
8 m ³				200 m ³					VPC				
6,10E-03				6,66E-03					4,98E-03				

O **Quadro II.10.5.2-9** e o **Quadro II.10.5.2-10** mostram as probabilidades de toque de diesel marítimo e óleo cru no CVA (4) Cetáceos – baleia de Bryde por volumes de 8 m³, 200 m³ e VPC, para acidentes na fase de instalação de gasodutos e operação dos 13 DPs, respectivamente.

Quadro II.10.5.2-9 – Probabilidade de toque de óleo no CVA Cetáceos – baleia de Bryde à partir de vazamentos de volumes de 8 m³, 200 m³ dos cenários de instalação dos gasodutos.

	Instalação – Embarcação de apoio gasoduto	
	Verão	Inverno
8 m ³	2%	3%
200 m ³	2%	3%
VPC	2%	4%

Quadro II.10.5.2-10 – Probabilidade de toque de óleo no CVA Cetáceos – baleia de Bryde a partir de vazamentos de volumes de 8 m³, 200 m³ para os cenários de operação dos 13 DPs.

Operação - 13 DPs - Verão													
	SAPINHOÁ NORTE P2	CARIOCA 1 P3	LULA EXTREMO SUL P4	LULA SUL P4	LULA CENTRAL P4	LULA ALTO P4	LULA NORTE P4	LULA OESTE P4	LULA ÁREA DE IRACEMA P5	FRANCO NW P7	FRANCO 1 P7	FRANCO SUL P8	FRANCO SW P8
8 m ³	3%	2%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	2%	2%	2%	2%	2%
200 m ³	11%	11%	11%	11%	11%	11%	11%	11%	2%	12%	12%	13%	13%
VPC	17%	16%	16%	16%	16%	16%	16%	16%	7%	20%	20%	18%	18%
Operação - 13 DPs - Inverno													
8 m ³	3%	2%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	2%	2%	2%	2%	2%
200 m ³	11%	11%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	3%	15%	15%	14%	14%
VPC	14%	16%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	10%	20%	20%	20%	20%

Os **Quadro II.10.5.2-11** e o **Quadro II.10.5.2-12** apresentam os riscos ambientais de instalação (RAcomp(x)-instalação) e de operação (RAcomp(x)-operação), respectivamente, para o CVA (4) Cetáceos – baleia de Bryde.

Quadro II.10.5.2-11– *Risco ambiental (oc/ano) do CVA Cetáceos – baleia de Bryde à partir de vazamentos de volumes de 8 m³, 200 m³ dos cenários de instalação dos gasodutos.*

Faixas de Volume	Risco Ambiental (oc/ano)
	Verão + Inverno
8 m ³	1,92E-04
200 m ³	2,13E-04
VPC	2,73E-05

Quadro II.10.5.2-12– Risco ambiental (oc/ano) do CVA Cetáceos – baleia de Bryde à partir de vazamentos de volumes de 8 m³, 200 m³ dos cenários de operação dos 13 DPS.

Risco ambiental (oc/ano) - Verão + Inverno														
	SAPINHOÁ NORTE P2	CARIOCA 1 P3	LULA EXTREMO SUL P4	LULA SUL P4	LULA CENTRAL P4	LULA ALTO P4	LULA NORTE P4	LULA OESTE P4	LULA ÁREA DE IRACEMA P5	FRANCO NW P7	FRANCO 1 P7	FRANCO SUL P8	FRANCO SW - P8	
8 m³	1,58E-03	1,23E-03	1,66E-03	1,66E-03	1,66E-03	1,66E-03	1,66E-03	1,66E-03	1,12E-03	1,18E-03	1,18E-03	1,06E-03	1,06E-03	
200 m³	6,81E-04	6,87E-04	7,72E-04	7,72E-04	7,72E-04	7,72E-04	7,72E-04	7,72E-04	1,66E-04	8,60E-04	8,60E-04	8,19E-04	8,19E-04	
VPC	5,77E-04	6,01E-04	6,41E-04	6,41E-04	6,41E-04	6,41E-04	6,41E-04	6,41E-04	3,10E-04	7,47E-04	7,47E-04	6,95E-04	6,95E-04	
Risco ambiental (oc/ano) - 13 DPS - Verão + Inverno														
	8 m ³			200 m ³						VPC				
	1,84E-02			9,53E-03						8,22E-03				

O **Quadro II.10.5.2-13** mostra as probabilidades de óleo cru no CVA (5) Cetáceos – boto Cinza e Toninhas por volumes de 8 m³, 200 m³ e VPC, para acidentes na fase de operação dos 13 DPs. Não há probabilidade de toque no CVA (5) Cetáceos – boto Cinza e Toninhas para os cenários de vazamento de diesel simulados para a fase de instalação de gasodutos.

Quadro II.10.5.2-13 – Probabilidade de toque de óleo no CVA Cetáceos – boto Cinza e toninhas à partir de vazamentos de volumes de 8 m³, 200 m³ para os cenários de operação dos 13 DPs.

Operação - 13 DPs - Verão													
	SAPINHOÁ NORTE P2	CARIOCA 1 P3	LULA EXTREMO SUL P4	LULA SUL P4	LULA CENTRAL P4	LULA ALTO P4	LULA NORTE P4	LULA OESTE P4	LULA ÁREA DE IRACEMA P5	FRANCO NW P7	FRANCO 1 P7	FRANCO SUL P8	FRANCO SW P8
8 m ³	0%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	0%	0%	0%	1%	1%
200 m ³	1%	4%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	0%	2%	2%	3%	3%
VPC	2%	6%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	1%	5%	5%	5%	5%
Operação - 13 DPs - Inverno													
8 m ³	0%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%
200 m ³	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	0%	9%	9%	9%	9%
VPC	1%	2%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	0%	14%	14%	9%	9%

Uma vez que não há probabilidade de toque no CVA (5) Cetáceos – boto Cinza e Toninhas para os cenários de vazamento de diesel simulados para a fase de instalação de gasodutos, não há risco para este CVA na fase de instalação. O **Quadro II.10.5.2-14** apresenta os riscos ambientais de operação (RAcomp(x)-operação) para os 13 DPs, para o CVA (5) Cetáceos – boto Cinza e Toninhas.

Quadro II.10.5.2-14 – Risco ambiental (oc/ano) do CVA Cetáceos – boto Cinza e Toninhas à partir de vazamentos de volumes de 8 m³, 200 m³ dos cenários cenários de operação dos 13 DPS.

Risco ambiental (oc/ano) - Verão + Inverno														
	SAPINHOÁ NORTE P2	CARIOCA 1 P3	LULA EXTREMO SUL P4	LULA SUL P4	LULA CENTRAL P4	LULA ALTO P4	LULA NORTE P4	LULA OESTE P4	LULA ÁREA DE IRACEMA P5	FRANCO NW P7	FRANCO 1 P7	FRANCO SUL P8	FRANCO SW - P8	
8 m³	0,00E+00	5,74E-04	2,87E-04	2,87E-04	2,87E-04	2,87E-04	2,87E-04	2,87E-04	0,00E+00	2,87E-04	2,87E-04	1,06E-03	1,06E-03	
200 m³	7,53E-05	1,73E-04	9,10E-05	9,10E-05	9,10E-05	9,10E-05	9,10E-05	9,10E-05	0,00E+00	3,64E-04	3,64E-04	8,19E-04	8,19E-04	
VPC	6,16E-05	1,49E-04	7,84E-05	7,84E-05	7,84E-05	7,84E-05	7,84E-05	7,84E-05	2,05E-05	3,46E-04	3,46E-04	6,95E-04	6,95E-04	
Risco ambiental (oc/ano) - 13 DPS - Verão + Inverno														
	8 m ³					200 m ³					VPC			
	4,99E-03					3,16E-03					2,78E-03			

O **Quadro II.10.5.2-15** mostra as probabilidades de toque de diesel marítimo e óleo cru no CVA (8) Praias por volumes de 8 m³, 200 m³ e VPC, para acidentes na fase de operação dos 13 DPs. Não há probabilidade de toque no CVA (8) Praias para os cenários de vazamento de diesel simulados para a fase de instalação de gasodutos.

Quadro II.10.5.2-15 – Probabilidade de toque de óleo no CVA Praias à partir de vazamentos de volumes de 8 m³, 200 m³ para os cenários de operação dos 13 DPs.

Operação - 13 DPs - Verão													
	SAPINHOÁ NORTE P2	CARIOCA 1 P3	LULA EXTREMO SUL P4	LULA SUL P4	LULA CENTRAL P4	LULA ALTO P4	LULA NORTE P4	LULA OESTE P4	LULA ÁREA DE IRACEMA P5	FRANCO NW P7	FRANCO 1 P7	FRANCO SUL P8	FRANCO SW P8
8 m ³	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
200 m ³	2%	1%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	0%	5%	5%	4%	4%
VPC	3%	1%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	1%	7%	7%	5%	5%
Operação - 13 DPs - Inverno													
8 m ³	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
200 m ³	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	6%	6%	8%	8%
VPC	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	14%	14%	8%	8%

O **Quadro II.10.5.2-16** apresenta os riscos ambientais da fase de operação (RAcomp(x)-operação) para o CVA (8) Praias. Uma vez que não há probabilidade de toque no CVA (8) Praias para os cenários de vazamento de diesel simulados para a fase de instalação de gasodutos, não há risco para este CVA na fase de instalação.

Quadro II.10.5.2-16– Risco ambiental (oc/ano) do CVA Praias à partir de vazamentos de volumes de 8 m³, 200 m³ dos cenários cenários de operação dos 13 DPs.

Risco ambiental (oc/ano) - Verão + Inverno													
	SAPINHOÁ NORTE P2	CARIOCA 1 P3	LULA EXTREMO SUL P4	LULA SUL P4	LULA CENTRAL P4	LULA ALTO P4	LULA NORTE P4	LULA OESTE P4	LULA ÁREA DE IRACEMA P5	FRANCO NW P7	FRANCO 1 P7	FRANCO SUL P8	FRANCO SW - P8
8 m ³	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
200 m ³	6,28E-05	3,14E-05	1,26E-04	1,26E-04	1,26E-04	1,26E-04	1,26E-04	1,26E-04	0,00E+00	3,45E-04	3,45E-04	3,77E-04	3,77E-04
VPC	5,60E-05	1,87E-05	1,12E-04	1,12E-04	1,12E-04	1,12E-04	1,12E-04	1,12E-04	1,87E-05	3,92E-04	3,92E-04	2,43E-04	2,43E-04
Risco ambiental (oc/ano) - 13 DPS - Verão + Inverno													
	8 m ³					200 m ³				VPC			
	0,00E+00					2,29E-03				2,04E-03			

O **Quadro II.10.5.2-17** mostra as probabilidades de toque de óleo cru no CVA (9) Costões rochosos por volumes de 8 m³, 200 m³ e VPC, para acidentes na fase de operação dos 13 DPs. Não há toque de óleo no CVA (9) Costões rochosos para os cenários acidentais identificados para a fase de instalação de gasodutos.



Quadro II.10.5.2-17 – Probabilidade de toque de óleo no CVA Costões rochosos à partir de vazamentos de volumes de 8 m³, 200 m³ para os cenários de operação dos 13 DPs.

Operação - 13 DPs - Verão													
	SAPINHOÁ NORTE P2	CARIOCA 1 P3	LULA EXTREMO SUL P4	LULA SUL P4	LULA CENTRAL P4	LULA ALTO P4	LULA NORTE P4	LULA OESTE P4	LULA ÁREA DE IRACEMA P5	FRANCO NW P7	FRANCO 1 P7	FRANCO SUL P8	FRANCO SW P8
8 m ³	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
200 m ³	3%	11%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	0%	5%	5%	5%	5%
VPC	3%	15%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	1%	7%	7%	7%	7%
Operação - 13 DPs - Inverno													
8 m ³	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%
200 m ³	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	11%	11%	10%	10%
VPC	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	17%	17%	15%	15%

Uma vez que não há probabilidade de toque de óleo no CVA (9) Costões rochosos para os cenários acidentais identificados para a fase de instalação de gasodutos, não existem riscos para este CVA decorrentes destes cenários. O **Quadro II.10.5.2-18** apresenta os riscos ambientais de operação (RAcomp(x)-operação), para o CVA (9) Costões rochosos.

Quadro II.10.5.2-18 – Risco ambiental (oc/ano) do CVA Costões rochosos à partir de vazamentos de volumes de 8 m³, 200 m³ dos cenários de operação dos 13 DPS.

Risco ambiental (oc/ano) - Verão + Inverno													
	SAPINHOÁ NORTE P2	CARIOCA 1 P3	LULA EXTREMO SUL P4	LULA SUL P4	LULA CENTRAL P4	LULA ALTO P4	LULA NORTE P4	LULA OESTE P4	LULA ÁREA DE IRACEMA P5	FRANCO NW P7	FRANCO 1 P7	FRANCO SUL P8	FRANCO SW - P8
8 m ³	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	2,87E-04	2,87E-04
200 m ³	9,42E-05	3,45E-04	1,88E-04	1,88E-04	1,88E-04	1,88E-04	1,88E-04	1,88E-04	0,00E+00	5,02E-04	5,02E-04	4,71E-04	4,71E-04
VPC	5,60E-05	2,80E-04	1,31E-04	1,31E-04	1,31E-04	1,31E-04	1,31E-04	1,31E-04	1,87E-05	4,48E-04	4,48E-04	4,11E-04	4,11E-04
Risco ambiental (oc/ano) - 13 DPS - Verão + Inverno													
8 m ³				200 m ³				VPC					
5,74E-04				3,52E-03				2,86E-03					

O **Quadro II.10.5.2-19** mostra as probabilidades de toque óleo cru no CVA (10) Manguezais por volumes de 8 m³, 200 m³ e VPC, para acidentes na fase de operação dos 13 DPs. Não há toque de óleo no CVA (10) Manguezais para os cenários acidentais identificados para a fase de instalação de gasodutos.

Quadro II.10.5.2-19 – Probabilidade de toque de óleo no CVA Manguezais à partir de vazamentos de volumes de 8 m³, 200 m³ para os cenários de operação dos 13 DPs.

Operação - 13 DPs - Verão													
	SAPINHOÁ NORTE P2	CARIOCA 1 P3	LULA EXTREMO SUL P4	LULA SUL P4	LULA CENTRAL P4	LULA ALTO P4	LULA NORTE P4	LULA OESTE P4	LULA ÁREA DE IRACEMA P5	FRANCO NW P7	FRANCO 1 P7	FRANCO SUL P8	FRANCO SW P8
8 m ³	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
200 m ³	1%	7%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	0%	5%	5%	4%	4%
VPC	2%	8%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	1%	7%	7%	5%	5%
Operação - 13 DPs - Inverno													
8 m ³	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
200 m ³	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	3%	3%	8%	8%
VPC	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	9%	9%	7%	7%

O **Quadro II.10.5.2-20** apresenta os riscos ambientais de operação (RAcomp(x)-operação) para o CVA (10) Manguezais. Considerando que não há probabilidade de toque no CVA (10) Manguezais para os cenários de vazamento de diesel simulados para a fase de instalação de gasodutos, não há risco para este CVA nesta fase.

Quadro II.10.5.2-20 – Risco ambiental (oc/ano) do CVA Manguezais à partir de vazamentos de volumes de 8 m³, 200 m³ dos cenários de operação dos 13 DPS.

Risco ambiental (oc/ano) - Verão + Inverno														
	SAPINHOÁ NORTE P2	CARIOCA 1 P3	LULA EXTREMO SUL P4	LULA SUL P4	LULA CENTRAL P4	LULA ALTO P4	LULA NORTE P4	LULA OESTE P4	LULA ÁREA DE IRACEMA P5	FRANCO NW P7	FRANCO 1 P7	FRANCO SUL P8	FRANCO SW - P8	
8 m ³	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	
200 m ³	3,14E-05	2,20E-04	3,14E-05	3,14E-05	3,14E-05	3,14E-05	3,14E-05	3,14E-05	0,00E+00	2,51E-04	2,51E-04	3,77E-04	3,77E-04	
VPC	3,74E-05	1,49E-04	9,34E-05	9,34E-05	9,34E-05	9,34E-05	9,34E-05	9,34E-05	1,87E-05	2,99E-04	2,99E-04	2,24E-04	2,24E-04	
Risco ambiental (oc/ano) - 13 DPS - Verão + Inverno														
	8 m ³					200 m ³					VPC			
	0,00E+00					1,69E-03					1,81E-03			

Não há toque de óleo no CVA (11) Marismas para os cenários acidentais identificados para a fase de instalação de gasodutos. O **Quadro II.10.5.2-21** mostra as probabilidades de toque de óleo cru no CVA (11) Marismas por volumes de 8 m³, 200 m³ e VPC, para acidentes na fase operação dos 13 DPs.

Quadro II.10.5.2-21– Probabilidade de toque de óleo no CVA Marismas à partir de vazamentos de volumes de 8 m³, 200 m³ para os cenários de operação dos 13 DPs.

Operação - 13 DPs - Verão													
	SAPINHOÁ NORTE P2	CARIOCA 1 P3	LULA EXTREMO SUL P4	LULA SUL P4	LULA CENTRAL P4	LULA ALTO P4	LULA NORTE P4	LULA OESTE P4	LULA ÁREA DE IRACEMA P5	FRANCO NW P7	FRANCO 1 P7	FRANCO SUL P8	FRANCO SW P8
8 m ³	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
200 m ³	1%	6%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	0%	1%	1%	2%	2%
VPC	1%	7%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	1%	3%	3%	4%	4%
Operação - 13 DPs - Inverno													
8 m ³	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
200 m ³	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	2%	2%	3%	3%
VPC	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	7%	7%	3%	3%

Considerando que não há probabilidade de toque no CVA (11) Marismas para os cenários de vazamento de diesel simulados para a fase de instalação de gasodutos, não há risco para este CVA nesta fase. O **Quadro II.10.5.2-22** apresenta os riscos ambientais na fase de operação (RAcomp(x)-operação), para o CVA (11) Marismas.

Quadro II.10.5.2-22 – Risco ambiental (oc/ano) do CVA Marismas à partir de vazamentos de volumes de 8 m³, 200 m³ dos cenários de operação dos 13 DPS.

Risco ambiental (oc/ano) - Verão + Inverno													
	SAPINHOÁ NORTE P2	CARIOCA 1 P3	LULA EXTREMO SUL P4	LULA SUL P4	LULA CENTRAL P4	LULA ALTO P4	LULA NORTE P4	LULA OESTE P4	LULA ÁREA DE IRACEMA P5	FRANCO NW P7	FRANCO 1 P7	FRANCO SUL P8	FRANCO SW - P8
8 m ³	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
200 m ³	3,14E-05	1,88E-04	3,14E-05	3,14E-05	3,14E-05	3,14E-05	3,14E-05	3,14E-05	0,00E+00	9,42E-05	9,42E-05	1,57E-04	1,57E-04
VPC	1,87E-05	1,31E-04	3,74E-05	3,74E-05	3,74E-05	3,74E-05	3,74E-05	3,74E-05	1,87E-05	1,87E-04	1,87E-04	1,31E-04	1,31E-04
Risco ambiental (oc/ano) - 13 DPS - Verão + Inverno													
8 m ³				200 m ³					VPC				
0,00E+00				9,10E-04					1,03E-03				

O **Quadro II.10.5.2-23** sintetiza os resultados dos riscos ambientais calculados para cada um dos CVA por faixa de volume. É mostrado o risco ambiental anual (verão+inverno) tanto para os cenários da fase de instalação de gasodutos quanto da fase de operação dos 13 DPs.

Quadro II.10.5.2-23 - Risco ambiental (oc/ano) para todos os CVAs a partir de vazamentos de volumes de 8 m³, 200 m³ dos cenários de instalação de gasodutos e operação dos 13 DPs.

CVA	Faixa de Volume	Risco Ambiental (oc/ano)	
		Instalação – embarcações de apoio gasodutos	Operação – 13 DPs
Plâncton, Quelônios, Aves Marinhas e Peixes	8 m ³	1,92E-04	1,75E-02
	200 m ³	2,13E-04	8,69E-03
	VPC	2,73E-05	7,44E-03
Cetáceos -Baleias Franca, Jubarte e Cachalote	8 m ³	1,14E-04	6,10E-03
	200 m ³	1,32E-04	6,66E-03
	VPC	1,71E-05	4,98E-03
Cetáceos – Baleia de Bryde	8 m ³	1,92E-04	1,84E-02
	200 m ³	2,13E-04	9,53E-03
	VPC	2,73E-05	8,22E-03
Cetáceos – Boto Cinza e Toninhas	8 m ³	-	4,99E-03
	200 m ³	-	3,16E-03
	VPC	-	2,78E-03
Praias	8 m ³	-	-
	200 m ³	-	2,29E-03
	VPC	-	2,04E-03
Costões Rochosos	8 m ³	-	5,74E-04
	200 m ³	-	3,52E-03
	VPC	-	2,86E-03
Manguezais	8 m ³	-	-
	200 m ³	-	1,69E-03
	VPC	-	1,81E-03
Marismas	8 m ³	-	-
	200 m ³	-	9,10E-04
	VPC	-	1,03E-03

II.10.6 - RELAÇÃO TEMPO DE RECUPERAÇÃO/TEMPO DE OCORRÊNCIA

II.10.6.1 - Metodologia

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

Assim, a avaliação da tolerabilidade dos riscos é feita através do Índice de Tolerabilidade (IT). 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 seguinte fórmula:

$$IT = \frac{T_{rca}}{T_{rr}} * 100$$

Onde:

IT: Índice de Tolerabilidade (%);

T_{rca}: Tempo de recuperação do CVA vulnerável;

T_{rr}: Tempo de recorrência do risco ambiental ($T_{rr} = 1/ RA_{CVA}$);

RA_{CVA}: 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 como critério de tolerabilidade o nível de “insignificância” máximo de 10% para cada CVA (NORSOK Standard, 1998, Anexo C). Ao adotar esse nível de insignificância, considera-se tolerável a ocorrência a cada cinco anos de um dano menor, cujo tempo de recuperação médio do CVA vulnerável

seja de 0,5 ano. Um dano grave, com tempo de recuperação do CVA de 20 anos, pode ser tolerado uma vez a cada 200 anos (**Quadro II.10.6.1-1**).

Quadro 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 tolerabilidade em função de faixas de valores percentuais de IT, conforme pode ser observado no **Quadro II.10.6.1-2**.

Quadro II.10.6.1-2 - *Classificação de Tolerabilidade dos Riscos Ambientais em função do IT.*

Classificação	Faixa do IT
Insignificante	$IT \leq 10\%$
Moderado	$10\% < IT < 20\%$
Intolerável	$IT \geq 20\%$

Esse critério de classificação define duas “retas-guia”, a partir dos dois valores de IT (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 ($IT \leq 10\%$):** onde todos os eventos localizados nesta região possuem um IT considerado tolerável não necessitando de medidas preventivas e/ou mitigadoras para a sua redução;
- **Região Intolerável ($IT > 20\%$):** onde todos os eventos localizados nesta região possuem um IT considerado inaceitável, 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 TOLERABILIDADE DO RISCO AMBIENTAL

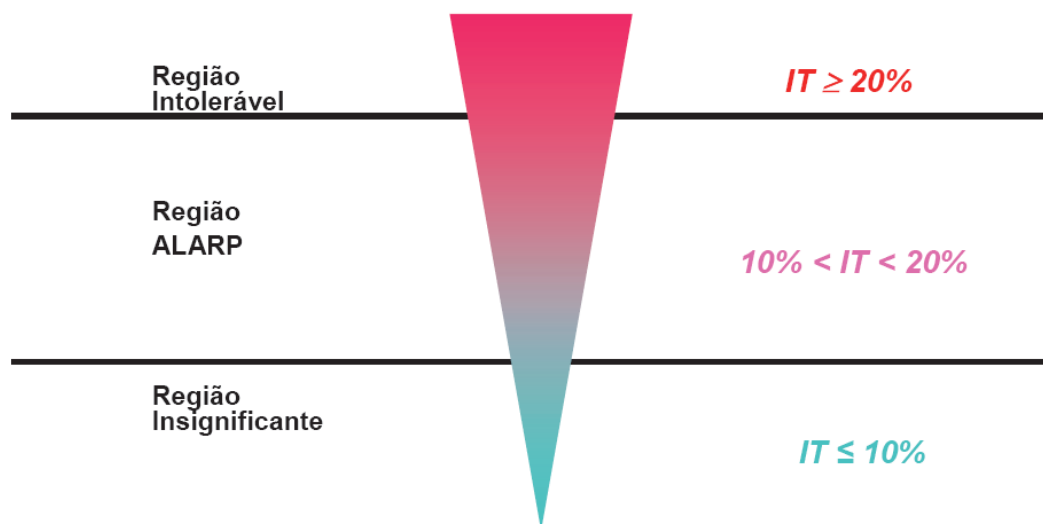


Figura II.10.6.1-1 – Exemplo ilustrativo do Critério de Tolerabilidade.

II.10.6.2 - Aplicação do Método e Resultados Obtidos

O Índice de Tolerabilidade (IT) de cada CVA foi calculado conforme metodologia descrita no item anterior, considerando os tempos de recuperação definidos no **item II.10.4** e os resultados dos cálculos dos riscos obtidos para cada faixa de volume, apresentados no **item II.10.5**.

O **Quadro II.10.6.2-1** apresenta a síntese dos ITs por fase do empreendimento (instalação de gasodutos e operação dos DPs), e por faixa de volume.

Quadro II.10.6.2-1 – Índice de Tolerabilidade (%) para os CVAs, por fase do empreendimento e faixa de volume.

CVA	Tempo de Recuperação (anos)	Faixa de Volume	Índice de Tolerabilidade (%)	
			Instalação – embarcações de apoio gasodutos	Operação – 13 DPs
Plâncton	1	8 m ³	0,02	1,75
		200 m ³	0,02	0,87
		VPC	0,00	0,74
Quelônios	3	8 m ³	0,06	5,25
		200 m ³	0,06	2,61
		VPC	0,01	2,23
Cetáceos -Baleias Franca, Jubarte e Cachalote	10	8 m ³	0,11	9,21
		200 m ³	0,13	5,10
		VPC	0,02	4,22
Cetáceos – Baleia de Bryde	10	8 m ³	0,19	18,39
		200 m ³	0,21	9,53
		VPC	0,03	8,21

CVA	Tempo de Recuperação (anos)	Faixa de Volume	Índice de Tolerabilidade (%)	
			Instalação – embarcações de apoio gasodutos	Operação – 13 DPs
Cetáceos – Boto Cinza e Toninhas	10	8 m ³	-	4,02
		200 m ³	-	2,25
		VPC	-	1,91
Aves marinhas	10	8 m ³	0,19	17,50
		200 m ³	0,21	8,69
		VPC	0,03	7,44
Peixes	1	8 m ³	0,02	1,75
		200 m ³	0,02	0,87
		VPC	0,00	0,74
Praias	3	8 m ³	-	-
		200 m ³	-	0,69
		VPC	-	0,61
Costões Rochosos	3	8 m ³	-	0,17
		200 m ³	-	1,05
		VPC	-	0,86

CVA	Tempo de Recuperação (anos)	Faixa de Volume	Índice de Tolerabilidade (%)	
			Instalação – embarcações de apoio gasodutos	Operação – 13 DPs
Manguezais	20	8 m ³	-	-
		200 m ³	-	3,39
		VPC	-	3,62
Marismas	7	8 m ³	-	-
		200 m ³	-	0,64
		VPC	-	0,72

II.10.6.3 - Análise dos Resultados e Conclusões

Analisando-se os índices de tolerabilidade (IT) para todos os CVAs, na fase de instalação de gasodutos e operação dos 13 DPs, anteriormente apresentados, comparativamente com Critério de Tolerabilidade definido no **item II.10.6.1**, observa-se que:

- Todos os CVAs tiveram ITs, para a fase de instalação, de no mínimo duas ordens de grandeza inferiores ao limite de significância apresentado, estando portanto na região de insignificância;
- Para a fase de operação dos 13 DPs, todos os CVAs tiveram ITs abaixo do limite de significância para os vazamentos de 200 m³ e VPC, estando portanto na região de insignificância;;
- Para a fase de operação dos 13 DPs, os CVAs Aves e Cetáceos – Baleia de Bryde tiveram valores do IT acima do limite de significância para os vazamentos de 8 m³, porém abaixo do máximo tolerável, estando portanto em região de ALARP.

A **Figura II.10.6.3-1** e a **Figura II.10.6.3-2** ilustram a Tolerabilidades dos Riscos por CVA, para a fase de instalação de gasodutos e operação dos 13 DPs, respectivamente.

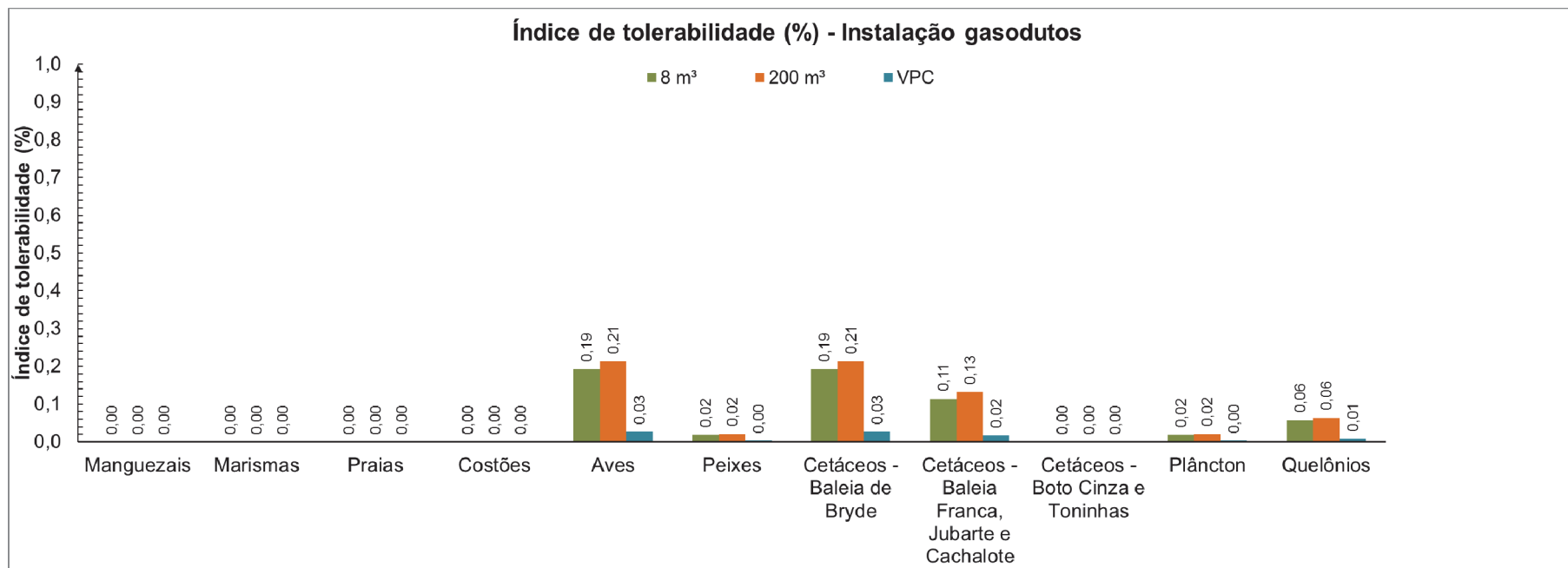


Figura II.10.6.3-1 – Índice de tolerabilidade para fase de instalação de gasodutos, de acordo com a faixa de volume.

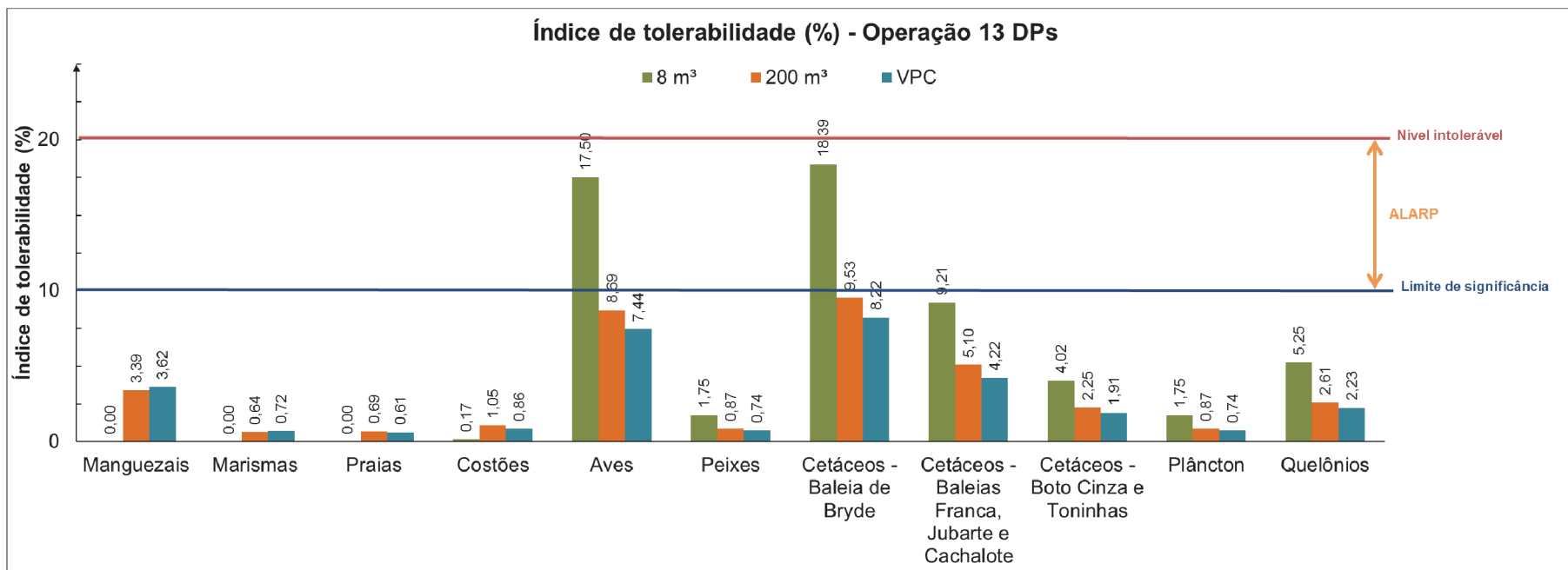


Figura II.10.6.3-2 – Índice de tolerabilidade para fase de operação dos 13 TLDs, de acordo com a faixa de volume.

II.10.7 - REVISÃO DO ESTUDO DE ANÁLISE DE RISCOS

Os resultados do Estudo de Análise de Riscos Ambientais, a partir do Cálculo do Risco Ambiental e do Índice de Tolerabilidade mostraram que:

- Todos os CVAs tiveram ITs, para a fase de instalação, de no mínimo duas ordens de grandeza inferiores ao limite de significância apresentado, estando portanto na região de insignificância;
- Para a fase de operação dos 13 DPs, todos os CVAs tiveram ITs abaixo do limite de significância para os vazamentos de 200 m³ e VPC, estando portanto na região de insignificância;;
- Para a fase de operação dos 13 DPs, os CVAs Aves e Cetáceos – Baleia de Bryde tiveram valores do IT acima do limite de significância para os vazamentos de 8 m³, porém abaixo do máximo tolerável, estando portanto em região de ALARP.

É importante ressaltar que acima do limite de significância estiveram contidos somente vazamentos de pequeno porte (até 8 m³), afetando os CVAs Aves e Cetáceos – Baleias de Bryde. Ao se analisar as hipóteses acidentais que culminam em acidentes deste porte, destacam-se as hipóteses 1, 6, 15 e 16. A Hipótese acidental 2 é similar a hipótese 1, contudo com vazamento de grande porte. O mesmo ocorre para a hipótese acidental 7, que é similar a hipótese 6, contudo para médio porte de vazamento.

Desta maneira, neste item de revisão, diferentemente do **item II.10.3 – Cálculo dos Riscos**, as hipóteses acidentais 1 e 2, 6 e 7, 15 e 16 foram reavaliadas com o auxílio de árvores de falha. Nestas árvores de falhas, foram analisados os equipamentos dentro do subsistema que, no caso de falhas, ocasionem vazamento de óleo para o mar. Por exemplo, na hipótese acidental 6, o subsistema é composto pelos componentes listados a seguir:

Componente	Quantidade
Tubulação de Aço D > 16"	2
Bomba Centrífuga	3
Medição	1
Mangote 16"	1
Válvula de Controle, Atuada D > 11"	3
Válvula de Retenção, Manual D > 11"	3
Válvula de Bloqueio, Manual D > 11"	6
Válvula ESDV, Atuada D > 11"	2

Entretanto, somente ocorrerá vazamento de óleo no mar caso ocorra problemas diretamente no mangote, pois, todos os outros componentes estão alocados em compartimentos do FPSO que possuem contenção de óleo ou estão alocados no interior do FPSO.

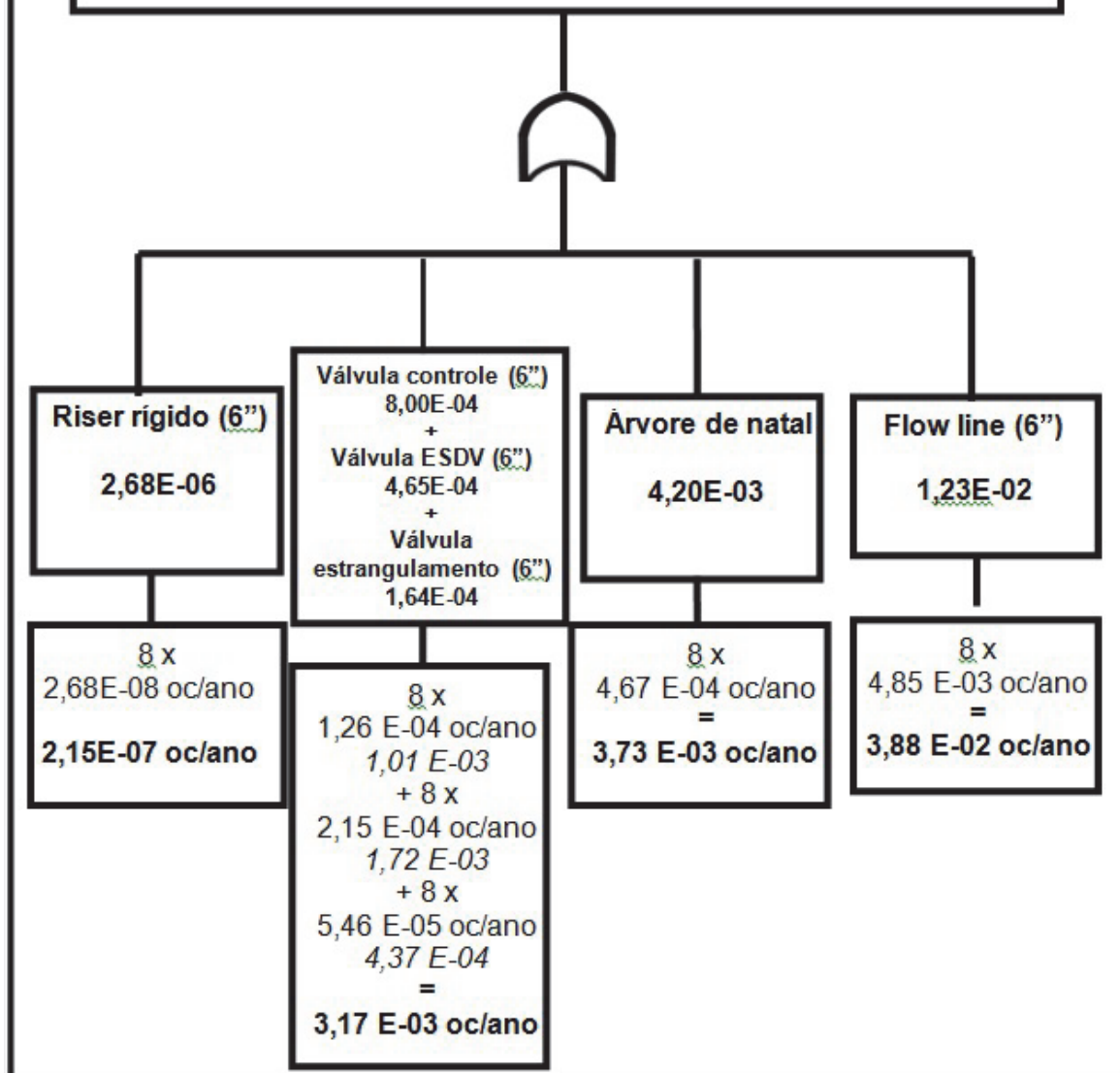
Assim, abaixo são apresentadas as árvores de falhas das hipóteses acidentais 1 e 2, 6 e 7, 15 e 16, contemplando somente os componentes que caso sofram avaria ocasionem vazamento de óleo para o mar.

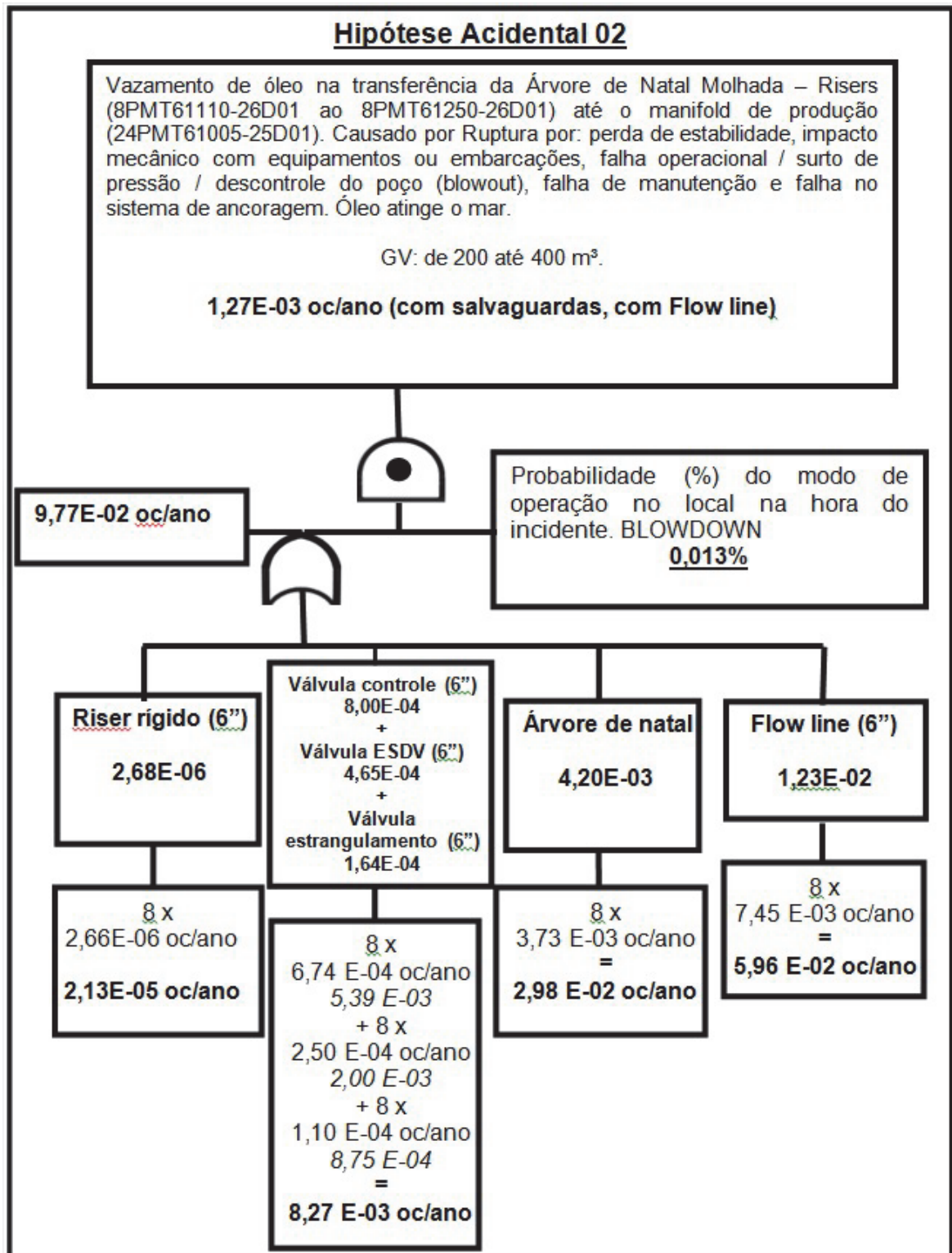
Hipótese Acidental 01

Vazamento de óleo na transferência da Árvore de Natal Molhada – Risers (8PMT61110-26D01 ao 8PMT61250-26D01) até o manifold de produção (24PMT61005-25D01). Causado por Furo/trinca na ANM ou risers por: falha de estabilidade, falha de manutenção, falha em conexões/ vedações, impacto mecânico com equipamentos ou embarcações. Óleo atinge o mar.

PV: de 0 a 2 m³.

4,57E-02 oc/ano (sem salvaguardas)





Hipótese Acidental 06

Vazamento de óleo nas transferências desde o FPSO até o navio aliviador incluindo sistema de bombeamento (COP 1/2/3), estações de alívio (A-V6410/A-V6420) e os mangotes (A-V6430/A-V6440). Causado por Furo/trinca por: corrosão, falha em conexões, vedações, válvulas, flanges, impacto mecânico com equipamentos, falha do material do mangote e falha na selagem das bombas de transferência. Óleo atinge o mar.

PV: de 0 a 0,2 m³.

4,95 E-03 oc./ano.



Mangote

4,00E-05 oc/hora

24 operações x 36 horas
864 horas em 1 ano

=

3,46E-02 oc/ano

Fator de Utilização

1 vez por semana

52 semanas / 365 dias

=

0,143

Hipótese Acidental 07

Vazamento de óleo nas transferências desde o FPSO até o navio aliviador incluindo sistema de bombeamento (COP 1/2/3), estações de alívio (A-V6410/A-V6420) e os mangotes (A-V6430/A-V6440). Causado por Ruptura da tubulação, mangote ou acessórios devido a falha mecânica por: perda de estabilidade do FPSO, perda do posicionamento dinâmico do navio aliviador, tensionamento do mangote, impacto mecânico com equipamentos ou embarcações e desconexão do mangote. Óleo atinge o mar.

MV: de 8 a 46 m³.

4,95 E-04 oc./ano.



Mangote

4,00E-06 oc/hora

24 operações x 36 horas
864 horas em 1 ano

=

3,46E-03 oc/ano

**Fator de Utilização
1 vez por semana
52 semanas / 365 dias**

=
0,143

Hipótese Acidental 15

Vazamento de óleo nas transferências desde a estação de recebimento, tanques de estocagem de óleo diesel (MGO Storage Tank) e utilidades. Causado por Furo/trinca por: corrosão, falha em conexões, vedações, válvulas, flanges, impacto mecânico com equipamentos, falha material da própria linha ou mangote. Óleo atinge o mar.

PV: de 0 a 0,2 m³.

1,62 E-04 oc./ano.



Mangote

4,00E-05 oc/hora

4 operações x 12 horas
48 horas em 1 ano

=

1,92E-03 oc/ano

Fator de Utilização

1 vez por mês
1 mês / 12 meses

=

0,084

Hipótese Acidental 16

Vazamento de óleo nas transferências desde a estação de recebimento, tanques de estocagem de óleo diesel (MGO Storage Tank) e utilidades. Causado por Ruptura da tubulação, mangote ou acessórios devido a falha mecânica por: perda do posicionamento dinâmico da embarcação de suprimento, impacto mecânico ou tensionamento do mangote e desconexão do mangote. Óleo atinge o mar.

PV: de 0 a 4 m³.

1,62 E-05 oc./ano.



Mangote

4,00E-06 oc/hora

4 operações x 12 horas
48 horas em 1 ano

=

1,92E-04 oc/ano

Fator de Utilização

1 vez por mês

1 mês / 12 meses

=

0,084

O **Quadro II.10.7-1** apresenta as frequências acidentais dos cenários 1 e 2, 6 e 7, 15 e 16 à partir da análise de todos os componentes dos subsistemas (apresentado no **item II.10.3 – Cálculo dos Riscos**) e à partir da análise de árvore de falhas contemplando somente os equipamentos que em caso de falhas acarretam vazamento de óleo no mar (apresentado neste item de revisão).

Quadro II.10.7-1 - *Comparação entre as frequências das hipóteses acidentais críticas com e sem a utilização de árvore de falhas.*

Hipótese acidental	Frequência – sem árvore de falhas (item II.10.3)	Frequência – com árvore de falhas (item II.10.7)
1	4,57E-2	4,57E-2
2	1,27E-3	1,27E-3
6	5,60E-3	4,95E-3
7	1,84E-3	4,95E-4
15	1,61E-4	1,62E-4
16	1,62E-5	1,62E-5

Ao se analisar a diferença das frequências acidentais entre os resultados obtidos anteriormente e os obtidos através das árvores de falhas, se conclui que:

- Para as hipóteses acidentais 1 e 2, todos os componentes analisados anteriormente, sem árvore de falhas, estão em contato com o mar. Desta maneira não foi observada redução de frequências;
- Para as hipóteses 6 e 7, a hipótese 7 teve redução de uma ordem de grandeza (de 1,84E-3 para 4,95E-4 oc/ano), fato este não verificado para a hipótese 6. Como a hipótese 7 corresponde a vazamento de médio porte, esta revisão não geraria alterações significativas no cálculo dos riscos, visto que todos os riscos calculados para o volume de 200 m³ foram considerados insignificantes;
- Para as hipóteses 15 e 16 não foram observadas diferenças significativas nas frequências finais calculadas com o auxílio de árvore de falhas, considerando somente os componentes que em caso de falha possibilitem vazamento para o mar;
- Por estarem em contato direto com o mar, tais equipamentos não possuem sistema de contenção ou salvaguarda. Ainda, para pequenos

vazamentos, em que a quantidade de óleo vazada é muitas vezes inferior ao volume de óleo transportado (ou transferido), não existem salvaguardas eficientes.

Desta maneira, devido a pequena variação das frequências finais destes cenários críticos a partir de análise por meio de árvore de falhas, não se faz necessária a revisão dos cálculos do **item II.10.3**. Abaixo, são discutidos os resultados de tolerabilidade encontrados, considerando-se as observações descritas acima.

II.10.7.1 - Discussão e conclusões sobre os índices de tolerabilidade

Embora o Termo de Referência CGPEG/DILIC/IBAMA 002/13 (confeccionado para este EIA) indique que todos os pequenos vazamentos devem ser agrupados na faixa de até 8 m³ de óleo vazado, é importante ressaltar que as hipóteses acidentais 6 e 15, por exemplo, possuem volume máximo de vazamento estimado em 0,2 m³, ou seja, 40 vezes inferior a este limite máximo. Na hipótese acidental 1, o vazamento máximo estimado é de 2 m³, ou 4 vezes inferior ao limite máximo. Para a hipótese 16, o volume máximo derramado é de 4 m³.

Ou seja, considerar em uma mesma classe de vazamentos volumes desde 0,2 m³ até 8 m³ pode fazer com que certas distorções ocorram.

Para pequenos vazamentos não é possível atribuir sistemas de segurança ou salvaguardas. Variações provocadas nos sensores de pressão (ou outros sensores que poderiam detectar vazamentos) devido a oscilações operacionais da vazão, são maiores do que as variações provocadas por estes pequenos vazamentos.

Portanto, para diminuir a frequência acidental destes vazamentos são adotadas diretrizes e procedimentos necessários para cada operação, visando o gerenciamento dos riscos. Tais procedimentos, estão detalhados no item **II.10. 8 – Plano de Gerenciamento de Riscos**, onde destaca-se:

- Em caso de transferências em operações de *offloading*, no início de cada carregamento é realizado um teste de estanqueidade da conexão do mangote com o acoplador. Além disso, é realizado um teste de integridade

do mangote, e este teste faz parte do plano de inspeção do mesmo, seguindo o padrão internacional estabelecido na OCIMF (*Guidelines for the handling, storage, inspection and testing of hoses in the Field*);

Este procedimento que inclui teste dos mangotes minimiza a possibilidade de falhas nos mangotes nas hipóteses acidentais 6 e 7, 15 e 16, visto que este equipamento é o único que, em caso de falha, ocasione vazamento de óleo diretamente para o mar.

Outro fator importante a ser ressaltado aqui nesta revisão está relacionado às ações tomadas em caso de detecção destes pequenos acidentes que ocasionam vazamentos de pequeno porte de óleo no mar. Em todas as operações, em caso de vazamento, as pessoas responsáveis devem comunicar de forma imediata os superiores, onde os procedimentos do Plano de Emergência Individual (PEI) de cada embarcação são acionados da maneira mais rápida e eficiente, de acordo com os padrões estabelecidos.

Neste ponto, tratando-se do hipotético cenário em que ocorreu vazamentos de pequeno porte (na maioria das vezes com volumes muito inferiores a 8 m³), é importante ressaltar que a tolerabilidade atingiu nível de ALARP para os CVAs Aves Marinhas e Cetáceos – Baleia de Bryde. Estes CVAs estão difusos na área atingida por possíveis acidentes, não apresentando distribuição regular ou áreas de concentração. Ou seja, estes CVAs estão em trânsito pela região que potencialmente pode ser atingida por óleo.

A modelagem matemática que simulou o vazamento de óleo em volume de 8 m³, que é extremamente conservadora para as hipóteses acidentais de pequeno vazamento levantadas por esta Análise e Gerenciamento de Riscos, mostrou que as áreas das manchas são relativamente reduzidas, e quanto observadas as áreas com altas probabilidades (acima de 70%), tais áreas são ainda menores.

Assim é esperado que, em caso de acidentes que ocasionem pequenos vazamentos de óleo para o mar, os procedimentos de resposta contidos nos PEIs das embarcações, que objetivam a contenção, recolhimento ou dispersão de tais manchas, diminuam consideravelmente a área da superfície do mar com a presença de óleo. Desta maneira, os CVAs Aves Marinhas e Cetáceos – Baleia de Bryde, que estão em baixíssima densidade populacional na área e estão em

trânsito pela região, possuem possibilidade reduzida de serem afetados pelo óleo derramado. Além disso, caso sejam atingidos nesses cenários de pequeno volume, não há possibilidade de que seu estoque populacional seja afetado e, portanto, os 10 anos previstos como tempo de recuperação para esses CVAs não refletiriam a realidade das consequências para o mesmo.

Cenário diferente é observado para médios (200 m³) e grandes vazamentos (400.000 m³). Nestes vazamentos as áreas com probabilidade de toque de óleo são significativamente maiores que as modeladas para pequenos vazamentos. Nestes casos, mesmo com baixa densidade populacional e estando presentes na área de forma difusa, os CVAs Aves Marinhas e Cetáceos – Baleia de Bryde se tornam mais vulneráveis, com maior possibilidade de serem atingidos. Entretanto, os índices de tolerabilidade para estes CVAs, nestas faixas de volume, estiveram na faixa de insignificância.

Portanto, é possível concluir que, embora o índice de tolerabilidade para pequenos vazamentos para os CVAs Aves Marinhas e Cetáceos – Baleia de Bryde tenha alcançado situação de ALARP, estes grupos de animais possuem pouca possibilidade de serem atingidos em tais cenários acidentais. Esta afirmação está centrada na comprovação de que tais vazamentos são superestimados para os volumes máximos de várias hipóteses acidentais críticas e, em caso de acidentes, as medidas de contenção de pequenos vazamentos, aliadas as características de distribuição destes CVAs na área potencialmente atingida, diminuiriam a possibilidade de tal contato.

II.10.8 - PLANO DE GERENCIAMENTO DE RISCOS

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 reduzir tanto as frequências de ocorrência dos acidentes (ações preventivas), quanto as suas respectivas consequências (ações mitigadoras).

Desta maneira, na sequência são apresentados os PGRs para o FPSO Cidade de Ilhabela e para a instalação dos gasodutos.

II.10.8.1 - FPSO CIDADE DE ILHABELA

De modo geral, um Plano de Gerenciamento de Riscos contempla, entre outros, os seguintes tópicos:

- Informações de segurança de processo;
- Política de análise e revisão de riscos;
- Procedimentos e ações necessárias para o correto gerenciamento;
- Definição de atribuições;
- Garantia da integridade de sistemas críticos (Programa de Manutenção e Inspeção);
- Procedimentos operacionais, incluindo partida e parada;
- Política de capacitação e treinamento;
- Gestão de contratação de terceiros;
- Registro e investigação de incidentes;
- Gerenciamento de mudanças;
- Sistema de permissão para trabalho;
- Cronograma para implantação/acompanhamento das ações propostas;
- Procedimentos de emergência.

As medidas de redução dos riscos são sugeridas, prioritariamente, para os eventos cujos riscos são considerados como inaceitáveis. Estas medidas visam à redução da probabilidade de ocorrência e/ou a magnitude de potenciais consequências das hipóteses acidentais identificadas.

São apresentadas as medidas com o objetivo de aumentar a confiabilidade operacional da atividade, além de permitir a melhor forma de administração do risco para cada perigo identificado no estudo de Análise de Risco e controle do projeto de produção.

As tabelas a seguir mostram as medidas para cada uma das hipóteses, e a descrição contendo as informações de procedimentos e ações a serem executadas.

O **Quadro II.10.8.1-1** apresenta as medidas para cada uma das hipóteses acidentais identificadas na Análise Preliminar de Perigos – APP, e a descrição contendo as informações de procedimentos e ações a serem executadas.

Quadro II.10.8.1-1 - Medidas preventivas e mitigadoras por hipótese acidental identificada para o FPSO Cidade de Ilhabela.

Cenários	Medidas Preventivas e Mitigadoras			
	Observação (O)		Recomendação (R)	
1, 2, 3, 4, 5, 7, 8, 9, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22	(O1)	Seguir programa de manutenção e inspeção de equipamentos	(R1)	Inserir os equipamentos estáticos (dutos, risers, vasos, tanques, conexões, etc.), rotativos (bombas, compressores, etc.) e instrumentos de controle no sistema de programação e controle de inspeção periódica.
1, 2	(O2)	Seguir programa de testes dos sistemas de segurança (DHSV / ANM)	(R2)	Realizar os testes nos sistemas de segurança (DHSV/ANM) conforme periodicidade estabelecida em procedimento, para garantir a sua funcionalidade.
1, 2, 21, 22	(O3)	Acionar Plano de Emergência Individual (PEI) da Unidade Marítima e, se necessário, o Plano de Emergência para Vazamento de Óleo da Área Geográfica Bacia de Santos (PEVO-BS)	(R3)	Elaborar o Plano de Emergência Individual (PEI) da Unidade Marítima, contemplando as hipóteses acidentais identificadas na Análise Preliminar de Perigos (APP) e treinar os envolvidos.
1, 2, 21, 22	(O4)	Seguir Procedimento de Gestão de Mudanças	(R4)	Seguir o procedimento de gestão de mudanças quando da realização de mudanças nas instalações, produtos e insumos necessários ao processo produtivo.
3, 4, 8, 9	(O5)	Seguir Procedimento de treinamento e competência	(R5)	Seguir o procedimento de treinamento e competência para definir as qualificações mínimas, por função, e os treinamentos e reciclagens necessários para as funções operacionais da Unidade Marítima.
3, 4, 8, 9	(O6)	Seguir o Plano SOPEP	(R6)	Seguir o Plano SOPEP, utilizando os equipamentos nele previstos para conter e recolher qualquer vazamento de óleo a bordo do FPSO.

Cenários	Medidas Preventivas e Mitigadoras			
	Observação (O)		Recomendação (R)	
5, 6, 7	(O7)	Seguir Procedimento de Permissão de Trabalho	(R7)	Seguir o procedimento de permissão de trabalho para todos os serviços não cobertos pelos procedimentos operacionais existentes.
6, 7, 21,22	(O8)	Seguir procedimento de monitoramento das proximidades do FPSO	(R8)	Monitorar a região nas proximidades do FPSO, de forma a identificar e informar a aproximação de outras embarcações que possam colocar em risco a sua integridade.
8, 9, 10, 11, 12, 13	(O9)	Seguir procedimento de calibração da PSV	(R9)	Calibrar, periodicamente, as PSVs (válvulas de segurança) dos equipamentos pressurizados.
10, 11, 12, 13	(O10)	Seguir procedimento de avaliação de contratados	(R10)	Seguir o procedimento de qualificação e avaliação periódica do desempenho dos prestadores de serviço em segurança, meio ambiente e saúde ocupacional.
12, 13	(O11)	Redundância do sistema de ancoragem	(R11)	Garantir que a falta de uma das linhas de ancoragem não comprometa o posicionamento do FPSO.
12, 13	(O12)	Redundância do sistema de lastro	(R12)	Garantir a redundância do sistema de manutenção da estabilidade do FPSO.

Segue um breve descritivo dos principais elementos do Plano de Gerenciamento de Riscos aplicável às atividades a serem realizadas pelo FPSO *Cidade de Ilhabela*, que é fretado pela empresa *SINGLE BUOY MOORINGS PRODUCTION CONTRACTORS – SBM-PC*.

Premissas

A Política de Saúde, Segurança e Meio Ambiente da SBM-PC expressa o comprometimento na realização de seus negócios de uma forma responsável melhorando continuamente o seu desempenho. Os procedimentos de Saúde, Segurança e Meio Ambiente estabelecem os requisitos e os objetivos que tornam possível este comprometimento da SBM-PC e asseguram que as atividades sejam realizadas de forma coerente. Esses procedimentos dão suporte a Política de Saúde, Segurança e Meio Ambiente e são à base do Sistema de Gestão da SBM-PC.

Escopo

Estas normas de Saúde, Segurança e Meio Ambiente são aplicáveis a todas as atividades e operações da SBM-PC no Brasil e cobrem todo o ciclo de vida, desde o seu planejamento até o descomissionamento de:

- Instalações próprias ou operadas pela SBM-PC;
- Atividade de subcontratados em instalações da SBM-PC ou sob o seu gerenciamento.

Estrutura e Controle de Documentos

É descrito aqui a estrutura, revisão e controle do sistema de gerenciamento da documentação.

Os Manuais podem ser divididos em três categorias principais:

- Manuais do Sistema de Gestão;
- Manuais genéricos aplicáveis a todas as unidades marítimas e bases terrestres;
- Manuais específicos aplicáveis exclusivamente a unidades marítimas e suas bases terrestres associadas.

Os documentos que seguem devem ser considerados prioritários:

- Manual de operações da SBM-PC;
- Manual de operações terrestres;
- Manuais de bordo de HSEP (*Health, Safety & Environmental Protection* - saúde, segurança e proteção ambiental).

Todas as cópias relevantes dos documentos do sistema de gerenciamento são de responsabilidade exclusiva do administrador do Sistema de Gestão. Estes documentos são armazenados no disco rígido da SBM-PC.

Revisão da Documentação

Qualquer pessoa pode requerer a revisão do documento desde que seja comunicado ao administrador do Sistema de Gestão. O gerente geral ou o

gerente da área operacional é quem deverá decidir se inclui ou rejeita a alteração. Em caso de rejeição o gerente deverá dar um *feedback* ao solicitante.

Controle da Documentação

A documentação e a correspondência tratadas na Gestão da Produção são administradas, controladas e depositadas em conformidade com os seguintes princípios, dependendo do tipo de documento:

Correspondência Geral

A correspondência geral não é controlada ou registrada em banco de dados específico.

Documentos Controlados

Certos documentos (certificação de vaso, certificado de seguros, entre outros) precisam ser controlados. Portanto, eles são gravados em um banco de dados continuamente atualizado pelo técnico de controle de documentos e é atribuído um número único antes de ser enviado para o local de arquivamento apropriado.

Documentos Técnicos

Toda a documentação técnica (engenharia, fornecedores, entre outros) referente a unidades marítimas é compilada e organizada de acordo com um sistema que permite fácil recuperação a bordo das unidades marítimas e em bases terrestres.

O Grupo Técnico da SBM-PC é responsável pela implantação e acompanhamento do sistema de documentação técnica e também, garante a atualização, em um banco de dados, dos registros dos documentos mestre e sua distribuição.

Organização da SBM-PC

A operação do FPSO *Cidade de Ilhabela* é coordenada por um gerente de operações a partir do escritório de base, do qual a Unidade recebe apoio administrativo e de logística.

O Coordenador da Unidade Marítima mantém um estreito contato com o Gerente de Operações, que, por sua vez, possui interface com o Gerente de Operação da PETROBRAS responsável pela atividade. A comunicação entre a SBM-PC e a PETROBRAS é realizada através da fiscalização do contrato e através de reuniões periódicas entre o Gerente de Operação da SBM-PC e o Gerente de Operações da PETROBRAS.

O organograma da SBM-PC pode ser visualizado na **Figura II.10.8.1-1**.

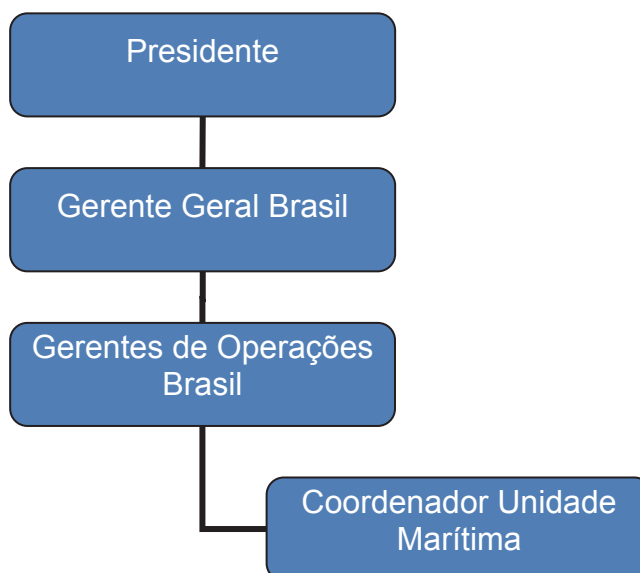


Figura II.10.8.1-1 - Organograma da SBM-PC.

Política de Inspeção de Equipamento

A política de inspeção de equipamentos consiste em submeter todos os equipamentos do FPSO a inspeções periódicas utilizando as técnicas de inspeção que mais se adequam aos mecanismos de danos característicos de cada tipo de equipamento: corrosão sob tensão, afinamento, fadiga, vibração, e outros itens físicos que acarretem redução da vida útil do equipamento / dispositivo.

A periodicidade das inspeções dos equipamentos está baseada nos preceitos da Norma Regulamentadora NR-13 do Ministério do Trabalho, a qual estabelece os prazos máximos entre inspeções para diferentes categorias de vasos e tubulações.

Para os demais equipamentos não incluídos no âmbito da NR-13, tais como cabos de aço, roletes e elementos estruturais, a política de inspeção está baseada nos estudos próprios de engenharia, nas regras das entidades classificadoras e nos resultados das inspeções realizadas. A Gerência Engenharia de Manutenção, Inspeção e Automação do Suporte Técnico possui um sistema de registro e planejamento das inspeções que permite o acompanhamento temporal da evolução da integridade de cada equipamento e a previsão da necessidade de inspeções adicionais dentro do intervalo previsto para a inspeção de cada equipamento do FPSO. Esse sistema está descrito na próxima seção deste relatório.

Programa de Manutenção

A manutenção dos equipamentos é realizada durante todo o tempo e envolve uma grande variedade de atividades. Tem a finalidade de conservar, melhorar ou restituir a instalação, sistema ou equipamento às condições que lhe permitam realizar sua função. São definidos os equipamentos críticos de manutenção, conforme segue:

- Equipamentos elétricos utilizados em áreas classificadas;
- Válvulas de alívio;
- Guindastes;
- Alarmes e *Trips*;
- Instrumentos de calibração.

Conforme as condições especificadas, a manutenção na Unidade é dividida em 7 níveis:

Manutenção com base na Condição do Equipamento

A manutenção baseada nas condições do equipamento é a técnica de utilizada preferencialmente nos Ativos da SBM-PC. É uma abordagem não intrusiva com o mínimo impacto sobre a disponibilidade dos equipamentos. É utilizada especialmente em equipamentos de alto custo e segurança crítica, e onde existe necessidade de maximizar a disponibilidade dos equipamentos. A condição é decidida após análise das informações recebidas a partir de instrumentos de controle que produzem uma tendência ao longo de um período de tempo, ou que indiquem que os níveis de aceitação pré-determinados foram excedidos. A necessidade de manutenção baseia-se na condição de agravamento dos componentes ou eficiência de operação.

Várias técnicas podem ser utilizadas, tais como:

- Análise de vibração (*on-line* e *off-line*);
- Monitoramento de temperatura;
- Termografia;
- Monitoramento de parâmetro processo conducente à avaliação de desempenho;
- Óleo lubrificante, fluidos hidráulicos e análises de graxas;
- Detecção ultrassônica;
- Tempo de válvulas;
- Teste da válvula de alívio;
- Entre outros.

Inspeção Periódica

Para cada equipamento é realizada uma inspeção preventiva a fim de avaliar a necessidade quanto à parada do equipamento para manutenção. Além disso, é realizada inspeção no casco dos tanques conforme segue:

- Tanques de Lastro – 12 meses;
- Tanques de Carga – 30 meses;
- Tanques Pequenos – 30 meses

Manutenção preventiva

São assim chamadas as intervenções de manutenção realizadas visando corrigir defeitos antes de ocorrer a falha.

Manutenção Preventiva é uma técnica invasiva, com base em horas de funcionamento ou tempo fixo de intervalos. O equipamento tem de ser retirado da função para este tipo de manutenção, o que pode interromper a produção. Este tipo de manutenção pode ser realizado pela Unidade, através de acordos de serviços.

As horas de funcionamento são geralmente especificadas pelo fabricante do equipamento ou do componente. O calendário de parada é definido como parte do processo de desenvolvimento de manutenção estratégica.

A frequência padrão é normalmente fixada em anual, mas um regime mais rigoroso pode ser necessário, dependendo de recomendações dos fabricantes.

Manutenção do Vendedor

Em determinadas circunstâncias, a manutenção é mais bem realizada por fornecedores especializados, como por exemplo no envio de equipamentos em terra para manutenção / reparação ou através da mobilização para o ativo de fornecedores especializados. Este uso de fornecedores ocorre tipicamente onde os itens são de natureza complexa e especializada, ou em que as instalações padrão não são suficientes para realizar as tarefas de manutenção necessárias.

Manutenção de Campanha

Em alguns casos em que reparos não planejados e substituição ou modificação de obras de grande natureza são necessárias, uma Força Tarefa é mobilizada para realizar as obras necessárias. A Força Tarefa é normalmente composta pelo pessoal de manutenção da Produção da SBM, apoiado, quando necessário, por contrato de pessoal terceirizado. Um típico exemplo deste tipo de projeto é a pintura externa / interna.

Contrato de Serviços

Para certos equipamentos, contratos de serviços ou acordos com o fornecedor são feitos que preveem visitas regulares de inspeção de manutenção, serviço de ajuda via telefone, entre outros. Exemplos de equipamentos ou sistemas abrangidos por este tipo de contrato são:

- Caldeiras;
- Sistema de medição;
- Sistemas de combate a fogo e incêndio;
- Guindastes.

Os contratos de prestação de serviços normalmente são negociados entre os fornecedores e a base de operação terrestre.

Manutenção Corretiva

Manutenção efetuada após a ocorrência de falha para recolocar uma instalação, sistema ou equipamento em condições de executar suas funções requeridas.

Capacitação Técnica

Este item do Programa de Gerenciamento de Riscos tem como objetivo principal apresentar a política de capacitação técnica dos trabalhadores das unidades, isto é, os programas de treinamentos atualmente existentes na SMB-PC, indicando os mecanismos para identificação das necessidades de treinamento do pessoal para o exercício das suas atividades com segurança.

A filosofia de capacitação técnica visa assegurar que as operações atendam aos requisitos legais de saúde, segurança e meio ambiente. Para tanto são estabelecidos cuidados na seleção, colocação, manutenção das avaliações, e treinamento adequado das pessoas.

Procedimentos garantem que a seleção e colocação de pessoas atendam requisitos específicos das funções além de assegurar que estas pessoas possuam saúde para o trabalho, viagens e missões internacionais.

Asseguram também que as mudanças de pessoal são cuidadosamente consideradas para garantir que os níveis necessários de conhecimento e experiência individuais e coletivos sejam mantidos.

Treinamentos iniciais e de seguimento para cada função e para o atendimento dos requisitos legais incluem mecanismos para avaliar a eficiência, documentação do treinamento e demonstração da competência da função. Os treinamentos periódicos incluem avaliação e melhorias do treinamento dado e avaliação do conhecimento e habilidade do empregado para exercer a função.

Regularmente são conduzidos a bordo treinamentos de segurança, dentre os quais podem se destacar treinamento de incêndio e abandono da plataforma. Estes treinamentos visam manter a tripulação consciente e apta a realizar as tarefas encontradas durante situações de emergência em alto mar.

Identificação da Necessidade de Treinamento:

Seguindo a política de treinamentos estabelecida no SMS – Sistema de Gestão de Segurança, Meio Ambiente e Saúde, as necessidades de treinamento dos empregados estão alinhadas aos objetivos estratégicos. Desta forma, cabe à gerência identificar as necessidades específicas de cada trabalhador com relação ao treinamento de segurança. No caso dos empregados que trabalham no FPSO, cabe ao Gerente do Navio (OIM), conjuntamente com os especialistas da Gerência de SMS definir as necessidades de treinamento de cada empregado em cada função.

Programas de Treinamentos

Os programas de treinamentos disponíveis para os empregados são desenvolvidos de acordo com as necessidades identificadas para cada grupo de trabalho.

O programa é atualizado periodicamente, buscando a incorporação novos cursos e a alteração dos já oferecidos, de forma a torná-los compatíveis com novas tendências existentes na Companhia ou em outros setores da área offshore internacional.

Treinamento para Contratadas

Todos os empregados de empresas contratadas pela PETROBRAS para prestar serviço no FPSO devem receber treinamentos em segurança industrial, com objetivo de atender à política da PETROBRAS de Segurança, Meio Ambiente e Saúde.

Para empregados que irão trabalhar na área *offshore*, são apresentados a seguir os treinamentos previstos, em que casos os mesmos são aplicados e a necessidade de reciclagem.

Treinamento Aplicação e Reciclagem

Os treinamentos realizados para trabalhadores das empresas que irão trabalhar na área *offshore* são:

- Treinamento Básico de Segurança do Trabalho – BST, com os contratos de duração superior a 14 dias;
- Treinamento Básico de Segurança do Trabalho para as empresas contratadas que atendem ao Heliponto – BST + Heliponto – e com contratos de duração superior a 14 dias;
- Treinamento para brigada de Incêndio com contratos com duração superior a 14 dias em área operacional;
- *Briefing* de Segurança nas Unidades Marítimas, realizado em todos os embarques, no momento da chegada às unidades.

O *Briefing* de Segurança é uma palestra apresentada, por pessoas da área de segurança, a todas as pessoas que embarcam em Unidades Marítimas. O objetivo desta palestra é dar noções básicas sobre a segurança na unidade, indicando procedimentos de emergência, pontos de encontro, localização de baleeiras e rotas de fuga.

Processo de Contratação de Terceiros

A SBM-PC exige que as empresas contratadas para a prestação de serviços no FPSO sigam uma rigorosa política de segurança, meio ambiente e saúde

ocupacional. Esta exigência baseia-se nas “Diretrizes para Segurança de Contratadas”, emitida pela Diretoria da PETROBRAS:

Diretrizes para Segurança de Contratadas

A cada dia, a utilização de mão de obra externa pela PETROBRAS tem proporcionado maior interação entre empregados da Companhia e de outras empresas. Contudo, devido ao despreparo observado em algumas dessas empresas para a função Segurança, a PETROBRAS elaborou as Diretrizes para Segurança de Contratadas. Todos os órgãos da Companhia são orientados para seguir com rigor cada um de seus itens:

No nível de órgão operacional ou de obra:

- Avaliar o impacto da atividade contratada sobre o órgão, e vice-versa, antes da assinatura do contrato.
- Fazer constar do contrato os padrões de segurança desejados, informando os riscos e definindo as condições especiais relativas à segurança e saúde ocupacional.
- Obrigar a contratada a apresentar o seu plano de segurança previamente à assinatura do contrato e a instruir toda a sua equipe sobre os riscos das atividades e sobre os procedimentos relacionados à obtenção de permissões para trabalho e respectivo atendimento.

Negociar indicadores de segurança com a contratada:

- Obrigar a contratada a apresentar a PETROBRAS o resumo mensal de acidentes conforme o modelo proposto pela NB-18 - Cadastro de Acidentes – da Associação Brasileira de Normas Técnicas.
- Manter os fiscais informados quanto aos aspectos de responsabilidade civil e criminal que decorrem dos acidentes do trabalho e quanto às normas regulamentadoras do Ministério do Trabalho.

- Acrescentar os dados relativos ao conjunto das contratadas nas estatísticas comparativas dos dados de acidentes do órgão com os de outras companhias ou associações de companhias.
- Avaliar o desempenho de gerentes e fiscais, levando em conta o desempenho, em segurança, das contratadas sob sua responsabilidade.
- Incentivar as contratadas a utilizar os programas de treinamento disponíveis, tais como os do SENAI/ SESI/ SENAC/ SESC e outros.
- Incentivar a criação de comissões, como as CIPAS das próprias contratadas, para discussão dos procedimentos que envolvem segurança no trabalho.

Manter, durante a vigência do Contrato:

- Avaliação sistemática dos indicadores de segurança.
- Avaliação sistemática do atendimento às exigências contratuais relativas à segurança, registrando as não conformidades.
- O estabelecimento de prazos para correção das não conformidades e a aplicação de penalidades no caso de não atendimento, que poderão incluir o cancelamento do contrato.

Instruções de SMS Distribuídas às Contratadas antes da Assinatura do Contrato:

Ainda na fase de licitação para a contratação de serviços, a PETROBRAS distribui aos licitantes um documento contendo as instruções de SMS que deverão ser seguidas durante a execução dos serviços.

Recursos para o Processo de Recrutamento

A diretriz é disponibilizar os recursos para seleção de profissionais qualificados. Para esta finalidade são utilizadas ferramentas apropriadas para verificar a presença de todas as exigências necessárias para atender o perfil de trabalho desejado.

Registro e Investigação de Acidentes

O Registro e Investigação de Acidentes estão estabelecidos como atribuições dos profissionais de SMS (Saúde, Meio Ambiente e Segurança).

O registro e investigação de acidentes têm por objetivo:

- Identificar as causas dos acidentes a fim de que possam ser realizadas ações para evitar recorrência;
- Estabelecer os fatos envolvidos no acidente;
- Cumprir com os requerimentos de registro estatutários e da companhia, determinando a mudança que causou o erro que ocasionou o acidente.

Todos os acidentes devem ser registrados e investigados de maneira apropriada. As medidas a serem tomadas após o resultado da investigação devem ser propostas no relatório de tratamento de anomalias. Os registros de acidentes devem conter informações sobre a operação em progresso, o lugar, hora e natureza do acidente, o número de pessoas feridas e equipamentos danificados, a natureza dos danos e a estimativa da severidade, além da assistência necessária.

O Tratamento de Anomalias buscará de forma ampla, para as dimensões qualidade, atendimento, custo, segurança, meio ambiente e saúde ocupacional, através da correção/prevenção das anomalias relacionadas com estas dimensões, contribuir com os objetivos/metasp da SMB.

O tratamento de uma anomalia deve ser adequado à magnitude dos problemas e proporcional ao impacto gerado tanto para os indicadores de Qualidade ou Produtividade, como para os de Segurança, Saúde ou Meio Ambiente (Anomalias ligadas ao SMS).

As funções responsáveis pelo tratamento da anomalia no RTA (Relatório de Tratamento de Anomalia), por etapa (registro, análise, aprovação, implementação e verificação de eficácia) devem ser definidas nas Gerências Setoriais pelas gerências - recomenda-se que esta definição seja feita por função.

As ações corretivas ou preventivas têm como responsável um empregado designado pelo gerente do órgão gestor do RTA. O prazo para a verificação de eficácia deverá ser definido pelo órgão gestor com base no tempo de ciclo do processo e nas características da ocorrência da anomalia em questão.

A eficiência e eficácia do Tratamento de Anomalias devem ter indicadores que possibilitem levantar:

- Cumprimento do prazo para as ações contidas nos planos;
- Nível de soluções efetivas;
- Ganhos reais (melhoria nos indicadores de segurança/meio ambiente/redução de retrabalho, etc.) advindos dos RTAs.

A responsabilidade da investigação de acidentes envolvendo subcontratados também recai sobre a companhia contratante. As conclusões da investigação e as recomendações são discutidas entre os subcontratados e a gerência da companhia.

Gerenciamento de Mudanças

Durante as operações na unidade de produção e sistemas, várias modificações são efetuadas pelo pessoal de operação e manutenção visando aumentar a eficiência, melhorar a operabilidade e a segurança, acomodar inovações tecnológicas e implementar melhorias mecânicas. Por sua vez, existem inúmeros exemplos históricos de acidentes que ocorreram devido a modificações realizadas em processos e equipamentos, as quais foram feitas sem serem submetidas a um processo de análise dos possíveis riscos que poderiam estar sendo introduzidos pela modificação.

Portanto, é essencial que se assegure que modificações em processos e equipamentos não causem desvios que resultem na operação insegura dos equipamentos, ou seja, não aumentem o risco operacional dos processos e equipamentos das áreas. Para isto, é importante que, antes de serem executadas, passem por um processo de análise e aprovação que busque identificar todos os fatores de risco que poderiam estar sendo introduzidos com a modificação.

O objetivo deste elemento de gestão consiste em prover um procedimento ordenado e sistemático de análise dos possíveis riscos introduzidos por modificações, de identificação de medidas para a redução dos riscos e de aprovação formal antes que as mesmas sejam efetivamente realizadas no sistema.

O que Constitui uma Modificação

No âmbito do PGR, uma modificação acontece sempre que alguma característica de engenharia do processo ou equipamento (mecânica, elétrica, de fluido de processo, instrumentação e controle, estrutural, e outros sistemas) ou das suas condições operacionais (temperatura, pressão, vazão, limites de segurança de variáveis de processo, quantidades produzidas, etc.) é alterada. Por exemplo, a substituição de uma bomba por outra de maior potência representa uma modificação, pois provoca uma alteração em parâmetros operacionais do processo (maior pressão, maior vazão, etc.). Por outro lado, a troca de uma bomba que falhou, por outra com exatamente as mesmas características, não se configura como uma modificação no âmbito do PGR, sendo referida apenas como uma “substituição por igual”. Portanto, uma “substituição por igual” refere-se a qualquer substituição de equipamento mecânico, elétrico, de instrumentação, ou componente em geral, por outro idêntico ou equivalente, aprovado e especificado por códigos de engenharia.

Tipos de Modificação: Permanentes e Temporárias

Dois tipos distintos de modificação são considerados neste elemento: as modificações permanentes e as modificações temporárias. Ambos os tipos podem ser responsáveis por grandes acidentes, de modo que ambos devem ser submetidos aos procedimentos especificados neste elemento de gestão. No entanto, para uma modificação temporária pode não ser necessário completar os passos requeridos para uma modificação permanente. Por exemplo, no caso de uma modificação temporária, a documentação do equipamento ou processo (fluxogramas de engenharia, fluxogramas de processo, etc.) não precisa ser alterada.

Para uma modificação temporária, deve ser especificada a data em que a modificação será desfeita e que o processo ou equipamento voltará à condição normal (anterior à modificação). A renovação do período de validade de uma modificação temporária deve ser analisada para se verificar se as medidas de proteção estão sendo mantidas conforme recomendadas na aprovação inicial.

Sistema de Permissão para Trabalho (PT)

O objetivo deste item do PGR é estabelecer e implementar “práticas de trabalho seguro” que deverão ser cumpridas para todas as atividades que não fazem parte da rotina e que, por este motivo, possam representar um acréscimo de risco para os trabalhadores do FPSO.

Para as seguintes atividades, que representam um potencial significativo de risco para os referidos trabalhadores, deverão ser cumpridos os procedimentos pertinentes para que as mesmas possam ser classificadas como atividades seguras, fazendo com que acidentes passíveis de ocorrer nas instalações analisadas tenham suas frequências e consequências minimizadas:

- Trabalho a quente: soldas ou outras atividades que utilizem ou gerem calor, ignição ou queima, além de trabalhos que envolvam eletricidade em áreas perigosas.
- Trabalho em espaços confinados: áreas com ventilação inadequada, presença de gases tóxicos ou inflamáveis ou níveis anormais de oxigênio, como tanques.
- Trabalho elétrico que possa oferecer risco à vida.
- Trabalho realizado além da borda do navio sonda, acima da água.
- Carregamento de óleo combustível.
- Trabalho com explosivos.
- Trabalho com material radioativo.
- Mergulho: operações com ROV eventualmente podem requerer permissão.
- Testes de pressão.
- Outros: trabalhos não cobertos pelos acima mencionados, quando o Gerente do navio sonda considerar que existem riscos potenciais.

A qualidade e a eficácia das informações contidas nas permissões devem ser verificadas com atenção, e todas as pessoas envolvidas no trabalho devem compreender claramente o sistema, bem como seus papéis na condução do mesmo.

Todo pessoal envolvido em tarefas que exijam permissão para trabalho (seja do navio sonda ou de empresas contratadas) deve ter treinamento específico para esta finalidade.

O Gerente do Navio (OIM) deve garantir que todo trabalho que necessite de permissão seja claramente identificado e descrito, incluindo local, início e duração, e os Chefes de Departamentos devem ser informados sobre os trabalhos que estão sendo realizados, completados ou suspensos em suas áreas.

As permissões para trabalho são válidas por um tempo determinado, expirando automaticamente com a mudança de turno do profissional responsável pelo trabalho.

Caso o serviço não tenha sido concluído neste prazo, a permissão poderá ser renovada perante a nova análise das condições de trabalho junto aos supervisores e executantes da tarefa.

Para que seja aplicado o Sistema de Permissão para Trabalho são necessárias as assinaturas, no mínimo, dos seguintes profissionais: Gerente do Navio (OIM), e o responsável e o encarregado do serviço.

II.10.8.2 - Gasodutos

Tendo em vista que o Projeto Etapa 2 encontra-se em fase de projeto Básico, o Programa de Gerenciamento de Riscos para os gasodutos, de forma detalhada será apresentado para a obtenção da LO dos gasodutos visto muitas informações necessárias não estarem disponíveis. O PGR contemplará as seguintes etapas:

- Informações de Segurança de Processo;
- Revisão dos riscos de processos;
- Gerenciamento de mudanças;
- Manutenção e garantia da integridade dos sistemas críticos;
- Procedimentos Operacionais;
- Capacitação de recursos humanos;
- Investigação de incidentes;
- Plano de ação de emergência;
- Auditorias do PGR.

Coordenação do PGR

O coordenador deverá garantir a capacitação e a disponibilidade para que todos os recursos necessários estejam disponíveis para o perfeito funcionamento do PGR.

As atribuições do Coordenador do PGR serão definidas posteriormente.

Informações de Segurança de Processo

Objetiva garantir o pleno conhecimento técnico dos produtos movimentados, dos procedimentos operacionais, da tecnologia de processo, das informações dos equipamentos e das práticas de segurança.

Os documentos de engenharia relacionados ao gasoduto (Memorial Descritivo, Fluxogramas, relatórios e outros), serão cadastrados no Sistema de Informação e Documentação Técnica (SINDOTEC), disponível na intranet da PETROBRAS.

Revisão dos Riscos de Processo

A análise de riscos tem por objetivo identificar os eventos perigosos possíveis de ocorrer nos gasodutos que oferecem algum tipo de riscos às pessoas, ao patrimônio, ao meio ambiente ou à imagem e fornece subsídios para a implementação de medidas mitigadoras para controle e redução dos riscos.

A Diretriz 3 de SMS – Avaliação e Gestão de Riscos do padrão (PG-0V3-00003) especificam as condições necessárias para avaliação e gestão de riscos das instalações.

Gerenciamento de Mudanças

O gerenciamento de mudanças deverá contemplar todas as mudanças que venham a ocorrer nos gasodutos, procedimentos, produtos e parâmetros operacionais (ex.: “setpoints” de pressão, vazão, temperatura).

O gerenciamento de mudanças deverá considerar mudanças de tecnologia do processo, de equipamentos e instrumentos.

A Diretriz 6 de SMS – Gestão de Mudanças é especificada no padrão (PG-0V3-00006).

Manutenção e Garantia da Integridade dos Sistemas Críticos

A Diretriz 5 – Operação e Manutenção (PB-PG-0V3-00005) e também a Diretriz 6 – Gestão de Mudanças (PB-PG-0V3-00006), que já foi caracterizada no item anterior.

Procedimentos Operacionais

A operação do Gasoduto seguirá o 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.

Capacitação dos Recursos Humanos

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.

A Diretriz 8 – Capacitação, Educação e Conscientização através do PG-0V3-00008 especifica as condições necessárias para o cumprimento desta diretriz.

Investigação de Incidentes

A Diretriz 13 de SMS (Análises de Acidentes e Incidentes) define como devem ser elaboradas as análises conforme padrão (PG-0V3-00013) do E&P.

Plano de Ação de Emergência

A Diretriz 11 de SMS – Contingência, estabelecida no padrão PB- PG-0V3-00011, define que as situações de emergência devem estar previstas e ser enfrentadas com rapidez e eficácia visando à máxima redução de seus efeitos.

Auditorias

As auditorias são métodos utilizados pelo sistema de gestão para identificar situações de não conformidade que possam influenciar na segurança dos gasodutos, buscando de forma preventiva, identificar situações que possibilitem alguma ocorrência indesejável.

A auditoria do Programa de Gerenciamento de Riscos deverá ser realizada periodicamente objetivando averiguar se as etapas e práticas requeridas estão implementadas.