



**ANÁLISE DE RISCOS INDUSTRIAIS, AMBIENTAIS E SEGURANÇA DO TRABALHO**

# **ANÁLISE E GERENCIAMENTO DOS RISCOS**

**Campo Marítimo de Peroá e Cangoá**



**Rev. B  
Agosto/2002**

---

---

# ANÁLISE E GERENCIAMENTO DOS RISCOS

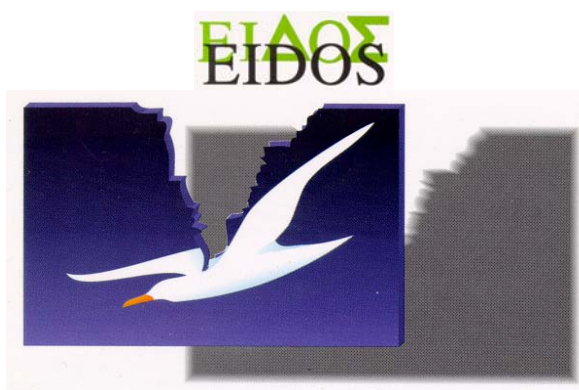
**Campo Marítimo de Peroá e Cangoá**

**- Bacia do Espírito Santo -**

Elaboração:

**EIDOS do Brasil**

*Dayse Maria Simplicio  
Luiz Lebarbenchon  
Anna Leticia Sousa  
Elizabeth do Nascimento Carvalho*



Colaboração:

**PETROBRAS/ UN-ES**

*Luciana Rossi  
Renato Cunha Rodrigues  
Carlos Alberto Giacomim Pereira  
Roberto Loschiavo*

**PETROBRAS/ CENPES**

*Regina Celia Vieira de Assis  
Gladston Paolucci Pimenta  
Antônio Luiz de Carvalho*

**PETROBRAS/ ENGENHARIA**

*Antônio Fortuna de Azevedo*



**ESTUDO DE ANÁLISE E GERENCIAMENTO DOS RISCOS  
DOS CAMPOS MARÍTIMOS DE PEROÁ E CANGOÁ**

**SUMÁRIO**

	<i>pág.</i>
<u>Capítulo 1</u> - <b>Introdução</b> .....	1
<u>Capítulo 2</u> - <b>Descrição Sucinta do Projeto</b>	
2.1 - Características da Plataforma PPER-01 .....	3
2.2 - Características da Duto PPER-01/Cacimbas .....	13
2.3 - Características da Construção e Instalação dos Novos Dutos para Exportação .....	4
<u>Capítulo 3</u> - <b>Estudo da possibilidade de Ocorrência de Zonas de Alta Pressão</b> .....	21
<u>Capítulo 4</u> - <b>Identificação dos Perigos</b>	
4.1 - Análise Histórica de Acidentes .....	21
4.2 - Análise de Riscos Ambientais .....	42
<u>Capítulo 5</u> - <b>Gerenciamento dos Riscos Ambientais</b>	
5.1 - Medidas para o Gerenciamento dos Riscos .....	48
5.2 - Matriz de Gerenciamento dos Riscos .....	49
<u>Capítulo 6</u> - <b>Referências Bibliográficas</b> .....	84
<u>Capítulo 7</u> - <b>Equipe Técnica</b>	
7.1 - Equipe Elaboradora .....	85
7.2 - Cadastro IBAMA .....	86
<u>Anexo A</u> - <b>Fluxograma Utilizado na APR</b> .....	88

## 1 INTRODUÇÃO

O estudo de análise e gerenciamento de risco apresentado neste volume tem por finalidade a identificação e avaliação qualitativa dos riscos decorrentes da produção de gás natural nos campos marítimos de Peroá e Cangoá – Bacia do Espírito Santo, através da Plataforma Peroá 1 - PPER-01, e implantação de sistema de escoamento de gás até o continente.

A realização de uma Análise de Riscos tem por objetivo a análise dos fenômenos, que não são deterministas, relacionados com possíveis liberações de produtos estranhos ao meio ambiente e em concentrações significativas.

Essa análise, através da aplicação de várias técnicas, tais como a Análise Histórica e a Análise Preliminar de Riscos - APR, permite a avaliação do desempenho global de um sistema, a compreensão de várias práticas de operação utilizadas e o planejamento prévio necessário para a redução da frequência de incidência de eventos indesejáveis e/ou a mitigação da magnitude das possíveis conseqüências destes cenários.

## 2 DESCRIÇÃO SUCINTA DO PROJETO

Os Campos de Peroá e Cangoá localizam-se na Bacia do Espírito Santo, litoral norte do Estado, a cerca de 40 e 50 km, respectivamente, da costa, em lâminas d'água de 66 e 60 m, respectivamente, distantes entre si de aproximadamente 12 km.:

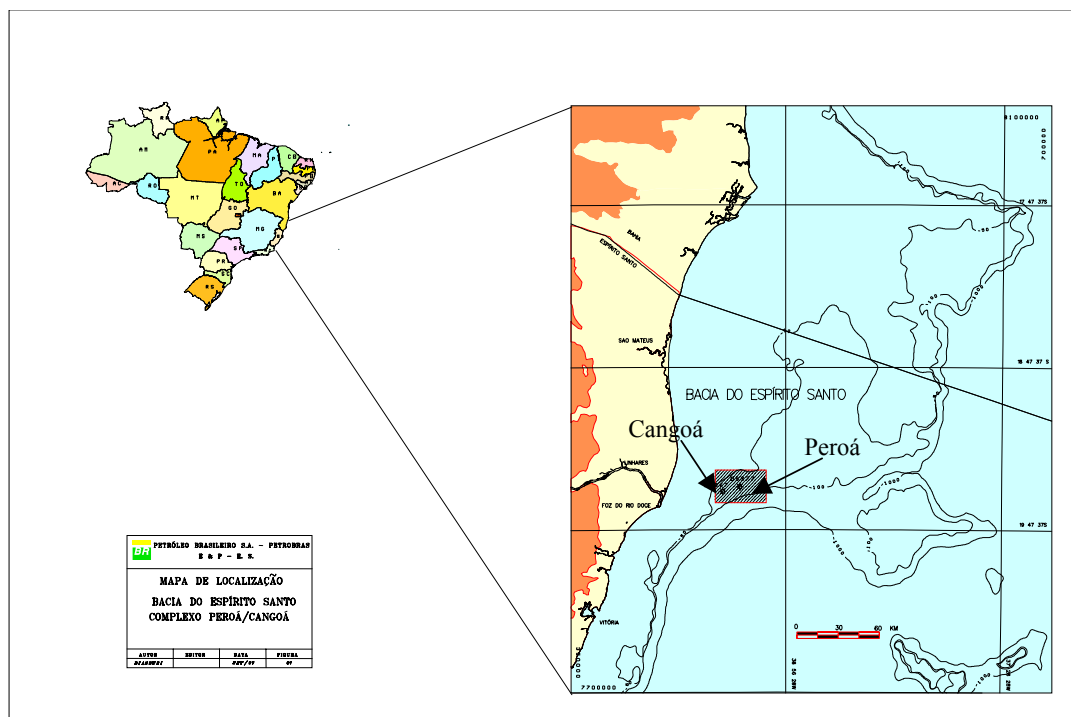
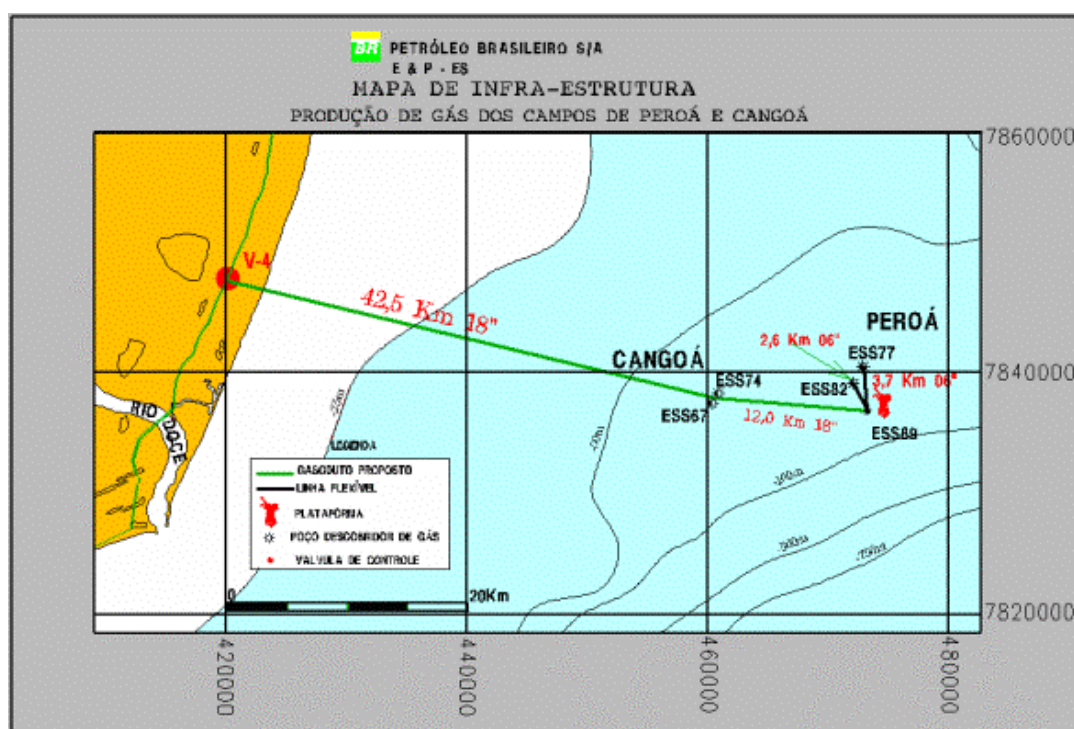


Figura 1: Localização dos campos de Peroá e Cangoá na Bacia do Espírito Santo.

O sistema de produção e escoamento do Campo de Peroá será composto da plataforma desabitada PPER-01, onde será centralizado o recebimento e a medição do gás produzido dos poços do Campo de Peroá.

A PPER-01 será instalada sobre o poço ESS-89A, equipado com árvore de natal seca. Os outros dois poços de Peroá (ESS-77 e ESS-82) equipados com árvores de natal molhadas, serão interligados à plataforma através de linhas flexíveis de produção (6" de diâmetro) e supervisionadas, controladas e comandadas através de umbilicais.



**Figura 2:** Localização da PPER-01 e dos cinco poços nos campos de Peroá e Cangoá.

A ligação da plataforma à costa será feita através de um gasoduto rígido de 18" de diâmetro, que transportará o gás até a Unidade de Tratamento de Gás de Cacimbas – UTGC. O escoamento será bifásico, sendo o líquido (água + condensado) separado em terra.

No Campo de Cangoá os poços: ESS-67 e ESS-74, equipados com árvores de natal molhadas, serão interligados ao gasoduto de 18" através de linhas flexíveis com aproximadamente 0,5 km de extensão (4" de diâmetro). As válvulas serão operadas através de umbilical eletro-hidráulico interligando os poços à plataforma PPER – 01, sendo que o monitoramento dos poços serão efetuados remotamente por intermédio de sistema de rádio operados em terra na UTGC – Unidade de Tratamento de Gás de Cacimbas. Será instalado em cada poço um Sensor Permanente de Fundo para acompanhamento da pressão dos reservatórios.

## **2.1 CARACTERÍSTICAS DA PLATAFORMA PPER-01**

A Plataforma de produção PPER-01 ficará localizada sobre o poço ESS-89A e corresponde a uma jaqueta de primeira família, a ser instalada de forma fixa, em lâmina d'água de 67 m. Esta será uma plataforma desabitada, operada por sistema de automação, que permite a operação remota da plataforma a partir da UTGC.

A concepção da plataforma envolve um manifold para até seis poços, um separador de teste (medidor monofásico, parte do sistema completo de medição), um choke acionado remotamente para controle da produção, um lançador automático de pig para limpeza, um lançador de pig para aplicação de inibidor de corrosão por batelada, além de um conjunto de sistemas auxiliares de energia, transporte, sistema de elevação de cargas para até 5 toneladas, armazenamento, supervisão, telecomunicações, alojamento<sup>1</sup> e heliponto.

### **2.1.1 Os Principais Sistemas Existentes**

- **Sistema de Coleta, Teste e Produção**

O gás proveniente dos poços será encaminhado para o coletor de produção, porém quando necessário, através de acionamento remoto, cada poço pode ser desviado para o separador de teste. A finalidade de utilizar o separador de teste é executar testes rotineiros de produção gás e líquido dos poços

No separador de testes, o gás e o líquido produzidos pelos poços, são separados e terão suas vazões medidas.

Após passar pelo Separador de Teste o fluxo de gás é unido ao fluxo de líquido e retornando para o coletor de produção.

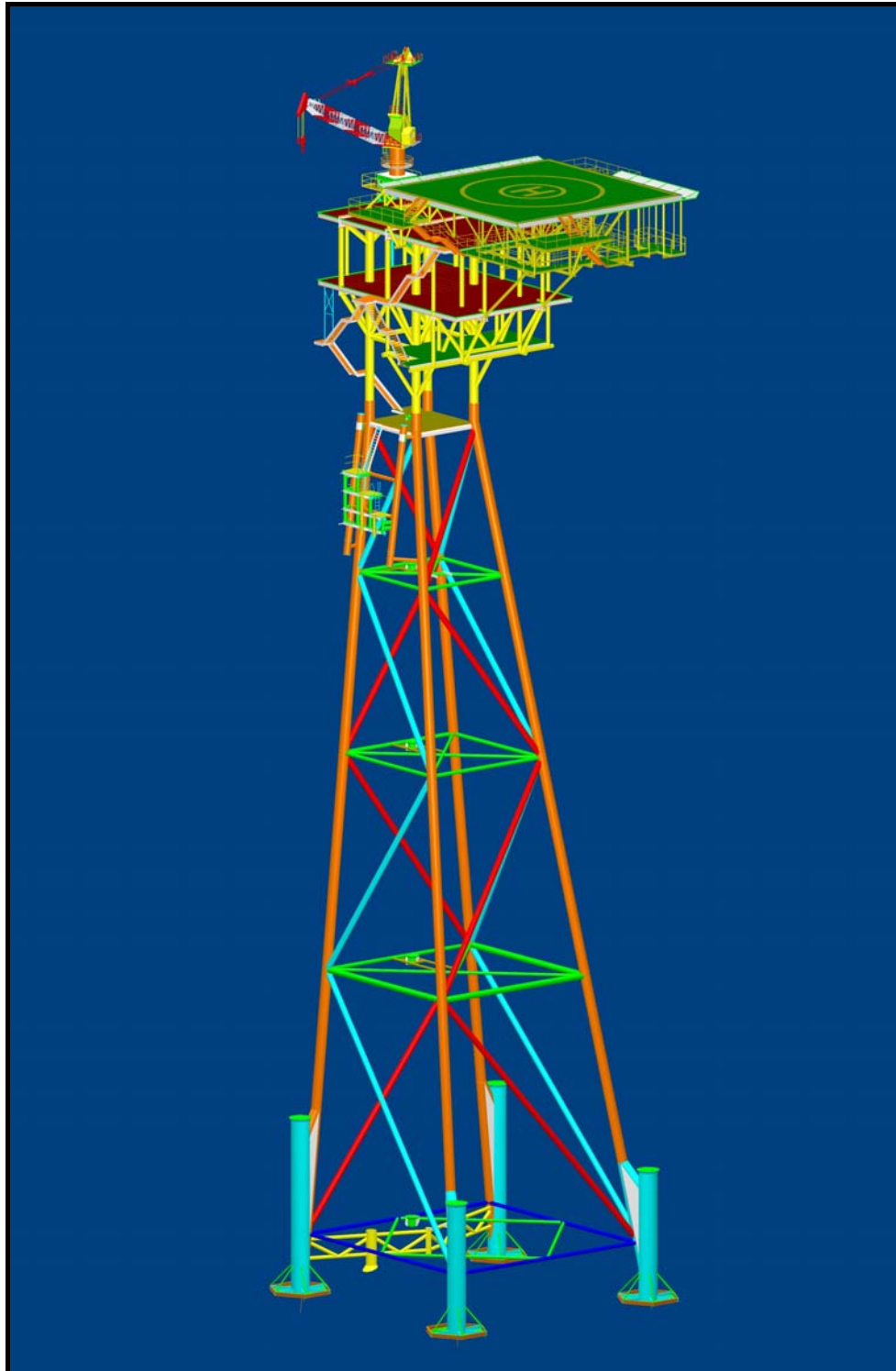
- **Sistema de Gás Motriz**

O sistema de gás motriz será utilizado para condicionar (limpar, purificar, ajustar temperatura, abaixar pressão) o gás produzido na unidade proveniente do poço, a alta pressão, para acionamento das bombas de processo e utilidades. A alimentação normal de gás para o sistema será feita por um ponto situado à montante da SDV de superfície na saída da plataforma. Em caso de emergência, com a parada da produção e conseqüente fechamento desta SDV, a alimentação do sistema de gás motriz será feita por um ponto entre a SDV de superfície e a SDV submarina, utilizando, assim, o volume residual no gasoduto como reserva. Para evitar a formação de hidratos será utilizada a injeção de inibidor antes da despressurização. Um aquecedor gás-ar será utilizado para aquecer o gás resfriado devido à despressurização, evitando-se a utilização de gás à baixas temperaturas para o acionamento

---

<sup>1</sup> Para até 10 pessoas em campanhas de manutenção

das bombas. O depurador de gás V-123101 será utilizado para reter arrastes ou formação de líquido nesta corrente.



**Figura 3:** Estrutura da PPER-01

- **Sistema de Injeção de Produtos Químicos**

Encontra-se prevista, a partir da plataforma PPER-01, a injeção de produtos químicos nos poços produtores e gasoduto, dentre os quais os inibidores de corrosão e os inibidores de formação de hidratos.

A injeção de inibidor de hidratos será utilizada na partida dos poços e no sistema de gás motriz. O tanque TQ-126101 irá armazenar inibidor de hidratos (Etanol), que será recebido em tambores via rebocador. Este tanque deverá possuir indicação remota e local de nível e vent dedicado com sua saída posicionada em local seguro, próximo ao vent principal da plataforma. A injeção do inibidor de hidratos no sistema será feita através das bombas dosadoras B-126101A e B-126101B. Cada cabeça de injeção deverá possuir um tubo calibrador da vazão e PSV dedicados.

A injeção de inibidor de corrosão será feita de duas formas: contínua e por bateladas:

- ◆ A injeção contínua será feita nas linhas de produção dos poços, à jusante da SDV de entrada na plataforma. O tanque TQ-126102 irá armazenar inibidor de corrosão recebido em tambores via rebocador. Este tanque deverá possuir indicação remota e local de nível e suspiro *vent* dedicado. Esta injeção contínua no sistema será feita através das bombas dosadoras B-126102A e B-126102B. Cada cabeça de injeção deverá possuir um tubo calibrador da vazão e PSV dedicados.

- ◆ A injeção de inibidor de corrosão por bateladas será feita através do vaso V-126101. Este vaso irá receber via rebocador o inibidor necessário para efetuar uma operação de batelada, e deverá possuir indicação local e remota de nível e atuação local e remota das válvulas de alinhamento. Esta injeção por bateladas será efetuada imediatamente após a passagem de um pig. Será utilizado o próprio gás do processo para deslocar o produto contido no vaso para o gasoduto, lançando, logo após o término deste deslocamento, um outro pig.

- **Sistema de Combustíveis**

Na plataforma de Peroá será utilizado gás para geração de energia nos termogeradores, e para equipamentos que requeiram um maior consumo de energia. O consumo de gás estimado na plataforma será de no máximo 3000 Nm<sup>3</sup>/dia.

O consumo de óleo diesel será função das atividades na plataforma, que disporá de um tanque de armazenamento de 8 m<sup>3</sup>, que suprirá o moto-gerador por até 13 dias ininterruptos.



- **Sistema de Drenagem**

Na plataforma PPER-01, prevê-se um sistema de drenagem composto por dreno aberto e dreno fechado.

- ◆ A drenagem dos equipamentos (dreno fechado) e o líquido eventualmente drenado pelo vaso V-123101 será enviado para o vaso de drenagem V-533601, sendo este alinhado para o vent atmosférico. O vaso deverá possuir indicação de nível local e remota. O vent atmosférico consiste num dispositivo de emissão/liberação controlada de gás excedente a baixa pressão do sistema de gás motriz, da instrumentação e dos drenos. O líquido recebido pelo vaso de drenagem retornará para o gasoduto através das bombas B-533602A e B - 533602B. A operação destas bombas será automática, através das chaves de nível instaladas no vaso.

- ◆ A drenagem aberta será enviada para o tubo de despejo TD-533601. O tubo de despejo será dimensionado para atender as necessidades da plataforma. Este deverá possuir indicação remota de nível de condensado retido e de água. O vent deste tubo deverá ser dedicado e sua saída (posicionamento, altura, diâmetro) será definida através de um estudo de dispersão dos gases, incluído no escopo do projeto de detalhamento a ser contratado juntamente com a construção da plataforma. A fração de condensado eventualmente carreada para o tubo de despejo será enviada para o V-533601 através das bombas B-533601A e B-533601B. Deste vaso, o condensado será automaticamente encaminhado para o gasoduto, onde será recebido em terra, na UTGC. A operação das bombas será manual e assistida. Este dreno possuirá um sifão, onde a água, depois de separada do condensado, será descartada no mar.

- **Sistema de Automação**

Para o controle automático, aquisição de dados, intertravamentos de segurança, monitoração e supervisão da plataforma deverá ser utilizado um Painel de Controle e Intertravamento de Segurança (PN-552001), dotado de Controlador Lógico Programável - CLP, cuja alimentação elétrica é proveniente do sistema de corrente contínua (geradores termoelétricos).

Este painel deverá ser interligado ao painel hidráulico de acionamento das válvulas dos poços, válvulas de fechamento de emergência e de intertravamento, aos instrumentos e dispositivos que irão monitorar e controlar as variáveis de processo de interesse (pressão, temperatura, nível, posição de esfera etc.), ao sistema de detecção de incêndio, ao sistema de detecção de gás combustível, às botoeiras, aos dispositivos finais de atuação como as solenóides das válvulas de fechamento de emergência (SDVs) e posicionadores das válvulas de controle, aos motores e painéis elétricos, e outros.

Este painel estará interligado por rádio à sala de controle da Estação de Cacimbas, onde, a partir da Estação Central de Supervisão - ESC, será possível operar e

supervisionar remotamente os equipamentos e dispositivos da plataforma. A Estação Central de Supervisão contempla o uso de dois microcomputadores, instalados com *software* de controle supervisão.

O Sistema de Automação e Controle da plataforma deverá ser baseado no conceito de falha segura (*fail-safe*), ou seja, na falta de energia elétrica ou pneumática, os dispositivos finais deverão ser levados ao seu estado seguro. O sistema de automação prevê ainda que o fluido proveniente de cada poço da plataforma seja medido para apropriação, utilizando-se de placa de orifício e computador de vazão.

O PN-552001 terá as seguintes funções principais:

- ◆ Operação automática em tempo real;
- ◆ Atuar dentro do conceito SCADA – *Supervisory, Control and Data Acquisition*;
- ◆ Aquisição de dados analógicos e digitais;
- ◆ Lógica de intertravamento de segurança (ESD);
- ◆ Detecção de gás e de incêndio;
- ◆ Sequenciamento/temporização para abertura e fechamento das válvulas das Árvores de Natal;
- ◆ Controle de processo (PID), se requerido;
- ◆ Totalização de vazões de líquidos;
- ◆ Geração de alarmes e relatórios;
- ◆ Sinalização de estado;
- ◆ Medição de variáveis de processo;
- ◆ Acionamento de dispositivos finais, como válvulas solenóides, relés e contadores e disjuntores elétricos;
- ◆ Armazenamento/registro histórico de dados/eventos;
- ◆ Autodiagnose (*built-in self-test diagnostics*);
- ◆ Interfaces para monitoração local dos dados e programação/configuração (*display* local alfanumérico e *notebook*);
- ◆ Comandos para lançamento automático de *pig*;
- ◆ Totalizações de vazões de gás;
- ◆ Interface serial para comunicação de dados, via enlace de rádio, de modo a permitir total supervisão/operação remota da plataforma, a partir da sala de controle da Unidade de Tratamento de Gás de Cacimbas, disponibilizando as tabelas de dados (base de dados), tanto para leitura como para escrita;
- ◆ Atuação remota (acionamento de dispositivos finais, mudanças de *set-points*, alteração de parâmetros, colocação de pontos de entrada e saída em *by-pass* ou em *override*, modificação do ciclo de transmissão de dados etc.), a partir de comandos derivados da Estação de Supervisão e Controle – ESC - da sala de controle da Unidade de Tratamento de Gás de Cacimbas;

◆ Interface serial para aquisição dos sinais digitais disponibilizados pelo computador de vazão de gás, computador de vazão de líquidos e Unidade SAS<sup>2</sup>.

- **Sistema de Segurança**

- ◆ **Sistema de Proteção Ativa contra Incêndio**

Será instalada uma bomba elétrica B-511502, para suprir de água o heliponto, esta bomba utilizará água doce do TQ-511501A/B e abastecerá os hidrantes (um em cada convés e o do heliponto), mas não será considerado o uso simultâneo. Deverão ser instalados também os Sistemas Manuais de Proteção (extintores, mangueiras, carretas, etc)

- ◆ **Sistema de Parada de Emergência**

O sistema de parada de emergência (ESD) deverá ser constituído de quatro níveis, a saber:

**Nível 1 (ESD-1): Parada de Processo ou de Utilidades** - Consistirá na parada individual de equipamentos ou parcial de sistemas de processo ou utilidades, em razão de falhas dos próprios equipamentos e/ou sistemas.

**Nível 2 (ESD-2): Parada Total do Processo, sem atuação sobre as Utilidades** - Consistirá na parada total da produção, com fechamento automático de todas as SDVs da Plataforma sem atuação nas utilidades. Esta ação será decorrente de um acionamento manual remoto da sala de controle (terra) ou automaticamente conforme descrito nos fluxogramas de engenharia do processo.

**Nível 3 (ESD-3): Parada Total do Processo com Despressurização e das Utilidades “não-essenciais”** - Consistirá na parada total do processo, com fechamento automático de todas as SDVs e das válvulas das *Wings, Master e Downhole* da *Árvore de Natal Seca - ANS* e da *Árvore de Natal Molhada - ANM*, despressurização da plataforma e desligamento das utilidades “não-essenciais”. Essa ação será decorrente da atuação dos sensores de incêndio e/ou gás confirmado ou será decorrente de um acionamento manual remoto da sala de controle (terra). Durante a fase em que a Plataforma esteja habitada, este nível de parada de emergência deverá caracterizar uma situação de emergência, devendo acionar um alarme sonoro intermitente na instalação.

---

<sup>2</sup> O Sistema de Aquisição de Sinais – SAS, tem por finalidade realizar a leitura de sensores de pressão e temperatura de fundo de poço (PDG – *Permanent Downhole Gauge*), dos sensores de pressão e temperatura da cabeça de poço (denominados com o jargão TPT), do sensor de pressão do anular, e do sensor de posição da válvula *choke*, sendo composto pela unidade de superfície SAS, pelas unidades submersas de processamento de sinais (unidade SSAS) instaladas em cada ANM

**Nível 4 (ESD-4):: *Abandono da Plataforma*** - Essa ação será decorrente da atuação de uma botoeira<sup>3</sup> de acionamento manual, instalada próxima à rota de fuga do alojamento e da embarcação salva-vidas ou através do acionamento manual remoto da sala de controle (em terra). Este nível de emergência só ocorrerá na fase em que a Plataforma esteja habitada, este nível de parada de emergência deverá caracterizar uma situação de abandono. Devendo acionar um alarme sonoro contínuo na instalação e atuação da parada de emergência de Nível 3 (ESD-3).

◆ ***Sistema de Detecção de Incêndio***

Deverá ser instalado na plataforma um sistema de detecção de incêndio do tipo UV/IR, será instalado um no convés de convés inferior e outro no convés *spider deck*. A ativação de um único sensor iniciará ESD-2.

◆ ***Sistema de Detecção de Gás***

Deverá ser instalado na plataforma um sistema de detecção de gás com seis detectores, três sensores serão instalados no convés inferior e três no *spider deck*, com lógica de votação 2 de 3. Os sensores deverão fornecer sinais elétricos correspondentes aos níveis de concentração de gás detectados na área monitorada. Deverão ocorrer alarmes na sala de controle da UTGC, sempre que forem detectados níveis de 20% e 60% do Limite Inferior de Inflamabilidade -L.I.I.

A atuação simultânea de dois sensores indicando concentração de 60% do L.I.I. de gás significará gás confirmado a 60% do L.I.I. e iniciará ESD-2. Os sensores de gás combustível destinados à monitoração de entrada de ar no alojamento em PPER-01 (juntos aos aparelhos de ar condicionado) somente serão energizados quando a plataforma estiver habitada. Neste caso, quem irá suprir a energia necessária à Plataforma é o gerador auxiliar.

Deverão ser instalados sensores de fumaça do tipo velocimétrico, no alojamento, um em cada ambiente. Deverão ser providos de *led*, e dispor de contato seco (SPDT). Os contatos deverão ser interligados em série, de modo a acionar uma única entrada no PN-552001 (de tal maneira que a atuação de qualquer sensor fará acionar o alarme sonoro da Plataforma). Os circuitos elétricos dos sistemas de detecção (incêndio e gás) e de combate a incêndio, serão monitorados para que fugas à terra, curtos-circuitos, falta de corrente e defeito nos dispositivos destes sistemas, provoquem alarmes característicos na sala de controle na UTGC.

---

<sup>3</sup> Nota: A botoeira de ESD-4 deverá ter um invólucro adequado, com proteção mecânica para evitar o acionamento involuntário. A botoeira deverá ter sinalização de segurança.

#### ◆ *Sistema de Alívio*

A plataforma PPER-01 contará com um sistema de alívio, representado pelo sistema de *vent*, que deverá atender à despressurização dos equipamentos da plataforma. Será utilizado um *vent* atmosférico.

#### ◆ *Sistema de Salvatagem*

O Sistema de Salvatagem da unidade PPER-01 será composto por diversos recursos de salvamento, conforme descrito a seguir:

- ❖ Embarcação salva-vidas: será utilizada uma cápsula com capacidade para 10 pessoas, suficiente para o abandono da população máxima prevista para a plataforma. Deverá ser prevista, junto a capsula, uma área livre denominada “Posto de Abandono”, suficiente para acomodar toda a lotação da plataforma, sem obstruir as vias de fuga;
- ❖ É prevista a instalação de duas balsas infláveis para dez pessoas na plataforma;
- ❖ É prevista a instalação de quatro bóias salva-vidas Classe II, por convés, na plataforma;
- ❖ Serão mantidos a bordo da plataforma 22 coletes salva-vidas Classe II.

### **2.1.2 Características da Fase de Construção e Montagem**

#### • *Embarque das Unidades*

O convés, a jaqueta e as estacas para cravação da jaqueta, após concluídos, serão embarcados em balsas transportadoras e levadas até a Balsa Guindaste e Lançamento N° 1 - BGL-1.

Para a operação de embarque, a jaqueta deverá estar a uma distância máxima de 21,0 metros da borda do cais de embarque, em relação ao seu centro de gravidade. Esta restrição visa garantir o içamento da jaqueta pela BGL-1 e transferência para a balsa de transporte, considerando o peso limite de 300 tf. As estacas deverão ser embarcadas na BGL-1, por ocasião da operação de embarque da jaqueta.

- ***Transporte das Unidades***

Deverá ser verificado localmente o comportamento estrutural dos pontos de apoio da jaqueta na balsa, para a condição de transporte. As amarrações do convés, heliponto, jaqueta, atracadouro e estacas devem ser fabricadas em conjunto com as unidades.

Prevê-se o uso de uma balsa para o convés, heliponto e atracadouro e outra para a jaqueta. As estacas deverão ser embarcadas na BGL-1 por ocasião do içamento da jaqueta.

- ***Içamento e Verticalização da Jaqueta***

A operação tem início com a remoção da jaqueta da balsa e conclusão com a jaqueta na posição vertical e elevada do fundo o suficiente para permitir a operação de docagem. As etapas do processo podem ser resumidas conforme a seguir:

- ◆ Remoção da jaqueta da balsa com o início do içamento horizontal;
- ◆ Conexão do cabo de fixação em um ponto fixo da balsa;
- ◆ Submersão progressiva da jaqueta até que a base se apóie no leito marinho;
- ◆ Liberação das lingadas de içamento horizontal;
- ◆ Jaqueta temporariamente apoiada no fundo e suspensa pelo cabo de fixação. A jaqueta, neste momento, estará inclinada e submersa ficando o topo abaixo do fundo da balsa BGL-1, dentro de uma folga segura e apoiada no leito marinho através das luvas da face inferior;
- ◆ Conexão das lingadas de içamento vertical com o bloco principal do guindaste da BGL-1;
- ◆ Transferência da carga do cabo de fixação para a lingada do guindaste;
- ◆ Deslocamento transversal da balsa no sentido do afastamento da jaqueta;
- ◆ Giro progressivo da jaqueta até alcançar a posição vertical, ainda apoiada no fundo;
- ◆ Içamento da jaqueta até a elevação 5 metros entre o topo da mais alta estaca de docagem e o extremo inferior da guia de docagem;
- ◆ Posicionamento sobre as estacas de docagem.

- ***Docagem e Assentamento da Jaqueta***

A operação de docagem da jaqueta não deverá utilizar o poço como meio de acoplamento. Considerando o porte da jaqueta, a lâmina d'água, a altura do poço acima do *mud-mat* (2,77m) e a necessidade de preservar o conector existente na extremidade do revestimento do poço, a docagem se dará sobre duas estacas. Estas estacas serão cravadas pela BGL-1, com o auxílio de um gabarito linear, tendo uma guia central previamente acoplada no poço e duas guias adjacentes para conduzir as estacas.

- ***Cravação das Estacas***

O projeto prevê sistema de marcação nas estacas, para permitir os registros de cravação, conforme a norma N-2001. O projeto prevê ainda uma estrutura auxiliar do tipo gangorra a ser fixada no costado da BGL-1 para permitir o giro das estacas durante a verticalização. As pernas da jaqueta, na altura do topo das luvas, deverão possuir proteção contra possíveis impactos durante a operação de inserção das estacas nas luvas.

- ***Operação de Cimentação das Estacas***

Encontra-se previsto um sistema de linhas e dispositivos necessários para a operação de cimentação, incluindo *plugs* de emergência. Deverá ser previsto um *packer* em cada luva, do tipo fabricado pela *Oil States Industries* ou similar. Para acionamento dos *packers* serão instaladas linhas para insuflação, comandadas da superfície.

- ***Içamento e Assentamento do Convés***

A soldagem dos olhais no convés deverá ser efetuada após a pesagem, segundo a orientação do centro de gravidade determinada. Como os cones de encaixe existentes nas pernas do convés deverão ser utilizados durante a operação de encaixe sobre a jaqueta, esta deverá possuir no extremo das pernas uma adaptação para encaixe.

Deverá ser previsto adicional de comprimento das pernas, no topo da jaqueta, para permitir ajustes de nivelamento para o convés, devido a possível ocorrência de inclinação da jaqueta.

O piso superior do convés deverá estar livre de equipamentos ou módulos, na área de ação do movimento das lingadas, durante a decida do bloco imediatamente após o assentamento do convés.

A escada de acesso do convés à jaqueta deverá ser do tipo pinada e de preferência recolhida e amarrada no convés durante o transporte.

- ***Instalação do Atracadouro***

A concepção do atracadouro deverá permitir ajustes na elevação em função do erro máximo esperado para a medida da lâmina d'água. Os dois postes do atracadouro deverão possuir nos extremos um adicional de comprimento para permitir estes ajustes, considerando a possibilidade de erro positivo ou negativo.

- **Instalação do Heliponto**

O heliponto deverá possuir o mínimo de apoios possível para facilitar a sua instalação. Sobre a estrutura de piso do convés superior deverão ser projetados pinos para o encaixe do heliponto e guias e batentes para auxiliar a operação de instalação.

O convés deverá estar livre de equipamentos e/ou módulos na área de influência da operação de assentamento do heliponto. Caso haja qualquer obstáculo passível de choques, estes deverão ser protegidos através de batentes/topadores.

- **Riser**

O *riser* deverá possuir curva no extremo inferior com raio de curvatura de  $5xD$ . O flange superior deverá ser do tipo pescoço e o inferior do tipo rotativo segundo a classe de pressão estabelecida para a linha. A locação do *riser* na jaqueta deverá considerar a mais simples interligação de fundo com o extremo da linha, conforme diretriz prevista no projeto. A curva deverá estar voltada para o aproamento da linha, ressaltando a necessidade da manutenção de uma área de fundo livre de obstáculos, a ser definida, para a operação de aproximação de PA.

## 2.2 CARACTERÍSTICAS DO DUTO PPER-01/CACIMBAS

O trecho marítimo do duto de exportação terá aproximadamente 52 km de extensão da PPER-01 até a Praia de Cacimbas o escoamento é realizado em fluxo bifásico, sendo o condensado separado em terra na UTGC. Neste gasoduto haverá duas derivações de 18 polegadas, a espera para futuros desenvolvimentos de campos próximos a Peroá e Congoá. O trecho terrestre do gasoduto Plataforma PPER-01-Cacimbas inicia-se no local de interligação com o seu trecho marítimo, situado na Praia das Cacimbas, seguindo até a UTGC.

O gasoduto será revestido externamente e protegido catodicamente contra a corrosão. As principais características do gasoduto são:

- Diâmetro: 18"
- Material: tubo de aço API 5L Grau X-60
- Extensão no mar: 52 km;
- Pressão de projeto:  $100 \text{ kgf/cm}^2$ ;
- Revestimento. anti-corrosivo: 4 mm (polietileno tripla camada – corrugado);
- Revestimento. de concreto leve ( $2240 \text{ kg/m}^3$ ): 1,5 a 3,5" (somente no duto);
- Vazão prevista de gás:  $5.300.000 \text{ m}^3/\text{d}$ ;
- Vazão prevista de líquido:  $600 \text{ m}^3/\text{d}$ ;
- Válvulas de bloqueio – SDV: 2 (uma no trecho submarino / uma no trecho terrestre)



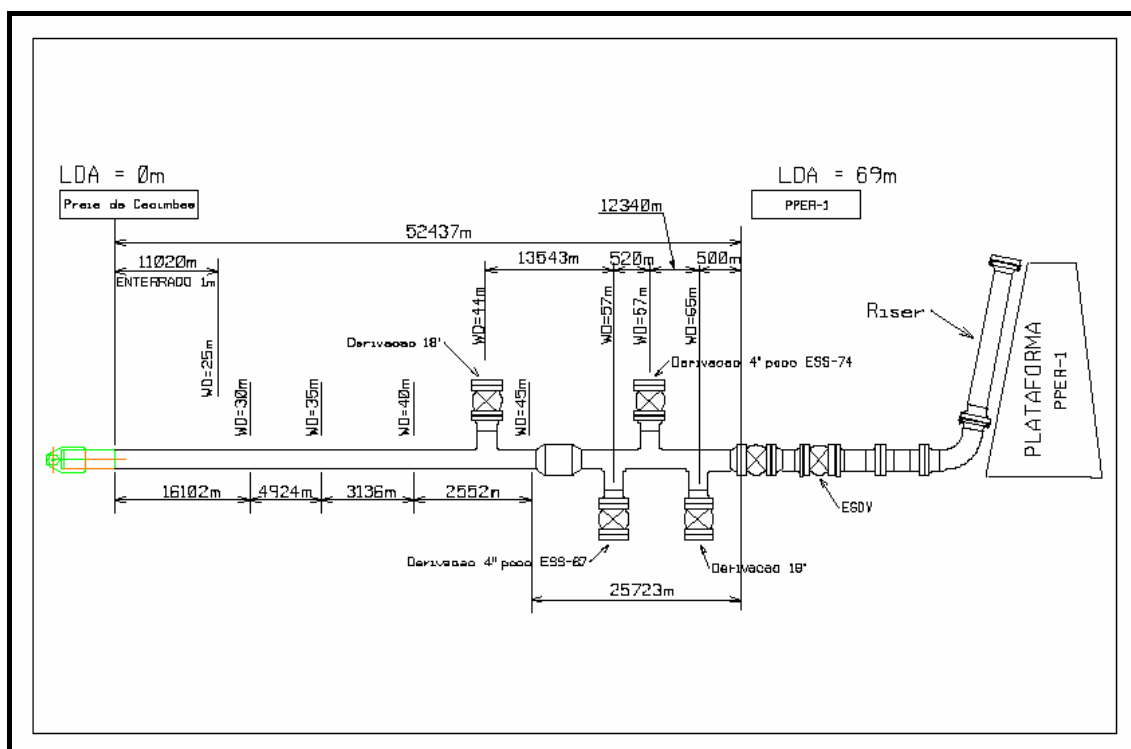


Figura 4: Diagrama do duto PPER-01 / Cacimbas

### 2.2.1 Características da Fase de Construção e Montagem

O gasoduto será lançado da Praia de Cacimbas em direção à jaqueta de PPER-1, que já será instalada com o *riser* montado. Com extensão de aproximadamente 52,0 km, o gasoduto será interligado ao *riser* através de 4 *spools* pelo processo de *tie-in* submarino, realizado por mergulhadores, conforme ilustrado no diagrama apresentado na acima.

O gasoduto será lançado com o *spread* da balsa de lançamento BGL-1 da PETROBRAS e embarcações de suporte (*Diving Support Vessel* - DSV) ao mergulho de inspeção com Veículo Remotamente Controlado - RCV e de operação com Veículo Remotamente Operado - ROV. A instalação do gasoduto será iniciada pelo lançamento de 52,0 km de linha submarina pela balsa BGL-1 e seus barcos de apoio, a partir da Praia de Cacimbas, em direção à jaqueta de PPER-1, inicialmente por arraste e sendo concluído por lançamento convencional. O trecho arrastado será de aproximadamente 5.000m e o lançamento convencional de 47.500m.

Para o arraste será utilizado principalmente um guincho de tração contínua (CPM600) com capacidade de 600.000lb instalado numa área aterrada denominada 'Base Guincho' com cerca de 80m x 80m, na Praia de Cacimbas.

A extremidade do gasoduto no mar estará localizada aproximadamente no ponto de coordenadas UTM N 7836860 / E 473184, de onde partirá a conexão submarina com o *riser* da PPER-1.

O tempo da intervenção previsto para a BGL-1 para a instalação da plataforma PPER-01 e lançamento de sua linha de escoamento no litoral do estado do Espírito Santo é de aproximadamente 110 dias. A unidade possui uma capacidade de armazenamento de óleo combustível correspondente ao volume de 1.840 m<sup>3</sup>, em um tanque único na embarcação. O abastecimento de óleo combustível ocorre via rebocador, exclusivo para atendimento a unidade, sendo a transferência do óleo para a BGL-1 via mangote da própria embarcação. Este insumo será obtido na cidade de Vila Velha, através do porto da CPVV (companhia Portuária de Vila Velha), que já vem dando suporte às diversas atividades *off-shore* na Baía do Espírito Santo.

A BGL-1 corresponde a uma grande unidade de serviços, na qual devesse estar embarcado um contingente de 234 pessoas, em regime de turno. O transporte de pessoal para terra ocorrerá preferencialmente via helicóptero, podendo ainda ser utilizado barco de transporte de passageiros (*crew boat*). Em ambos os casos, aéreo ou terrestre, o embarque/desembarque ocorrerá na cidade de Vitória

As etapas de instalação do gasoduto são descritas a seguir.

- ***Arraste do Gasoduto para a Praia de Cacimbas***

Para o arraste inicial a BGL-1 estará estacionada a uma distância de aproximadamente 5.000m da Base Guincho em frente à praia de Cacimbas. O cabo de aço da CPM600 será levado através de cabos guias até a BGL-1, onde será conectado à cabeça de arraste soldada ao tubo na rampa de lançamento. Serão usadas bóias presas por cintas aos cabos de aço e à linha arrastada de modo a reduzir o peso submerso e conseqüentemente a tração necessária para o arraste.

Essas bóias, que serão posteriormente removidas na praia, estarão interligadas através de cabo de modo a facilitar a remoção e a recuperação à medida que atingirem a praia durante a operação de arraste.

Durante a construção da linha, todas as juntas de campo soldadas serão revestidas com manta WPC da Raychem e serão usados anodos de sacrifício de alumínio tipo braçadeira soldados espaçadamente nos tubos. Após a chegada da cabeça da linha na praia será iniciada a etapa de lançamento convencional com deslocamento da Balsa.

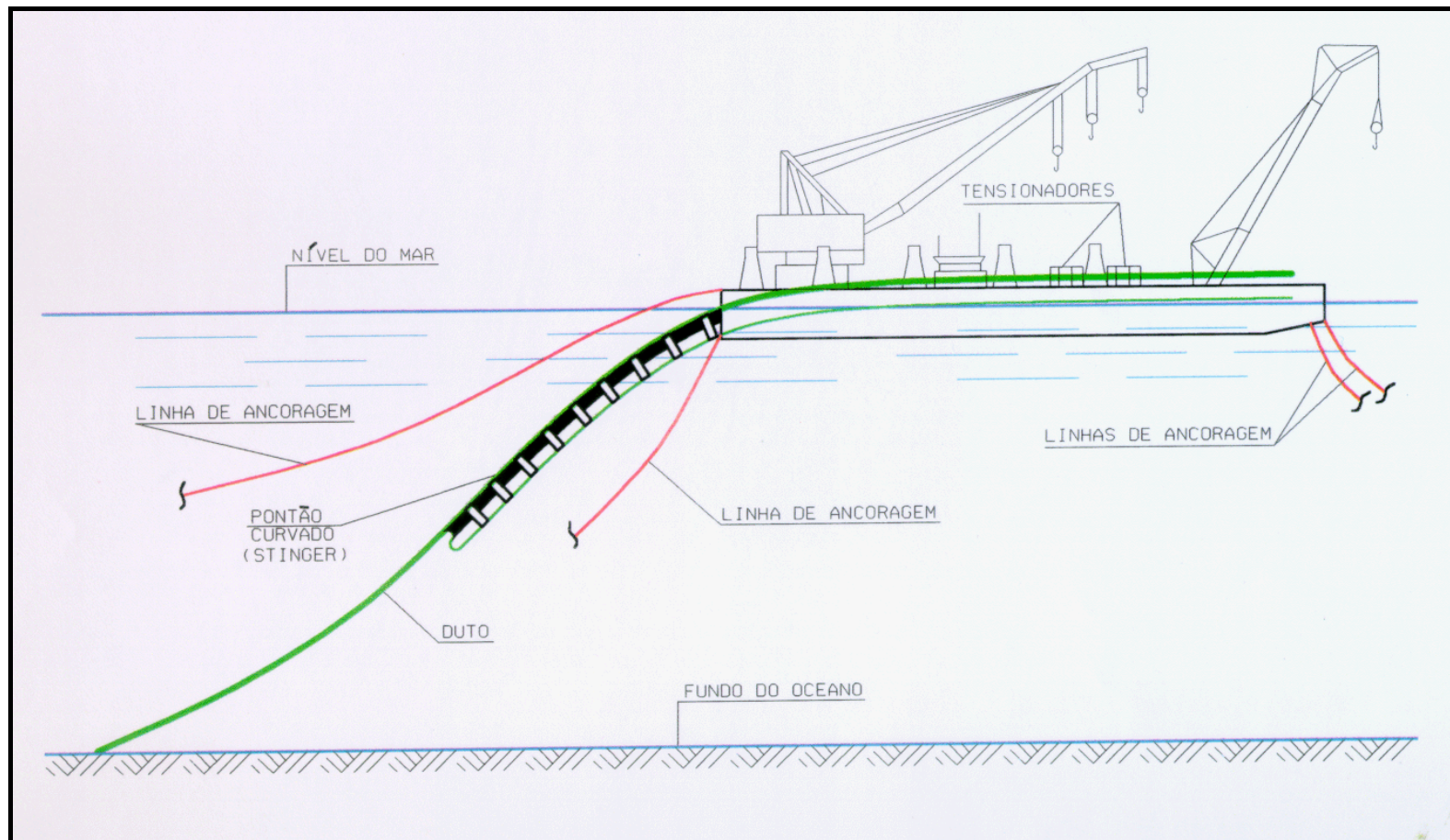


Figura 5: Lançamento de duto submarino

- ***Lançamento Convencional do Trecho Submarino***

Após o arraste a BGL-1 fará o lançamento convencional de 4.7500m de duto submarino deslocando-se até o ponto de abandono nas coordenadas UTM N 7836860 / E 473184. Da mesma forma que na etapa anterior, todas as juntas de campo soldadas serão revestidas com a manta WPC da Raychem e serão instalados anodos de sacrifício de alumínio tipo braçadeira soldados espaçadamente nos tubos.

- ***Interligação do Gasoduto ao Riser de PPER-1 (Tie-In Submarino)***

Esta etapa será realizada por um navio DSV (de apoio a mergulho). Os mergulhadores realizarão uma metrologia entre a extremidade abandonada do gasoduto e a extremidade inferior do *riser* instalado na jaqueta de PPER-1. Os carretéis decorrentes desta metrologia serão fabricados e instalados entre o gasoduto e o *riser* pelos mergulhadores. Nesta etapa também será instalada entre o duto e os carretéis flangeados de fechamento uma válvula ESDV (*Emergency Shut Down Valve*).

- ***Enterramento do Trecho Próximo à Praia de Cacimbas***

Esta etapa consiste no enterramento do gasoduto no trecho entre a praia e a locação com profundidade de 25m de lâmina d'água, para fins de segurança e estabilidade do duto. Existem quatro opções passíveis de serem utilizadas para o enterramento do duto na chegada à praia, conforme descrito a seguir, na ordem de preferência para sua utilização.

- ◆ ***Furo Direcional (Zona da Praia e Arrebentação).***

Este método consiste em se realizar um furo no sentido da praia para o mar, por onde o duto será lançado no *shore approach*. Para sua execução monta-se um canteiro de obras junto a praia, para o qual se desloca o equipamento é pesado responsável pela obra. Instala-se uma torre de perfuração com uma determinada inclinação, e através de colunas de perfuração e brocas inicia-se o furo, que irá aflorar no leito marinho a cerca de 1km de distância da linha de costa. Durante a perfuração é injetada bentonita (sob pressão para que o furo não desmorone) que irá extravasar para o mar quando o furo for completado do outro lado. O tubo então será conectado à extremidade da coluna de perfuração por mergulhadores, e puxado de volta por dentro do furo até a praia, completando a implantação do duto na praia.

- ◆ ***Jateamento Hidráulico***

Após o arraste do duto, quando a extremidade chegar à praia, depois do mesmo já ter sido lançado através do método convencional, é utilizada uma máquina que corre sobre o duto portando bicos injetores de água, que é bombeada sob alta pressão. Este jato vai escavando o solo sob o duto, gerando a trincheira dentro da qual o duto vai se

aprofundando e se assentando até que se encontre em profundidade suficiente para ser encoberto totalmente pelos sedimentos.

◆ *Arado*

O arado é uma peça pesada, de aço, projetada para cortar o solo quando arrastado sobre ele, semelhante a um arado agrícola. O formato é diferente, sendo um objeto pontudo como um bico de pássaro. O arado é posicionado na BGL-1, e passado anteriormente a puxada da extremidade do duto até a praia. Ou seja, o cabo de aço é passado da praia até a balsa, onde é conectado ao arado, enquanto outro cabo de aço da balsa também é conectado ao arado. Em seguida o arado é puxado até a praia, arrastando e cortando a trincheira no leito marinho. Ao mesmo tempo em que é recolhido o cabo da base guincho na praia, é liberado o cabo da balsa. Ao chegar o arado à praia ele é puxado de volta à balsa, e então conectado à extremidade inicial do duto. O arado será novamente passado pelo leito marinho, mas desta vez simultaneamente ao arraste do duto até a praia. Desta forma a trincheira será aumentada com o arado passando imediatamente antes da extremidade do duto, que irá sendo lançado na trincheira, até a chegada à praia.

◆ *Estaca Prancha*

São cravadas estacas pranchas ortogonalmente à linha de praia, formando um corredor até um determinado trecho dentro d'água. A operação é realizada antes ou após a puxada da extremidade do duto até a praia. A máquina que crava as estacas corre sobre trilhos apoiados nas estacas que ela mesmo crava. Reforços à estrutura cravada são soldados para que ela suporte as cargas ambientais, ondas, correnteza e areia que se acumula na lateral, e a carga própria da máquina. O processo se estende pelo comprimento projetado, e a estrutura não é estanque à água, possuindo o objetivo apenas de reter a areia. Depois de concluído o corredor, inicia-se a operação de retirada da areia de seu interior, utilizando-se "caçamba" na própria máquina que corre sobre trilhos, aliada ou não a uma bomba submersa que retira água e areia. Após a conclusão da retirada da areia até a profundidade adequada, a extremidade do duto é puxada até a praia por dentro do corredor, e a máquina inicia a operação inversa, retornando à praia à medida que retira as estacas cravadas, desfazendo o corredor.

• *Teste Hidrostático e Desalagamento do Gasoduto*

A etapa final consiste na limpeza com passagem de pigs e execução do teste hidrostático de todo o sistema incluindo o riser, as interligações ("tie-ins") e a linha submarina, utilizando fluoresceína para localização de vazamentos. Este teste irá assegurar a completa estanqueidade e integridade da tubulação e de suas conexões flangeadas nos limites de pressão de operação previstos no projeto.

O produto a ser utilizado no teste hidrostático corresponde a água do mar filtrada, aditivada com o produto Fluorene R2 Etilico Traçador Químico, que consiste em um produto à base de agente corante do tipo fluoresceína sódica de natureza orgânica e de caráter

aniônico, biodegradável, atóxico e fluorescente, adequado para emprego em condições marítimas, plenamente solúvel em meios aquosos, notadamente em água do mar, eficiente em concentrações reduzidas e em Ph ligeiramente alcalino (7 a 9), monitorável através de instrumentos óticos e/ou métodos analíticos convencionais. Diluição requerida do concentrado para o teste: 40ppm.

A vazão máxima de descarte com passagem de pig será de 0,1422m<sup>3</sup>/s (correspondente a 1m/s de velocidade do pig). O desalagamento do duto será feito descartando-se o fluido do teste hidrostático junto à PPER-01. Será utilizado um mangote para aprofundar o descarte para uma profundidade em torno de 5 metros, objetivando uma dispersão mais rápida do fluido.

### **2.2.2 Sistemática de Monitoramento do Duto:**

A UN-ES adota uma sistemática de monitoramento dos dutos de transporte que consiste na avaliação periódica dos seguintes parâmetros:

- Monitoramento da corrosão através de provadores de corrosão (cupons).
- Análise dos resíduos arrastados após a passagem de Pigs convencionais.
- Inspeção visual da faixa de servidão (dutos terrestres).
- Inspeção visual e controle do sistema de proteção por corrente impressa.
- Inspeção por *Pig* Instrumentado em conformidade com as diretrizes do padrão PG-11-0053 - Recomendação de Critérios para Inspeção Sistemática em Dutos da E&P.

Para atenuar e controlar os efeitos da corrosão nos dutos da UN-ES, são adotados os procedimentos constantes na tabela a seguir:

**Tabela 1** Procedimentos para atenuar e controlar os efeitos da corrosão nos dutos da UN-ES

<b>Internamente</b>	1- Injeção de inibidores de corrosão 2- Injeção de Biocida para neutralizar a ação de microorganismo tipo BRS (Bactérias Redutoras de Sulfato). 3- Passagem de <i>Pig</i> de limpeza para remoção de resíduos e condensados no interior dos dutos.
<b>Externamente</b>	1- Injeção de corrente contínua para proteção catódica 2- Pintura ou revestimento anti-corrosivo externo das tubulações.

Para controle da corrosão externa, dois itens devem ser inspecionados:

- ***Inspeção do Revestimento Externo***

Os dutos enterrados são usualmente protegidos com revestimentos de alta espessura. É recomendada a verificação do revestimento no comissionamento do duto, ou quando existirem indícios de danos no mesmo, conforme a norma PETROBRAS N-2098.

- ***Inspeção do Sistema de Proteção Catódica***

Recomenda-se que os ânodos de proteção catódica galvânica dos dutos submarinos sejam examinados a cada cinco anos. Os ânodos devem ser verificados por inspeção visual, conforme a norma PETROBRAS N-1815. Nesta ocasião, deve-se efetuar medições de potencial eletroquímico, conforme N-1814. Os dutos protegidos por sistema de corrente impressa devem ter o sistema de proteção catódica inspecionado conforme a tabela a seguir. Os tipos de inspeção listados nesta Tabela são detalhados na norma PETROBRAS N-2098. Sucintamente, são os seguintes:

- ◆ **Inspeção Geral:** Verificação física e operacional de todos os componentes do sistema de proteção catódica e medição do potencial tubo-solo.

- ◆ **Inspeção Parcial:** Verificação das condições físicas e operacionais dos retificadores e dispositivos de drenagem elétrica.

- ◆ **Medição de Potencial:** Registro contínuo do potencial tubo/solo por pelo menos uma hora em locais selecionados.

- ◆ **Registro de Corrente:** Leitura de parâmetros operacionais dos retificadores, tais como corrente, voltagem e horímetro.

**Tabela 2:** Inspeção do Sistema de Proteção Catódica

Tipo de inspeção	Criticidade		
	A	B	C
Inspeção Geral	Anual	Anual	Anual
Inspeção Parcial	Semestral	Semestral	Semestral
Medição de Potencial	Trimestral	Trimestral	Trimestral
Registro de Corrente	Semanal	Semanal	Semanal

### **3 ESTUDO DA POSSIBILIDADE DE OCORRÊNCIA DE ZONAS DE ALTA PRESSÃO**

Este item não se aplica, pois não são previstas perfurações nesta fase do licenciamento.

### **4 IDENTIFICAÇÃO DOS EVENTOS PERIGOS**

#### **4.1 ANÁLISE HISTÓRICA DE ACIDENTES**

##### **4.1.1 Plataformas**

A Análise Histórica elaborada foi desenvolvida com base na mais recente publicação do *Worldwide Offshore Accident Databank - WOAD*, edição 1998. Este Banco de Dados contém a análise estatística de acidentes que ocorreram em atividades *offshore* no período de 01 de janeiro de 1970 a 31 de dezembro de 1997.

Os resultados da estatística dos acidentes são apresentados para unidades fixas e móveis em períodos distintos: 1970-1979 e 1980-1997. Como o estudo em questão é relativo a implantação de um novo projeto, serão utilizados os dados relativos ao segundo período de amostragem (1980-1997).

Os principais dados obtidos no WOAD são apresentados a seguir. Ressaltamos que todos os dados tabelados foram coletados a nível mundial e se referem exclusivamente às unidades fixas em atividade *offshore*.



#### 4.1.1.1 Tipos de Acidentes

Os eventos registrados no WOAD foram classificados conforme os seguintes tipos de acidentes:

- **Falha da âncora** Problemas com a âncora, com a linha da âncora ou guinchos;
- **Blowout** Fluxo incontrolável de gás, óleo ou outro fluido do reservatório;
- **Tombamento** Perda de estabilidade, resultando na completa virada da unidade (emborcar);
- **Colisão** Contato acidental entre uma unidade da atividade *offshore* e uma outra unidade externa;
- **Contato** Contato acidental entre duas unidades da atividade *offshore*;
- **Acidentes com guindaste** Qualquer evento causado por/ou envolvendo guindaste ou outro equipamento para elevação;
- **Explosão** Explosão;
- **Queda de Material** Queda de objetos do guindaste, ou outro equipamento para elevação. Queda do guindaste no mar, queda acidental de botes salva-vidas e homem ao mar .
- **Incêndio** Incêndio;
- **Afundamento** Perda de flutuação da instalação;
- **Encalhe** Contato com o fundo do mar;
- **Acidente com helicóptero** Acidente com helicóptero no heliporto ou outro lugar da instalação;
- **Perda de Água** Vazamento de água na unidade ou compartimento causando perda de estabilidade / flutuação;
- **Adernamento** Inclinação incontrolada da unidade;
- **Falhas das Máquinas** Falha das máquinas de propulsão;
- **Vazamento** 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;
- **Acidente durante reboque** Falha ou ruptura da linha corda de reboque;

- **Problema no poço** Problema acidental com o poço;
- **Outras** Outro evento diverso dos listados acima

A tabela a seguir apresenta distribuição dos tipos de acidentes identificados considerando somente as Unidades Fixas. Pode-se observar que o Vazamento de Produto é o tipo de acidente com maior número de ocorrências, representando aproximadamente 39% do total.

**Tabela 3:** Tipo de Acidente vs Número de Ocorrências

<b>Tipo De Acidente</b>	<b>Número de Ocorrências (oc/1000 unidades-ano)</b>
Falha da Âncora	-
<i>Blowout</i>	0.88
Tombamento	0.45
Colisão	0.52
Contato	0.45
Acidente com guindaste	0.64
Explosão	1.39
Queda de Material	1.07
Incêndio	7.30
Afundamento	0.16
Encalhe	-
Acidente com Helicóptero	0.13
Perda de Água	0.04
Adernamento	0.07
Falha das Máquinas	-
Fora de posição	-
Vazamento de produto	9.93
Danos Estruturais	0.57
Acidente durante reboque	-
Problemas no poço	1.28
Outros	0.54

Foi também realizada a distribuição do tipo de acidente de acordo com o Modo de Operação, conforme as atividades definidas a seguir.

- **Perfuração** Atividade principal relacionada à perfuração incluindo desenvolvimento, exploração;
- **Ociosa** Ociosa, parada;
- **Operação Complementar** Atividade de teste, completação, abandono, mobilização, desmobilização ou carregamento;
- **Produção** Atividade principal relacionada à produção e injeção;
- **Construção** Unidade em construção;
- **Suporte** Atividade de suporte, p. ex.: acomodação;
- **Transferência** Transferência da unidade seja flutuando ou em navio ou barca.

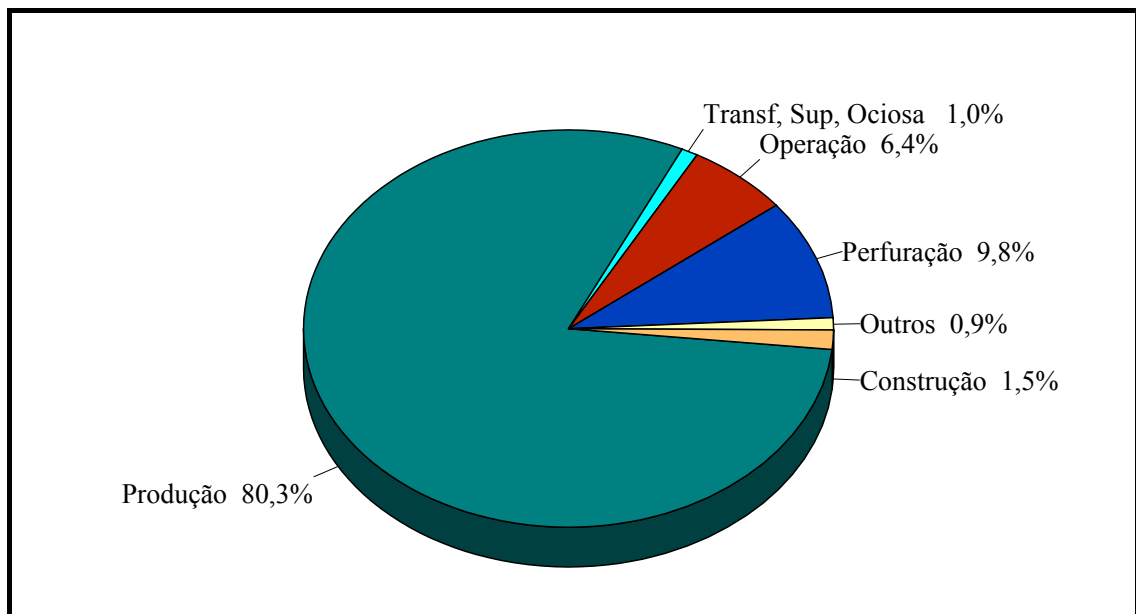
Na tabela a seguir identificamos que os 2 tipos de acidentes mais frequentes na fase de produção são: Incêndio e Vazamento de Produto.

**Tabela 4:** Tipo de Acidente vs Modo de Operação. Número de Ocorrências

Tipo De Acidente	Modo De Operação							
	Perfuração	Ociosa	Operação	Produção	Construção	Suporte	Transfe- Rência	Outros
Falha da Ancora	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Blowout</i>	36	1	28	21	-	-	-	2
Tombamento	-	-	-	42	3	-	-	-
Colisão	-	1	-	47	4	-	1	-
Contato	3	-	-	36	2	4	-	-
Acidente com guindaste	11	-	6	45	1	1	-	-
Explosão	12	-	6	116	1	1	-	3
Queda de Material	22	-	15	62	6	-	-	2
Incêndio	55	3	16	639	3	7	-	5
Afundamento	-	-	-	11	5	-	-	-
Encalhe	-	-	-	-	-	-	-	-

Tipo De Acidente	Modo De Operação							
	Perfuração	Ociosa	Operação	Produção	Construção	Suporte	Transfe- Rência	Outros
Acidente com Helicóptero	-	-	-	13	-	-	-	-
Perda de Água	-	-	-	3	1	-	-	-
Adername nto	-	-	-	5	2	-	-	-
Falha das Máquinas	-	-	-	-	-	-	-	-
Fora de posição	-	-	-	-	-	-	-	-
Vazamento de produto	48	2	37	893	1	3	-	7
Danos Estruturais	2	-	-	46	8	1	-	-
Acidente durante reboque	-	-	-	-	-	-	-	-
Problemas no poço	55	-	54	17	-	-	-	2
Outros	4	-	1	44	1	1	-	3

A distribuição percentual dos dados anteriores está representada na figura a seguir onde é possível observar que aproximadamente 80% dos acidentes ocorreram durante a fase de produção.



**Figura 6:** Distribuição do Número de Acidentes / Incidentes vs Modo de Operação

#### 4.1.1.2 Severidade dos Danos

Os danos decorrentes dos acidentes identificados foram subdivididos em 3 categorias, a saber:

- **Danos ao Meio Ambiente;**

A partir da seguinte subdivisão com relação aos produtos vazados:

- **Óleo Cru** Óleo cru e óleo lubrificante;
- **Óleo e gás** Óleo e gás, ambos para o ar ou formação
- **Gás** Gás, 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;
- **Outros** Outro produto diverso dos especificados acima

Foi realizada uma distribuição de acordo com a dimensão dos vazamentos, conforme o seguinte critério:

- **Pequeno** Vazamentos de 0 – 9 toneladas (0 a 11 m<sup>3</sup>)<sup>4</sup>;
- **Moderado** Vazamentos de 10 – 100 toneladas (12 a 125 m<sup>3</sup>);
- **Significante** Vazamentos de 101 – 1000 toneladas (126 a 1250 m<sup>3</sup>);
- **Grande** Vazamentos de 1001 – 10.000 toneladas (1251 a 12.500 m<sup>3</sup>);
- **Muito Grande** Vazamentos > 10.000 toneladas (> 12.500 m<sup>3</sup>).

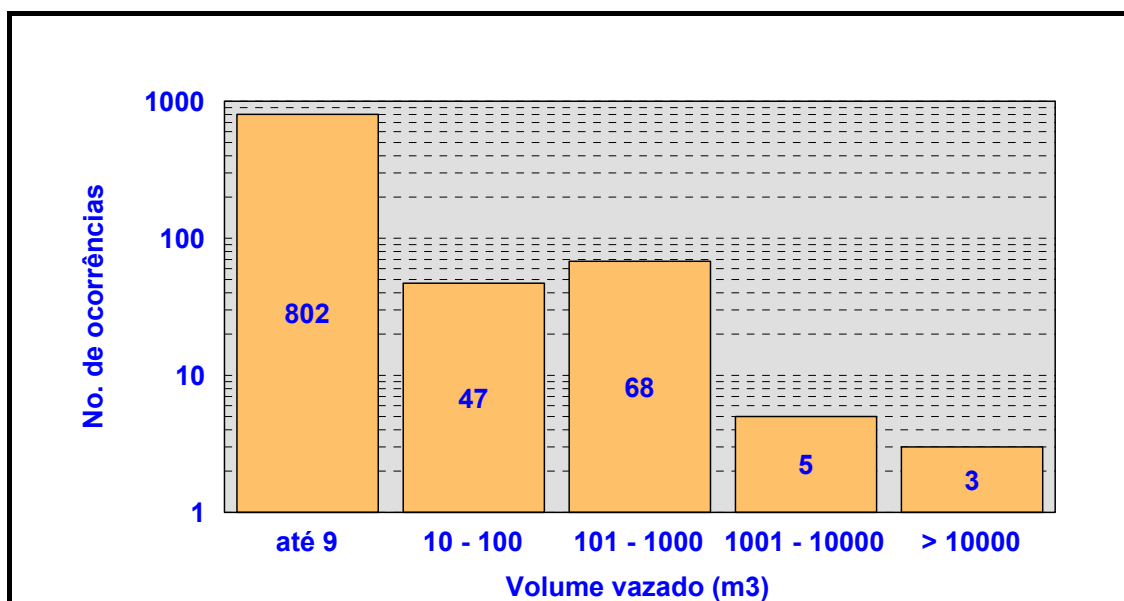
Na tabela, a seguir, apresenta-se à distribuição dos acidentes (que geraram vazamentos) ocorridos de acordo com o produto vazado e a dimensão do vazamento considerando todas as unidades fixas, onde podemos observar que é pequeno o número de acidentes que geraram vazamentos de dimensões grande ou muito grande.

**Tabela 5 :** Tipo de Vazamento vs Dimensão do Vazamento Número de Acidentes / Incidentes com Vazamento

Tipo De Vazamento	Dimensão Do Vazamento					
	Pequeno	Menor	Significante	Grande	Muito Grande	Desconhecida
Óleo Cru	82	13	54	2	1	19
Óleo e gás	71	2	4	2	2	35
Gás	490	4	8	-	-	153
Óleo Leve	159	28	2	1	-	1
Produtos Químicos	16	4	1	-	-	3
Outros	9	-	1	-	-	2

Utilizando os dados acima, se considerarmos somente os vazamentos de óleo cru, óleo e gás e óleo leve cujas dimensões são conhecidas podemos identificar que, neste período de 17 anos 87% das ocorrências foram pequenos vazamentos (quantidades inferiores a 9 ton), conforme a figura abaixo.

<sup>4</sup> Considerando somente a densidade do óleo.



**Figura 7:** Magnitude dos Vazamentos vs N<sup>o</sup> de Ocorrências para os Vazamentos de Óleo/Gás

- **Dano ao Homem**

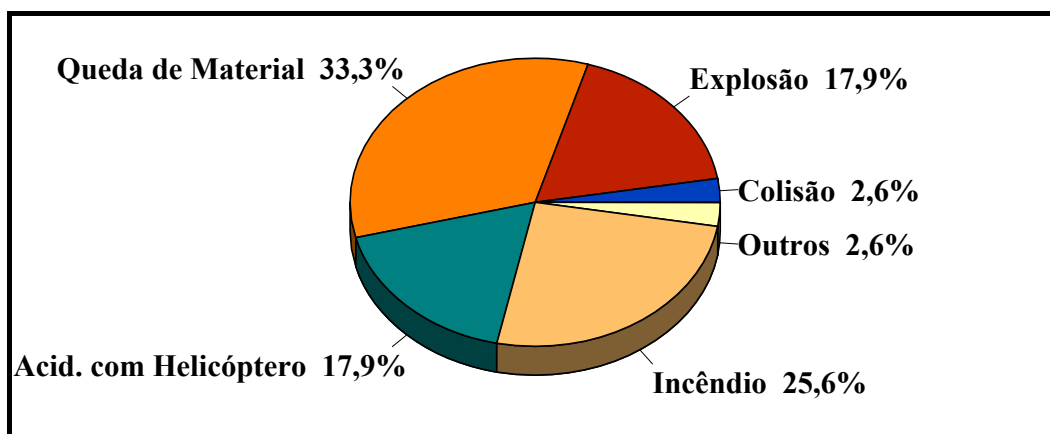
Os dados do WOAD também possibilitaram a elaboração da tabela a seguir, na qual apresenta-se a distribuição do número de acidentes fatais considerando-se o tipo de acidente e o modo de operação. Devemos observar que, do total de 2539 acidentes registrados, somente 55 causaram fatalidades (considerando todos os Modos de Operação).

**Tabela 6:** Tipo de Acidente vs Tipo de Unidade. Número de Acidentes com Fatalidades

Tipo De Acidente	Número de Acidentes com Fatalidades	
	Todos os Modos de Operação	Durante a Produção
Falha da Âncora	-	-
Blowout	-	-
Tombamento	-	-
Colisão	1	1
Contato	-	-
Acidente com guindaste	1	1
Explosão	12	7
Queda de Material	18	13

Tipo De Acidente	Número de Acidentes com Fatalidades	
	Todos os Modos de Operação	Durante a Produção
Incêndio	15	10
Afundamento	-	-
Encalhe	-	-
Acidente com Helicóptero	7	7
Perda de Água	-	-
Adernamento	-	-
Falha de Equipamento	-	-
Fora de posição	-	-
Vazamento de produto	-	-
Danos Estruturais	-	-
Acidente durante reboque	-	-
Problemas no poço	-	-
Outros	1	1

Pode-se observar, no gráfico a seguir que a Queda de Material é o tipo de acidente que causou fatalidades com mais frequência, deixando o Incêndio em 2º. lugar.



**Figura 8:** Distribuição do Tipo de vs Acidente Número de Acidentes / Incidentes com fatalidade na Fase de Produção



Realizando a distribuição do número de vítimas pelo tipo de acidente e modo de operação, observa-se que o tipo de acidente que gerou o maior número de vítimas global foi o Incêndio, conforme pode ser observado pela análise da tabela a seguir.

**Tabela 7:** Tipo de Acidente vs Tipo de Unidade. Número de Fatalidades

Tipo De Acidente	Número de Fatalidades	
	Todos os Modos de Operação	Durante a Produção
Falha da Âncora	-	-
<i>Blowout</i>	-	-
Tombamento	-	-
Colisão	3	3
Contato	-	-
Acidente com guindaste	1	1
Explosão	30	14
Queda de Material	22	17
Incêndio	238	184 <sup>5</sup>
Afundamento	-	-
Encalhe	-	-
Acidente com Helicóptero	17	17
Perda de Água	-	-
Adernamento	-	-
Falha de Equipamento	-	-
Fora de posição	-	-
Vazamento de produto	-	-
Danos Estruturais	-	-
Acidente durante reboque	-	-
Problemas no poço	-	-
Outros	1	1

<sup>5</sup> Do total de 184 vítimas, 167 são relativas ao acidente com a plataforma Piper-Alfa em 1988.

- **Danos ao Patrimônio**

O Banco de Dados WOAD também apresenta informações sobre a severidade dos danos decorrente de acidentes. Os danos sofridos foram subdivididos de acordo com a seguinte classificação:

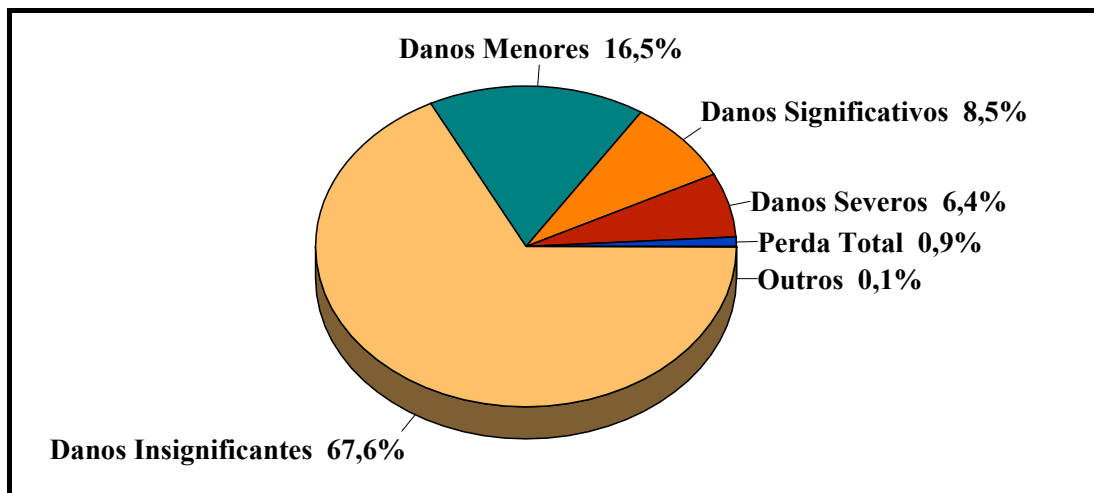
- **Perda Total** Perda total da unidade incluindo perda total da construção do ponto de vista das seguradoras;
- **Dano Severo** Dano severo para um ou mais módulos da unidade, grandes danos em equipamentos essenciais;
- **Dano Significativo** Dano sério e significativo para módulo ou área localizada da unidade;
- **Dano Menor** Dano a mais de um equipamento não essencial ou dano menor em um equipamento essencial;
- **Dano Insignificante** Dano insignificante ou nenhum dano ou nenhum dano à(s) parte(s) de equipamento essencial.

Na tabela a seguir encontra-se a freqüência histórica de ocorrência de acidentes distribuída de acordo com o grau de dano sofrido pela instalação..

**Tabela 8:** Grau de Dano vs Tipo de Unidade. Número de Acidentes / Incidentes por 1000 Unidades-ano.

<b>Grau De Danos</b>	<b>Número de Acidentes / Incidentes (oc/ 1000 Unidades-ano)</b>
Perda Total	0.16
Danos Severos	1.13
Danos Significativos	1.50
Danos Menores	2.91
Danos Insignificantes	11.89

Considerando-se a distribuição estatística da intensidade de dano sofrido pelas instalações e o número de acidentes, é possível observar que mais de 80% dos acidentes registrados são classificados com grau de dano “Menor” ou “Insignificante”. A figura a seguir ilustra os dados da tabela anterior.



**Figura 9 :** Grau de Dano vs Tipo de Unidade. Número de Acidentes / Incidentes

Foi realizada também a distribuição do tipo de dano gerado por um acidente de acordo com o modo de operação.

**Tabela 9:** Grau de Dano vs Modo de Operação. Número de Acidentes / Incidentes

Grau De Danos	Modo De Operação							
	Perfuração	Ociosa	Operação	Produção	Construção	Suporte	Transfe-rência	Outros
Perda Total	3	2	-	9	2	-	-	-
Danos Severos	9	1	3	92	6	1	-	1
Danos Significativos	9	1	3	124	10	1	-	2
Danos Menores	22	-	15	243	5	4	-	1
Danos Insignificantes	114	-	78	966	8	8	-	12

Na tabela acima podemos observar e que 84 % dos acidentes ocorridos na fase de Produção geraram danos menores ou insignificantes.

## 4.1.2 Dutos Submarinos

### 4.1.2.1 Causas Iniciadoras

De acordo com o artigo *Risk Assessment of Offshore Pipelines and Risers*, as principais causas iniciadoras de acidentes em dutos submarinos são:

- **Causas Naturais**

Os riscos resultantes são essencialmente devidos à:

- ◆ Agressividade do meio ambiente provocando a corrosão externa do material do duto.
- ◆ Efeitos hidrodinâmicos das ondas e correntes marítimas que afetam a estabilidade do duto em termos de sua sustentação.

Devem-se levar em consideração as tempestades, ciclones, terremotos e deslizamentos do leito do mar que apesar de não serem freqüentes, são geralmente violentos e causam sérios danos as linhas submarinas.

Outros fenômenos naturais podem ser classificados como permanentes ou contínuos. Estes estão relacionados à transporte de sedimentos, erosão e correntezas. Estes provocam um grande número de efeitos, por exemplo:

- ◆ Perda da cobertura de proteção dos dutos;
- ◆ Aparecimento de zonas livres, isto é, trechos de dutos que ficam sem sustentação como resultado da ação das correntes marítimas. Isto provoca esforços mecânicos (tensões - *stress*) inadmissíveis no duto, podendo levar à sua ruptura e provocar o fenômeno da formação de vórtices causados por correntes marítimas transversais;
- ◆ Mudança na tipologia no leito do mar devido à erosão, correntes marítimas e o movimento dos sedimentos no leito do mar. O mais crítico destes fenômenos é o aparecimento de zonas livres.

- **Causas Técnicas**

Foram identificadas as seguintes falhas técnicas que deram origem a seqüências acidentais.

- ◆ **Falha Mecânica de Projeto e Construção**

Os vazamentos atribuídos à esta causa são relativamente raros. Algumas falhas de corrosão podem ser identificadas mais apropriadamente definidas como procedimento de

construção de má qualidade onde a superfície dos dutos foi inadequadamente preparada ou técnicas de revestimento aplicadas inadequadamente.

As falhas da estrutura ocorrem quando suportes inadequados foram colocados em uma seção que necessitava de controle de esforço. O projeto e a construção de baixa qualidade das sustentações dos dutos e contenções para os dutos sujeitos à uma grande faixa de variações de temperatura de operação levou a perfuração da parede do duto devido à abrasão ou deformação da linha.

O excesso de tensão em flanges ou emprego de material de gaxeta impróprio resultaram em vazamentos. Grandes impactos durante a construção também resultam em corrosão por *stress* e falha eventual.

Pode-se notar que a maioria das falhas, se não são detectadas durante a construção, o serão nos testes hidráulicos e nas inspeções durante a operação.

#### ◆ *Ruptura da Solda*

Falhas nas soldas acontecem ocasionalmente em algumas redes de dutos mais antigas, mas o alto padrão de solda e as técnicas internacionais do *Non Destructive Test* -NDT praticamente eliminaram esta fonte de problema.

#### ◆ *Defeito do Material*

Este tipo de causa de vazamento está declinando com a melhoria do controle dos padrões de qualidade e procedimentos de testes. No passado, em alguns acidentes onde houve ruptura da solda foi verificado que a causa não era a solda, mas sim, do material. As falhas do material e sua contaminação podem ocorrer durante o processo mecânico de laminação.

#### ◆ *Perda da Cobertura de Proteção*

As conseqüências de vários tipos de agressão, tais como, quedas de rejeitos oriundos das plataformas, lançamento de ancoras e redes de pesca, podem levar à perda ou danos ao revestimento de concreto da linha ou nos provadores de corrosão, que podem causar a fratura da linha.

#### ◆ *Falha na Proteção Catódica*

Este tipo de falha ocorre em linhas onde os níveis de proteção são inadequados. Podem ocorrer interferências das estruturas de condutores adjacentes ou de outros sistemas de proteção catódica. A proteção catódica pode ser menos efetiva em certos projetos de dutos com isolamento.

- ***Causas Operacionais***

Foram identificadas as seguintes causas operacionais:

- ◆ ***Danos por Força Externa (Atividade Terciária)***

Foi observado que a maior parte das causas dos vazamentos provocados por força externa foram provocados por perfurações, dragagens, ancoragens, pesca, descarga de rejeitos, etc. Podem existir danos devido à sabotagem, porém ocorrem em menor número mas o fato do duto ser submerso, dificulta este tipo de ação pois é necessário equipamento especial.

O principal risco é devido à dragagem do duto e impacto causado pelas redes. Os danos causados pelas ancoras são mais frequentes nas proximidades de plataformas ou terminais.

Os danos causados por âncoras de navio têm sua intensidade dependente do peso da âncora e da velocidade com que esta é lançada e enterrada no fundo do mar.

- ◆ ***Corrosão***

Pode ocorrer externa ou interna. A deterioração de uma instalação industrial pelos estragos da corrosão é um problema há muito tempo conhecido, mas é talvez mais efetivo nos dutos que em outras áreas da engenharia. No caso da corrosão externa, técnicas modernas de preparação e cobertura da linha e complementar proteção catódica reduziram o problema à proporções gerenciáveis.

Numericamente a corrosão tem sido o maior contribuinte para os acidentes de vazamentos, e apesar da proporção ter diminuído nos últimos anos, os problemas de corrosão influenciarão nas estatísticas por algum tempo ainda. Volumetricamente, a quantidade vazada resultante de corrosão foi comparativamente menor e o impacto ambiental desprezível.

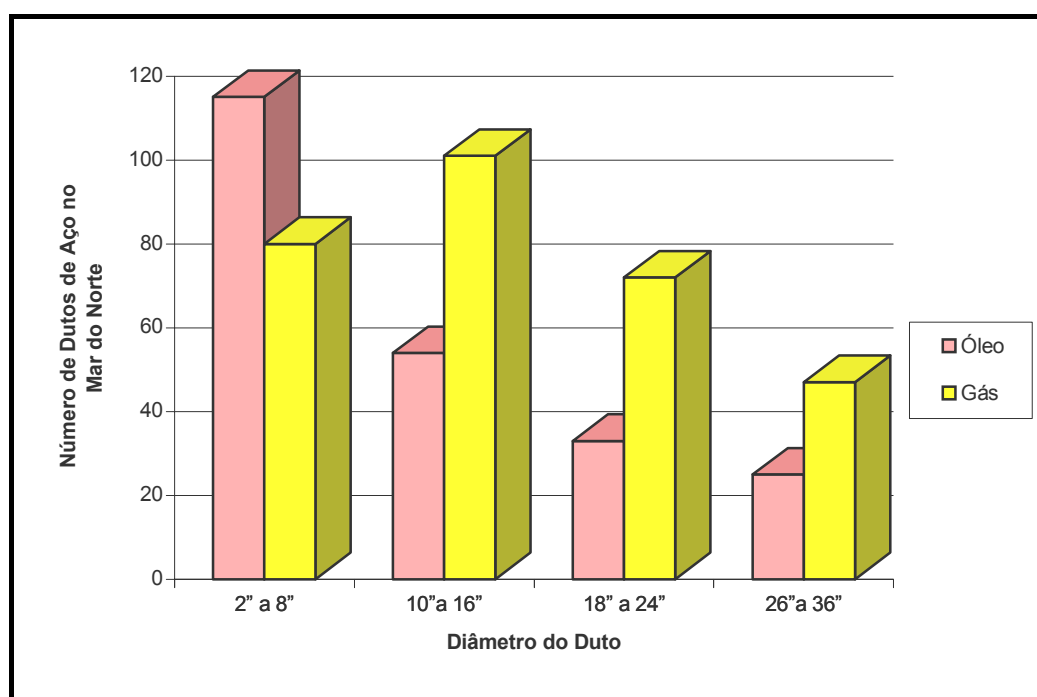
A corrosão é um problema sério principalmente no caso de dutos termicamente isolados pois estes sofrem expansão e contração de acordo com a variação da temperatura interna e assim acaba provocando rachaduras no isolamento.

#### ***4.1.2.2 Estimativa da Frequência de Vazamento***

De acordo com o Capítulo 9 (*Riser and Pipelines*) do Relatório nº 11.8ª/250 da *E&P Forum Risk Assessment Data Directory* de Out. 96, temos os seguintes dados relativos aos dutos do Mar do Norte:

**Tabela 10:** Número de Dutos de Aço no Mar do Norte

Diâmetro	Produto Transportado			Total
	Óleo	Gás	Outros	
2" a 8"	115	80	121	316
10" a 16"	54	101	16	171
18" a 24"	33	72	1	106
26" a 36"	25	47	0	72

**Figura 10:** Distribuição do Número de Dutos por Diâmetro**Tabela 11:** Experiência Operacional em km-ano até o final de 1991 - Dutos de aço

Diâmetro	Produto Transportado			Total
	Óleo	Gás	Outros	
2" a 8"	3.239,0	1.731,9	10.184,2	15.155,1
10" a 16"	6.146,6	9.902,8	400,1	16.449,5
18" a 24"	7.743,3	14.536,1	15,7	22.295,1
26" a 36"	19.833,0	54.116,6	0	73.949,6

**Tabela 12:** Distribuição das Conseqüências dos Acidentes com Dutos e *Risers*

Nº. de Acidentes	Conseqüência do Acidente				
	Nenhum furo	Furo no duto	Furo de 0- 20mm	Furo de 20-80mm	Furo > 80mm
227	152	74	32	9	32

**Tabela 13:** Distribuição das Conseqüências dos Acidentes com Conexões

Nº. de Acidentes	Conseqüência do Acidente				
	Sem vazamento	Com vazamento	Furo de 0- 20mm	Furo de 20-80mm	Furo > 80mm
68	19	49	39	8	2

Para o cálculo da estimativa das freqüências de vazamento foram utilizados somente os dados relacionados aos 48 acidentes envolvendo a perda de contenção por dutos e *risers*. Neste cálculo também se assumiu que o número de acidentes segue uma Distribuição de Poisson.

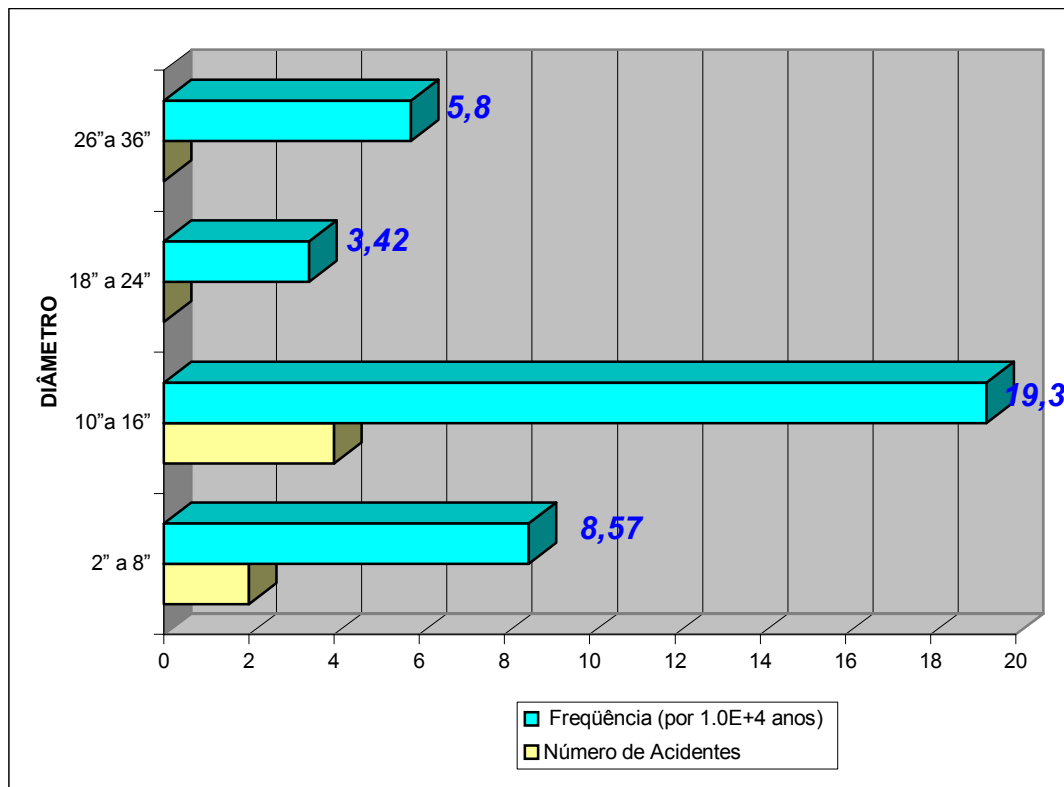
**Tabela 14:** Freqüência (por 10<sup>4</sup> anos) de Vazamentos em *Risers*

Diâmetro	Experiência Operacional (duto-km-anos)	Número de Acidentes	Freqüência
2"- 8"	2.083,0	1	4,8
> 10	5.249,2	5	9,53
10"- 16"	1.995,9	4	20
18"- 24"	2.047,1	1	4,88
26"- 36"	1.206,2	0	5,8

**Tabela 15:** Freqüência (por 10<sup>4</sup> anos) de Vazamento Devido a Ancoragem e Impactos Mecânicos na Zona de Segurança da Plataforma (até 500 m da plataforma)

Diâmetro	Experiência Operacional (duto-km-anos)	Número de Acidentes	Freqüência (por 10 <sup>4</sup> anos)
2"- 8"	2.334,0	2	8,57
> 10	5.323,3	4	7,51
10"- 16"	2.069,4	4	19,3
18"- 24"	2.047,7	0	3,42
26"- 36"	1.206,8	0	5,8





**Figura 11:** Distribuição das Frequências de Vazamento por Diâmetro do Duto

**Tabela 16:** Frequência (por  $10^4$  anos) de Vazamento Devido a Ancoragem e Impactos Mecânicos dos Dutos

Diâmetro	Experiência Operacional (duto-km-anos)	Número de Acidentes	Frequência
2" - 8"	13.669,1	3	2,19
> 10	110.084,1	1	0,091
10" - 16"	15.423,4	0	0,454
18" - 24"	21.289,4	1	0,47
26" - 36"	73.371,3	0	0,095

**Tabela 17:** Frequência (por  $10^4$  anos) de Vazamento Devido a Corrosão e Defeitos de Material para Dutos com Comprimento Superior a 5 km.

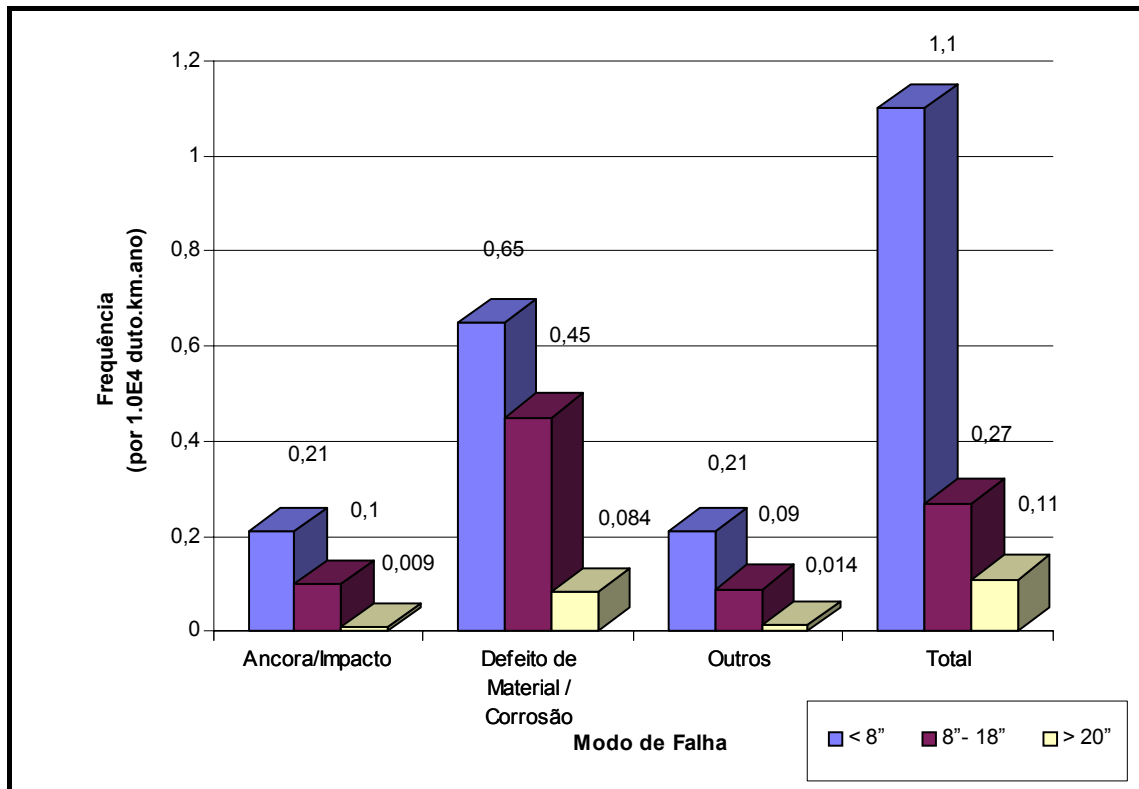
Conteúdo	Experiência Operacional (duto-km-anos)	Número de Acidentes	Frequência
Óleo	35026,9	3	0,856
Gás	78160,1	0	0,09
Outros	9355,4	0	0,748

O relatório também apresenta, para fins de comparação, dados relativos a rede de dutos do Golfo do México conforme a tabela a seguir:

**Tabela 18:** Frequência ( $10^4$  duto-km-anos) de Vazamentos em Dutos Fora da Zona de Segurança da Plataforma ( mais de 1.000 m distante da plataforma) no Golfo do México<sup>6</sup>

Modo de Falha	Diâmetro do Duto		
	< 8"	8"- 18"	> 20"
Ancora/Impacto	0,21	0,1	0,009
Defeito de Material / Corrosão	0,65	0,45	0,084
Outros	0,21	0,09	0,014
Total	1,1	0,27	0,11

<sup>6</sup> OBS.: A rede de dutos do Golfo do México, além de ter uma substancial parte constituída de dutos antigos, aparenta possuir uma grande proporção de dutos de pequeno diâmetro. Este fator, tende a fazer as taxas de falhas altas em comparação com as taxas dos dutos do Mar do Norte



**Figura 12:** Frequência de Vazamentos dos Dutos do Golfo do México

#### 4.1.2.3 Dimensões dos Furos

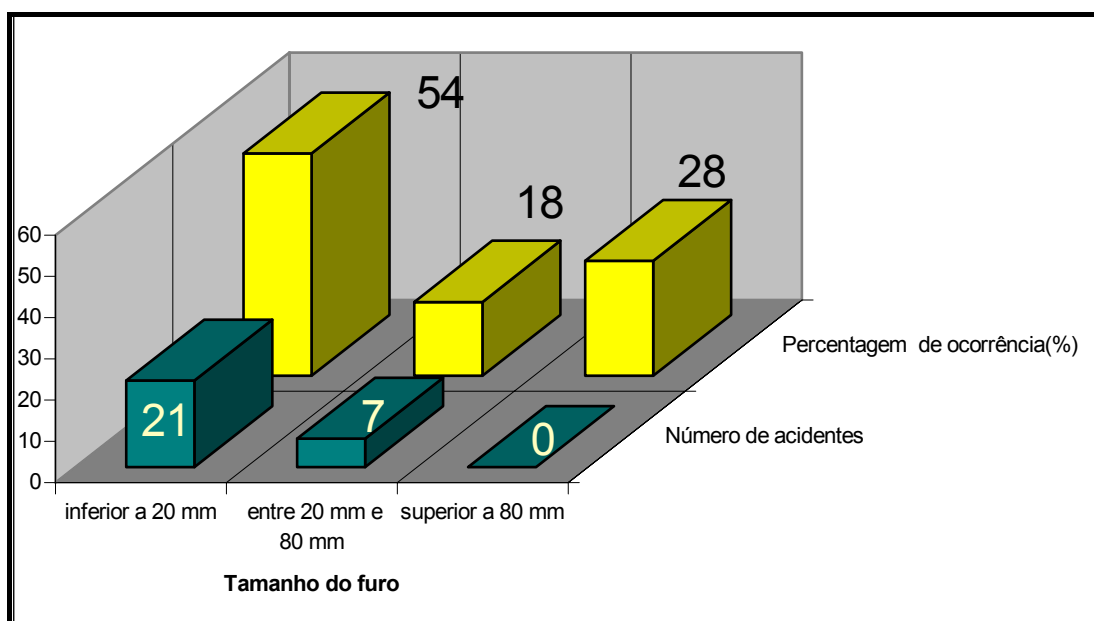
Esta pesquisa foi feita utilizando-se o artigo “*Offshore Steel Pipeline Leakage Frequencies*” elaborado pela ENTEC. Onde as frequências de vazamentos para dutos *offshore* foram obtidas da *United Kingdom Health and Safety Executive (HSE) Banco de Dados “PARLOC 94”*.

Esta pesquisa contempla um total de 930 dutos (todos no Mar do Norte), com um comprimento total de 17.241 km e uma experiência operacional de 160.215 km.anos. Foram registrados um total de 401 acidentes em dutos *offshore*, dos quais 154 foram em dutos de aço. Deste 154 acidentes, 39 resultaram em perda de estanqueidade do duto, ou seja, vazamento de produto

Os diâmetros equivalentes destes 39 acidentes que resultaram em perda de produto, foram utilizados para uma classificação das dimensões de furos, sendo distribuídos de acordo com a tabela a seguir:

**Tabela 19:** Dimensões do Furo Equivalente

Dimensões do furo equivalente	Número de acidentes	Percentagem de ocorrência (%)
inferior a 20 mm	21	54
entre 20 mm e 80 mm	7	18
superior a 80 mm	11 <sup>7</sup>	28

**Figura 13:** Distribuição percentual das dimensões dos furos

Este artigo também informa que a frequência de vazamentos através de dutos de aço variaram de 2E-04 vazam./ano a 2E-03 vazam./ano, dependendo da região do Mar do Norte (Nordeste, Central ou Sudeste), sendo observadas as maiores frequências nas águas mais rasas (região Central do Mar do Norte).

<sup>7</sup> Destes 11 acidentes 8 foram ruptura total

## 4.2 ANÁLISE DOS RISCOS AMBIENTAIS

Para a elaboração da análise dos riscos ambientais, foi utilizada a técnica denominada Análise Preliminar de Perigos – APP (*Preliminary Hazard Analysis - PHA*).

O objetivo principal desse método é identificar os possíveis perigos que possam ocorrer em uma planta industrial, numa fase preliminar do projeto e, com isso, economizar tempo e gastos no eventual replanejamento destas plantas. É também, possível aplicar este procedimento para se fazer avaliações rápidas dos perigos e direcionar a aplicação de técnicas de identificação de perigos mais detalhadas e que serão aplicadas em fases posteriores da vida útil da planta.

A APR não impede que seja realizada outra avaliação de risco; ao contrário, ela é a precursora para uma análise de risco quantitativa subsequente, quando necessária.

Assim, enquanto o projeto se desenvolve, os perigos principais podem ser eliminados, minimizados ou controlados. O método é uma revisão superficial de problemas gerais de segurança. A APR é realizada listando-se os perigos associados aos elementos do sistema. Por exemplo:

- Substâncias e equipamentos perigosos da planta (combustíveis, produtos químicos altamente reativos, substâncias tóxicas, sistemas de alta pressão e outros sistemas armazenadores de energia).
- Interface entre equipamentos do sistema e as substâncias (início e propagação de incêndio/explosão, sistemas de controle/paralisação).
- Fatores do meio ambiente que possam interferir nos equipamentos e materiais da planta (vibração, descarga atmosférica, umidade ou temperaturas muito altas).
- Operação, teste, manutenção e procedimentos emergenciais (dependência do erro humano, *lay-out*/acessibilidade dos equipamentos, disponibilidade de equipamentos de proteção pessoal entre outros).
- Recursos de apoio (armazenamento, equipamentos de teste e disponibilidade de utilidades).
- Equipamentos relativos à segurança (sistema de alívio, redundância, recursos para extinção de incêndios e EPI).

A classificação de cada um dos perigos individualizados é feita através de uma categorização qualitativa conforme descrito a seguir. Estas categorias foram adaptadas da norma militar americana MIL-STD-882 (*System Safety Program Requirements*) com o objetivo de fornecer divisões qualitativas padronizadas de cada risco.

#### 4.2.1 Descrição do Método

A metodologia APP é realizada através do preenchimento de uma planilha padrão para cada subsistema da instalação. A planilha utilizada nesta APP, possui 8 colunas, as quais devem ser preenchidas conforme a descrição na a seguir

Os seguintes critérios de classificação serão utilizados:

**Tabela 20:** Categoria de Probabilidade

<b>Categoria</b>	<b>Descrição</b>	<b>Probabilidade</b>
<b>A Provável</b>	Esperado ocorrer várias vezes durante a vida útil da instalação	$P > 10^{-1}$
<b>B Razoavelmente Provável</b>	Esperado de ocorrer pelo menos uma vez durante a vida útil da instalação	$10^{-2} \leq P < 10^{-1}$
<b>C Remota</b>	Pouco provável de ocorrer durante a vida útil da instalação	$10^{-3} \leq P < 10^{-2}$
<b>D Extremamente Remota</b>	Teoricamente possível, porém extremamente pouco provável de ocorrer durante a vida útil da instalação.	$P < 10^{-3}$

## ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS - APP

CLIENTE							DATA	FOLHA	/
SUBSISTEMA							LOCAL		
DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA							OBSERVAÇÕES:		
PERIGOS	CAUSAS	DETECÇÕES	EFEITOS	CAT. PROB..	CAT. CONS.	CAT RISCO	/MEDIDAS PREVENTIVAS / MITIGADORAS	HIPÓTESE ACIDENTAL	
Esta coluna deverá conter os perigos identificados para o sistema em estudo, ou seja, eventos que podem causar danos às instalações, aos operadores, meio ambiente e etc.	<ul style="list-style-type: none"> <li>Define-se como causa o evento ou seqüência de eventos que produzem um efeito. As causas básicas de cada perigo devem ser listadas nesta coluna. Estas causas podem envolver tanto falhas intrínsecas de equipamentos, como erros de operação e manutenção</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Descrição de todos os modos existentes para se detectar o perigo ou a causa</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>O resultado de uma ou mais causas é definido como efeito. Os possíveis efeitos danosos de cada perigo identificado devem ser listados nesta coluna.</li> </ul>	Esta coluna é preenchida com o símbolo da categoria de probabilidade correspondente	Esta coluna é preenchida com o símbolo da categoria de consequência correspondente	Esta coluna é preenchida com o símbolo da categoria de risco correspondente	<ul style="list-style-type: none"> <li>São medidas de proteção sugeridas pela equipe que participou da APP que podem ser utilizadas para prevenir as causas ou minimizar as consequências do evento indesejável.</li> </ul>	Esta coluna é preenchida com o número da hipótese correspondente	

Tabela 21: Categoria de Conseqüências

<b>Categoria</b>	<b>Descrição</b>
<b>I Desprezível</b>	Nenhum dano ou dano não mensurável.
<b>II Marginal</b>	Danos irrelevantes ao meio ambiente e as pessoas
<b>III Crítica</b>	Possíveis danos ao meio ambiente devido a liberações de substâncias químicas, tóxicas, ou inflamáveis. Pode provocar lesões de gravidade moderada às pessoas ou impactos ambientais com tempo reduzido de recuperação
<b>IV Catastrófica</b>	Impactos ambientais devido a liberações de substâncias químicas, tóxicas, ou inflamáveis. Pode provocar mortes ou lesões graves às pessoas ou impactos ambientais com tempo de recuperação elevado

Após o preenchimento de uma planilha de APP, é elaborado o gráfico cartesiano denominado Matriz Referencial de Risco. Esta é a representação gráfica dos pares ordenados “Categoria de Probabilidade” e “Categoria de Conseqüência” obtidos para cada hipótese. Este gráfico fornece a transparência dos perigos avaliados e serve como um instrumento de decisão.

		<b>Conseqüência</b>			
		<b>Desprezível (I)</b>	<b>Marginal (II)</b>	<b>Crítica (III)</b>	<b>Catastrófica (IV)</b>
<b>P r o b a b i l i d a d e</b>	<b>Provável (A)</b>	RM	RM	RA	RA
	<b>Razoavelmente Provável (B)</b>	RB	RM	RM	RA
	<b>Remota (C)</b>	RB	RB	RM	RM
	<b>Extremamente Remota (D)</b>	RB	RB	RB	RM

Figura 14: Matriz Referencial De Risco

Sendo: **RB** – Risco Baixo, **RM** – Risco Médio e **RA** – Risco Alto



#### **4.2.2 Aplicação do Método**

Nas páginas a seguir são apresentadas as planilhas de APP e sua respectiva Matriz de Riscos elaborada, para as seguintes fases e sistemas:

- **Construção e Montagem**
  - ◆ Embarcações (BGL-1, rebocadores, etc)
  
- **Produção**
  - ◆ Poços satélites de produção ESS-77 / ESS-82;
  - ◆ Poço de produção ESS-89A;
  - ◆ Plataforma PPER-01;
  - ◆ Poço de produção de Congoá ESS-67 / ESS-74;
  - ◆ Gasoduto PEROÁ – CACIMBAS;
  - ◆ Embarcação de apoio.

		Conseqüência			
		Desprezível (I)	Marginal (II)	Crítica (III)	Catastrófica (IV)
P r o b a b i l i d a d e	Provável (A)	10			
	Razoavelmente Provável (B)	1	6		
	Remota (C)	4	36		
	Extremamente Remota (D)		15	23	11

**Figura 15:** Matriz Referencial De Risco<sup>8</sup>

Cabe ressaltar que nenhuma hipótese identificada foi classificada como Risco Alto

As principais hipóteses acidentais identificadas durante a APP estão listadas abaixo<sup>9</sup>

***Fase: Construção e Montagem***

- Hipóteses nº 1 e 2** Perda de óleo diesel devido a colisão entre embarcações (ruptura do tanque de armazenamento da BGL-1)
- Hipótese nº 4** Perda de óleo diesel devido à ruptura do mangote para abastecimento da BGL-1
- Hipóteses nº 5** Perda de óleo diesel devido a transbordamento durante abastecimento da BGL-1
- Hipótese nº 6 e 7** Perda de equipamentos e/ou produtos devido a queda de cargas pesadas durante transferência entre embarcações.

<sup>8</sup> Os números dentro das células referem-se ao número de hipóteses acidentais classificadas em cada categoria.

<sup>9</sup> Foram consideradas as hipóteses acidentais cuja classificação das conseqüências são igual ou superior a Crítica (III)

***Fase: Produção***

<b>Hipótese nº 12</b>	Perda de gás e condensado devido ao descontrole do poço
<b>Hipóteses nº 15, 16, 17, 25 e 26</b>	Perda de gás e condensado devido á ruptura de uma das linhas no coletor de produção
<b>Hipóteses nº 18</b>	Perda de gás e condensado devido ao descontrole do poço
<b>Hipótese nº 33 e 34</b>	Perda de gás e condensado devido á ruptura da linha de teste
<b>Hipótese nº 35</b>	Perda de gás e condensado devido á ruptura do vaso separador de teste
<b>Hipóteses nº 42 e 43</b>	Perda de gás e condensado gás e condensado devido á ruptura da linha de abastecimento do gasoduto
<b>Hipótese nº 44</b>	Perda de gás e condensado gás e condensado devido á ruptura do lançador
<b>Hipóteses nº 53 e 54</b>	Perda de gás e condensado gás e condensado devido á ruptura do vaso depurador
<b>Hipóteses nº 73</b>	Perda de óleo diesel devido a ruptura da linha
<b>Hipóteses nº 85, 86, 87</b>	Perda da estabilidade da plataforma devido a danos estruturais
<b>Hipótese nº 91</b>	Perda de gás e condensado devido ao descontrole do poço
<b>Hipóteses nº 94, 95, 96 e 97</b>	Perda de gás e condensado gás e condensado devido á ruptura do gasoduto Peroá-Cacimbas
<b>Hipótese nº 103 e 104</b>	Perda de óleo diesel devido a ruptura / furo do mangote para abastecimento da embarcação de apoio no porto
<b>Hipóteses nº 105 e 106</b>	Perda de óleo diesel devido do tanque de armazenamento da embarcação de apoio, decorrente da colisão no percurso entre o porto e a PPER-01

## **5 GERENCIAMENTO DE RISCOS AMBIENTAIS**

### **5.1 MEDIDAS PARA O GERENCIAMENTO DOS RISCOS**

As recomendações e medidas de redução dos riscos são sugeridas, prioritariamente, para os eventos cujos riscos são considerados como inaceitáveis. Estas medidas visam a redução da probabilidade de ocorrência e/ou a magnitude de suas conseqüências das hipóteses acidentais identificadas.

Embora os riscos decorrentes da construção/montagem e operação do Sistema de Produção e Escoamento dos Campos de Peroá e Cangoá sejam classificados como riscos baixos ou médio, portanto aceitáveis, quando da aplicação da técnica APP, foram indicadas medidas preventivas e/ou mitigadoras que deverão fazer parte do Plano de Gerenciamento de Riscos.

- M1** Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas;
- M2** Seguir programa de inspeção, manutenção e teste dos sistemas de segurança (sensores, alarmes, válvulas, etc.);
- M3** Contratar mão de obra qualificada;
- M4** Seguir os procedimentos operacionais estabelecidos para cada atividade;
- M5** Registrar e investigar as causas do acidente;
- M6** Seguir programa de treinamento para as situações de emergência;
- M7** Acionar o Plano de Emergência Individual - PEI.
- M8** Seguir programa de treinamento e atualização dos operadores;
- M9** Acionar o Plano de Emergência da BGL-1;
- M10** Solicitar a inclusão das instalações em Cartas Náuticas;
- M11** Conscientizar os pescadores da área quanto ao risco ocasionado pelo uso indevido da instalação.
- M12** Seguir as normas de projeto de construção de dutos submarinos

## 5.2 PLANO DE GERENCIAMENTO DE RISCOS

Tabela 22: Matriz de Gerenciamento dos Riscos

Hipóteses	Medidas Preventivas e/ou Mitigadoras			Item Relacionado
	Nº	Descrição	Situação	
3, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 19, 21, 22, 25, 26, 27, 28, 29, 30, 33, 34, 35, 36, 37, 38, 39, 42, 43, 44, 45, 46, 47, 48, 51, 52, 54, 55, 56, 57, 58, 59, 62, 64, 66, 67, 68, 70, 71, 74, 75, 76, 78, 80, 81, 82, 83, 85, 86, 88, 89, 90, 92, 93, 94, 95, 96, 97, 98, 99, 100, 101 e 103	M1	Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas.	Procedimentos de inspeção e manutenção (preventiva e corretiva), já estabelecidos pela UN-ES, sendo comumente empregados em todas as instalações <i>offshore</i> sob sua responsabilidade.	Inspeção Manutenção
9, 10, 11, 12, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32, 33, 34, 35, 36, 37, 38, 39, 40,	M2	Seguir programa de inspeção e manutenção e teste dos sistemas de segurança.	Procedimentos de inspeção, manutenção (preventiva e corretiva) e teste, já estabelecidos pela UN-ES sendo comumente empregados em todas as instalações <i>offshore</i> sob sua responsabilidade.	Inspeção Manutenção

Hipóteses	Medidas Preventivas e/ou Mitigadoras			Item Relacionado
	Nº	Descrição	Situação	
41, 42, 43, 44, 45, 46, 47, 48, 49, 50, 51, 52, 53, 54, 55, 56, 58, 59, 60, 61, 62, 63, 64, 65, 66, 67, 68, 69, 70, 71, 72, 73, 74, 75, 76, 77, 78, 79, 80, 81, 82, 83, 84, 85, 86, 87, 88, 89, 90, 91, 94, 95, 96, 97, 98, 99 e 100				
2, 4, 5, 6, 12, 18, 91, 102, 104 e 106	<b>M3</b>	Contratar mão de obra qualificada	Procedimentos de seleção e contratação de terceiros segundo critérios já estabelecidos pela UN-ES sendo comumente empregados em todas as instalações <i>offshore</i> sob sua responsabilidade.	Contratação de Terceiros
1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 12, 13, 14, 15, 17, 18, 24, 25, 28, 29, 32, 33, 35, 37, 41, 42, 44, 50, 51, 53, 55, 57, 58, 61, 62, 63, 65, 67, 72, 73, 78, 79, 81,	<b>M4</b>	Seguir os procedimentos operacionais.	Procedimentos operacionais já estabelecidos pela UN-ES, definindo as atribuições para cada atividade, sendo comumente empregados em todas as instalações <i>offshore</i> sob sua responsabilidade.	Capacitação Técnica

Hipóteses	Medidas Preventivas e/ou Mitigadoras			Item Relacionado
	Nº	Descrição	Situação	
86, 91, 92, 93, 95, 96, 99, 102, 104, 105 e 106				
1 a 106	M5	Registrar e investigar as causas do acidente	Procedimentos já estabelecidos pela UN-ES , sendo comumente adotado em todas as instalações <i>offshore</i> sob sua responsabilidade.	Registro e Investigação de Acidentes
1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 9, 10, 11, 12, 11, 16, 17, 18, 25, 26, 33, 34, 35, 42, 43, 44, 51, 52, 53, 54, 72, 73, 78, 85, 86, 87, 88, 89, 90, 91, 94, 95, 96, 97, 101, 102, 103, 104, 105 e 106	M6	Seguir programa de treinamento para as situações de emergência	Todo pessoal envolvido na operação e manutenção possuirá treinamento para situações de emergência, seguindo o programa de treinamento estabelecido pela UN-ES, sendo comumente empregado em todas as instalações <i>offshore</i> sob sua responsabilidade	Plano de Ação de Emergência
9, 10, 11, 12, 11, 16, 17, 18, 25, 26, 33, 34, 35, 42, 43, 44, 51, 52, 53, 54, 72, 73, 78, 85, 86, 87, 88, 89, 90, 91, 94, 95, 96, 97, 98, 99, 101, 102,	M7	Acionar o Plano de Emergência Individual – PEI.	O Plano de Ação de Emergência já foi elaborado e estará implantado quando do início das atividades de acordo com os padrões estabelecidos pela UN-ES, sendo comumente empregado em todas as instalações <i>offshore</i> sob sua responsabilidade	Plano de Ação de Emergência

Hipóteses	Medidas Preventivas e/ou Mitigadoras			Item Relacionado
	Nº	Descrição	Situação	
103, 104, 105 e 106				
2, 17, 26, 43, 52, 54, 71 e 90	<b>M8</b>	Seguir programa de treinamento e atualização dos operadores	Todo pessoal de operação possui capacitação e experiência, seguindo o programa de treinamento e atualização estabelecido pela UN-ES, sendo comumente empregado em todas as instalações <i>offshore</i> sob sua responsabilidade	Capacitação Técnica
1, 2, 3, 4, 5, 6 e 7	<b>M9</b>	Acionar o Plano de Emergência da BGL-1.	O Plano de Emergência já foi elaborado e está implantado de acordo com os padrões estabelecidos pela PETROBRAS, sendo comumente empregado em todas as instalações <i>offshore</i> sob sua responsabilidade	Plano de Ação de Emergência
9, 15, 25, 42, 44, 88 e 94	<b>M10</b>	Solicitar a inclusão das instalações em Cartas Náuticas	Solicitação comumente feita à Capitania dos Portos de acordo com os padrões estabelecidos pela UN-ES, sendo comumente empregado em todas as instalações <i>offshore</i> sob sua responsabilidade	Gerenciamento de Mudanças
23, 31, 40, 49, 60, 69, 77 e 84	<b>M11</b>	Conscientizar os pescadores da área quanto ao risco ocasionado pelo uso indevido da instalação	Está sendo elaborado um Plano de Comunicação Social que será implantado de acordo com os padrões estabelecidos pela UN-ES.	Plano de Ação de Emergência <sup>10</sup>

<sup>10</sup> Em alguns Modelos de PGR, como o da API RP 750, o Plano de Comunicação Social ou Plano de Comunicação de Riscos faz parte integrante do Plano de Ação de Emergência.



Hipóteses	Medidas Preventivas e/ou Mitigadoras			Item Relacionado
	Nº	Descrição	Situação	
97	M12	Seguir as normas de projeto de construção de dutos submarinos	Procedimentos já estabelecidos, sendo comumente adotado em todos os projetos executados ou fiscalizados pela UN-ES.	Capacitação Técnica

A seguir apresentamos informações sumarizadas dos itens definidos no Termo de Referência:

- 1) Definição de Atribuições
- 2) Inspeções Periódicas
- 3) Programas de Manutenção
- 4) Capacitação Técnica
- 5) Processo de Contratação de Terceiros
- 6) Registro e Investigação de Acidentes
- 7) Gerenciamento de Mudanças
- 8) Sistema de Permissão de Trabalho

#### • **DEFINIÇÃO DAS ATRIBUIÇÕES**

A UN-ES tem a seguinte definição de atribuições de seu pessoal:

##### ◆ **Fiscal dos Contratos de Operação e Manutenção**

Fiscalizar o desenvolvimento das atividades de um modo geral, no contexto do atendimento das metas de Segurança, Meio Ambiente e Saúde, bem como do atendimento das metas de Produtividade. Capacitação Técnica: Segundo grau completo e experiência mínima comprovada, em fiscalização e/ou supervisão de serviços de operação e/ou construção de instalações de produção, de no mínimo 5 anos.

##### ◆ **Supervisor da Operação**

Supervisão geral das tarefas de operação. Programar, orientar tecnicamente e operar as instalações e equipamentos dentro dos padrões técnicos estabelecidos e das normas operacionais, em terra e no mar; Analisar e aprovar manuais e relatórios técnicos; Participar na elaboração de especificações de equipamentos e materiais; Dar parecer técnico e analisar sugestões para otimização das operações; Analisar de forma global os resultados operacionais.

Treinar os operadores nos diferentes postos de trabalho. Capacitação Técnica: Segundo grau completo e experiência mínima comprovada, em fiscalização e/ou supervisão de serviços de operação e/ou construção de instalações de produção, de no mínimo 5 anos.

◆ ***Operador***

Operar as instalações e equipamentos dentro dos padrões técnicos estabelecidos e das normas operacionais em terra e no mar; Instalar equipamentos, dispositivos e sistemas em geral, testar e verificar suas condições; Preencher boletins e formulários e elaborar relatórios e gráficos, bem como atualizar bancos de dados. Coletar amostras e efetuar análises que não exijam certificados; Executar e acompanhar serviços de manutenção corretiva, preditiva e preventiva em equipamentos e instalações. Capacitação Técnica: Segundo grau completo e experiência mínima de 3 anos em operações de produção.

◆ ***Supervisor da Manutenção***

Supervisão geral das tarefas de manutenção; Programar, orientar tecnicamente e operar equipamentos dentro dos padrões técnicos estabelecidos e das normas operacionais; Analisar e aprovar manuais e relatórios técnicos; Participar na elaboração de especificações de equipamentos e materiais; Assessorar no cumprimento dos programas de manutenção, fornecendo instruções e recomendações de caráter operacional; Executar e acompanhar serviços de manutenção corretiva, preditiva e preventiva em equipamentos e instalações; Treinar os mantenedores nos diferentes postos de trabalho. Capacitação Técnica: Segundo grau completo e experiência mínima de 3 anos na função.

◆ ***Técnico de Instrumentação***

Executar tarefas de instrumentação, de modo permanente, empregando métodos e ferramental adequados. Executar atividades facilitadoras ou necessárias à execução de suas tarefas principais; Exercer a fiscalização técnica e administrativa da execução dos contratos de serviços de instrumentação; Atualizar Banco de Dados de Sistemas. Capacitação Técnica: Segundo grau completo e experiência mínima de 3 anos na função.

◆ ***Eletricista Especializado***

Executar tarefas de manutenção elétrica preventiva, preditiva e corretiva de modo permanente, empregando métodos e ferramental adequados. Executar atividades necessárias ou facilitadoras à execução de sua tarefa principal; Exercer a fiscalização técnica e administrativa da execução dos contratos de serviços de manutenção elétrica; Elaborar estudos, análises técnicas, especificações, instruções, procedimentos e relatórios técnicos; Operar instalações e equipamentos segundo padrões técnicos e normas operacionais pertinentes. Capacitação Técnica: Segundo grau completo e experiência mínima de 3 anos na função.

◆ ***Mecânico Especializado***

Executar tarefas de manutenção mecânica preventiva, preditiva e corretiva de modo permanente, empregando métodos e ferramental adequados. Executar atividades necessárias ou facilitadoras à execução de sua tarefa principal; Exercer a fiscalização técnica e administrativa da execução dos contratos de serviços de manutenção mecânica; Elaborar

estudos, análises técnicas, especificações, instruções, procedimentos e relatórios técnicos; Operar instalações e equipamentos segundo padrões técnicos e normas operacionais pertinentes. Capacitação Técnica: Segundo grau completo e experiência mínima de 3 anos na função.

◆ ***Caldeireiro Especializado***

Executar tarefas de manutenção de caldeiraria preventiva, preditiva e corretiva de modo permanente, empregando métodos e ferramental adequados. Executar atividades necessárias ou facilitadoras à execução de sua tarefa principal; Exercer a fiscalização técnica e administrativa da execução dos contratos de serviços de manutenção de caldeiraria; Elaborar estudos, análises técnicas, especificações, instruções, procedimentos e relatórios técnicos; Operar instalações e equipamentos segundo padrões técnicos e normas operacionais pertinentes. Capacitação Técnica: Segundo grau completo e experiência mínima de 3 anos na função.

◆ ***Soldador Especializado***

Executar tarefas de manutenção de soldagem preventiva, preditiva e corretiva de modo permanente, empregando métodos e ferramental adequados. Executar atividades necessárias ou facilitadoras à execução de sua tarefa principal; Exercer a fiscalização técnica e administrativa da execução dos contratos de serviços de manutenção de soldagem; Elaborar estudos, análises técnicas, especificações, instruções, procedimentos e relatórios técnicos; Operar instalações e equipamentos segundo padrões técnicos e normas operacionais pertinentes.

◆ ***Auxiliar de Serviços Gerais***

Serviços gerais de arrumação e limpeza; Carregar, descarregar viaturas, etc, amarrando as cargas de acordo com instruções recebidas; Executar serviços de conservação e limpeza de móveis, utensílios, ferramentas, máquinas, equipamentos, aparelhos e instalações; Auxiliar no abastecimento e lubrificação de máquinas e equipamentos; Roçar e capinar; Reparar e construir cercas, porteiros e outros; Recolher detritos; Executar outras tarefas de mesma natureza e mesmo nível de dificuldade.

◆ ***Ajudante de Cozinha***

Serviços de limpeza e arrumação geral de cozinha e refeitório; Auxílio na preparação de alimentos;

◆ ***Taifeiro***

Serviços gerais a bordo da Plataforma; Arrumação e limpeza geral de dormitórios, corredores, banheiros e sanitários;

Para as funções de Auxiliar de Serviços Gerais, Taifeiro e Ajudante de Cozinha, será exigido o 1º grau completo e alguma experiência mínima na função.

- **Plano de Manutenção e Inspeção**

O sistema de manutenção da unidade *off-shore* e das linhas e gasodutos submarinos envolve 4 tipos de manutenções, além de um plano de manutenção, conforme a seguir definidos.

- ◆ **Plano de manutenção:** Planejamento das ações de manutenção relacionada com a periodicidade e tipo de equipamento ou sistema.
- ◆ **Manutenção corretiva:** São as intervenções de manutenção realizadas, visando corrigir uma falha.
- ◆ **Manutenção preventiva:** São as intervenções de manutenção realizadas, visando corrigir defeitos, antes de ocorrer a falha.
- ◆ **Manutenção preventiva periódica ou sistemática:** São as intervenções de manutenção preventiva que se dão em intervalos de tempo pré-determinados e constantes, baseadas na experiência empírica, catálogos ou manuais, ou ainda no histórico de vida do equipamento ou sistema.
- ◆ **Manutenção preventiva condicional (preditiva):** São as intervenções de manutenção preventiva que ocorrem baseadas na análise dos parâmetros de operação (pressão, vazão, temperatura, vibração, etc.), os quais predizem o melhor momento para intervir no equipamento ou sistema.

O sistema de manutenção previsto para a unidade de produção e o gasoduto inclui uma permanente avaliação da corrosão das linhas. Dentre as formas previstas para controle de corrosão pode-se citar:

- ◆ **Sistema convencional tipo cupons:** Sistema que utiliza um dispositivo de avaliação não destrutiva para monitoração de taxa de corrosão do gasoduto, através de material similar ao duto (cupons metálicos) para a simulação da taxa média de corrosão (prazo de ensaio: ~ 6 meses).
- ◆ **Proteção catódica:** Consiste no monitoramento da corrosão dos dutos através dos pontos de teste onde são avaliados os níveis de potencial elétrico e indicadores de corrosão.
- ◆ **Passagens de *pig* instrumentado:** Através de empresa contratada, são lançados periodicamente pigs inteligentes para verificação de condições físicas dos dutos e detecção de pontos de corrosão localizada. Avalia-se se o sistema de controle de corrosão está sendo eficiente. (periodicidade inicial 3 anos).
- ◆ **Monitoramento contínuo através Sistema FSM – *Field Signature Method*:** Sistema eletrônico de monitoramento de corrosão ‘*on line*’.

**Sistemática de Monitoramento dos Dutos:** A UN-ES adota uma sistemática de monitoramento dos dutos de transporte que consiste na avaliação periódica dos seguintes parâmetros:

- 1 - Monitoramento da corrosão através de provadores de corrosão (cupons).
- 2 - Análise dos resíduos arrastados após a passagem de *Pigs* convencionais.
- 3 - Inspeção visual da faixa de servidão (dutos terrestres).
- 4 - Inspeção visual e controle do sistema de proteção por corrente impressa.
- 5 - Inspeção por *Pig* Instrumentado em conformidade com as diretrizes do padrão PG-11-0053 - Recomendação de Critérios para Inspeção Sistemática em Dutos da E&P.

**Definições:**

***Pig Instrumentado:*** Ferramenta introduzida na tubulação, deslocada pela vazão do fluido conduzido e capaz de coletar dados referentes a perda de material na parede do duto. Para os fins deste padrão, considera-se apenas a ferramenta de inspeção por saturação magnética.

***Pig de Alta Resolução:*** *Pig* que permite avaliação quantitativa da perda de material na parede do duto.

***Pig de Baixa Resolução:*** *Pig* que permite apenas avaliação qualitativa da perda de material na parede do duto.

Para atenuar e controlar os efeitos da corrosão nos dutos da UN-ES, são adotados os procedimentos:

**Tabela 23:** Procedimentos para controle da corrosão

	<b>Procedimentos</b>
<b>Internamente</b>	Injeção de inibidores de corrosão Injeção de Biocida para neutralizar a ação de microorganismo tipo BRS (Bactérias Redutoras de Sulfato). Passagem de <i>Pig</i> de limpeza para remoção de resíduos e condensados no interior dos dutos.
<b>Externamente</b>	Injeção de corrente contínua para proteção catódica Pintura ou revestimento anti-corrosivo externo das tubulações.

Para controle da corrosão externa, dois itens devem ser inspecionados:

#### ◆ **Inspecção do Revestimento Externo**

Os dutos enterrados são usualmente protegidos com revestimentos de alta espessura. É recomendada a verificação do revestimento no comissionamento do duto, ou quando existirem indícios de danos no mesmo, conforme a norma PETROBRAS N-2098.

#### ◆ **Inspecção do Sistema de Proteção Catódica**

Recomenda-se que os ânodos de proteção catódica galvânica dos dutos submarinos sejam examinados a cada cinco anos. Os ânodos devem ser verificados por inspeção visual, conforme a norma PETROBRAS N-1815. Nesta ocasião, deve-se efetuar medições de potencial eletroquímico, conforme N-1814.

Os dutos protegidos por sistema de corrente impressa devem ter o sistema de proteção catódica inspecionado conforme a Tabela II.2.4-4. Os tipos de inspeção listados nesta Tabela são detalhados na norma PETROBRAS N-2098. Sucintamente, são os seguintes:

Inspeção Geral: Verificação física e operacional de todos os componentes do sistema de proteção catódica e medição do potencial tubo-solo.

Inspeção Parcial: Verificação das condições físicas e operacionais dos retificadores e dispositivos de drenagem elétrica.

Medição de Potencial: Registro contínuo do potencial tubo/solo por pelo menos uma hora em locais selecionados.

Registro de Corrente: Leitura de parâmetros operacionais dos retificadores, tais como corrente, voltagem e horímetro.

**Tabela 24:** Inspecção do Sistema de Proteção Catódica

Tipo de Inspecção	Criticidade		
	A	B	C
Inspeção Geral	Anual	Anual	Anual
Inspeção Parcial	Semestral	Semestral	Semestral
Medição de Potencial	Trimestral	Trimestral	Trimestral
Registro de Corrente	Semanal	Semanal	Semanal

#### ◆ **Teste Hidrostático**

O teste Hidrostático é realizado na etapa final da fase de construção e montagem e consiste na limpeza com passagem de *pigs* e execução do teste hidrostático de todo o sistema incluindo o *riser*, as interligações (*tie-ins*) e a linha

submarina, utilizando fluoresceína para localização de vazamentos. Este teste irá assegurar a completa estanqueidade e integridade da tubulação e de suas conexões flangeadas nos limites de pressão de operação previstos no projeto.

#### ♦ *Inspeção Externa - Duto Submarino*

##### **Inspeção Visual**

A inspeção visual deve ser executada de acordo com as normas da PETROBRAS e tem por objetivo verificar a existência de vãos livres, a condição do revestimento, presença de sucata, corrosão, estado dos anodos, vazamentos e apoios. Nota: Trechos enterrados ou assoreados pelo leito marinho só justificam inspeção visual quando existe necessidade de confirmar um dano identificado por outra técnica ou provável vazamento. Vãos livres - Os seguintes registros devem ser feitos na inspeção dos vãos livres:

- Localização;
- Comprimento;
- Levantamento do perfil aproximado do solo;
- Avaliação da natureza do material do solo.

Revestimentos (contra corrosão e para lastro) - Deve ser verificada, visualmente, a integridade dos revestimentos; caso detectada alguma irregularidade, durante a inspeção com mergulhador, complementar o exame mediante utilização de ferramentas manuais, para verificação da aderência dos revestimentos. Deve ser estimada a extensão da região com falha no revestimento.

Presença de sucata - Deve ser verificada a existência de materiais sobre o duto que possam comprometer sua integridade providenciando sua remoção quando possível; caso contrário, descrever a sucata existente de forma a permitir avaliar seu peso.

Amassamento - Deve ser verificada a existência de amassamentos. Estes amassamentos devem ter suas dimensões medidas ou avaliadas no caso de VCR e suas localizações explicitadas, sendo registrados fotograficamente. Devem ser reportados todos os amassamentos encontrados, informando imediatamente ao órgão operacional.

Corrosão - Deve ser verificada a ocorrência de corrosão, classificando-a e dimensionando-a de acordo com as normas da PETROBRAS. Deve ser verificada a proteção catódica do trecho corroído através da medição de potencial eletroquímico. Caso necessário, efetuar uma inspeção mais detalhada e as ações corretivas cabíveis.

Anodos - O desgaste dos anodos deve ser classificado de acordo com as referências padrão.

Vazamentos - Devem ser reportados todos os vazamentos encontrados, informando imediatamente o órgão operacional.

Apoios - Caso existam apoios ou suportes, deve ser verificado o estado físico dos apoios ou suportes, a sua posição no vão livre e existência de efetivo contato entre o duto e os apoios ou suportes.

Cruzamento de dutos - Registrar o cruzamento de dutos, verificando a existência e o estado físico dos acessórios de proteção da região de cruzamento.

Reparos, válvulas e acessórios - Inspeccionar os reparos, válvulas e acessórios, verificando sua integridade física, suas fixações, possíveis vazamentos e caso necessário, efetuar medição de potencial eletroquímico.

### **Medição de Potencial Eletroquímico - MPE**

Inspeção executada por inspetor submarino. Deve ser medido o potencial eletroquímico, onde houver dano no revestimento, com exposição de superfície metálica. Deve ser medido o potencial dos anodos na primeira inspeção.

Inspeção efetuada por Veículo Controlado Remotamente – VCR. O potencial eletroquímico do casco com relação a água do mar. Sistemas com valores de potencial fora das faixas estabelecidas devem sofrer investigações e correções imediatas.

### **Medição de Espessura**

Deve ser medida a espessura dos pontos onde o revestimento estiver danificado e o metal aparente, desde que nesses pontos exista corrosão.

Apesar de ensaio submarino, a medição de espessura pode ser utilizada para verificar perda de espessura ocasionada por corrosão interna tanto nos “risers” quanto no trecho horizontal do duto.

### **Ensaio com Partículas Magnéticas**

Este ensaio deve ser executado para a detecção de trincas e outras discontinuidades superficiais ou próximas à superfície em materiais ferromagnéticos, danos mecânicos e amassamentos.

No caso de se encontrar alguma discontinuidade utilizar a técnica de mecânica da fratura para decidir qual a providência mais adequada. Uma vez concluída a análise, conforme o caso, podem ser tomadas as seguintes providências:

- a) Remoção por esmerilhamento;
- b) Acompanhamento da evolução reparo.



## Periodicidade de Inspeção

A periodicidade de inspeção é determinada de forma a garantir a vida útil de projeto do duto. Os intervalos de inspeção podem ser alterados ao longo da vida do duto em função de alteração nos fatores que afetam a integridade do duto, ou com o aparecimento de melhores tecnologias de inspeção ou avaliação de resistência remanescente.

Devem ser utilizados tanto para os *risers* quanto para o duto trecho horizontal, os seguintes intervalos e para os seguintes tipos de inspeção:

- |   |                           |
|---|---------------------------|
| a) inspeção visual -                    | 5 anos;                   |
| b) medição de potencial eletroquímico - | 5 anos;                   |
| c) medição de espessura -               | corrosão ou dano;         |
| d) partículas magnéticas -              | danos mecânicos / fadiga. |

Após o duto submarino ser lançado e entrar em operação ele deve estar automaticamente incluído num programa de inspeção. A primeira inspeção externa periódica pode ser parte da inspeção de partida da operação.

O prazo de conclusão da primeira inspeção externa periódica não deve exceder a um ano após a data de partida da operação.

## Registro

Televisionamento - Quando utilizado o televisionamento, com gravação em videocassete registrar as falhas que possam vir a prejudicar o desempenho do duto

Fotografias - Todas as ocorrências significativas devem ser registradas por meio de fotografias.

Relatório de Inspeção - Todas as ocorrências, falhas e dados obtidos devem ser registrados em um Relatório de Inspeção que permita de forma clara e precisa sua rastreabilidade.

Os Relatórios de Inspeção devem ser elaborados em meio digital e guardados durante toda a vida útil do duto.

Avaliação dos Resultados - Os resultados das inspeções submarinas dos dutos devem ser avaliados por profissionais técnicos devidamente habilitados, de forma a emitirem um parecer técnico confiável quanto a integridade dos dutos inspecionados, bem como definir as necessidades de reparos ou recondicionamento dos dutos.

♦ *Inspeção em Jaquetas :*

**Método de Inspeção:**

- 1- Visual detalhada
- 2- Partícula magnética/ou Acfm
- 3- Potencial eletroquímico

**Plano de Inspeção Sistema de Reanálise Estrutural**

Critérios de seleção das áreas para inspeção

- 1 – Áreas selecionadas para inspeção
- 2 – Análise de confiabilidade das juntas
- 3 – Planejamento de inspeções a fadiga
- 4 – Planejamento de inspeções a estática
- 5– Unifilares com as indicações das juntas selecionadas

A seleção das áreas da plataforma a serem inspecionadas é feita considerando a função estrutural do elemento, as não-conformidades de fabricação, montagem e instalação (condicionantes de projeto) e os resultados das inspeções anteriores (ocorrências em serviço).

A seguir estão descritos os critérios de seleção adotados nos 3 tipos de condicionantes de projeto:

*A) Por Grau De Importância Na Estrutura*

Classe A

- perna
- ligação perna com luva
- luva
- ligação perna-convés
- vigas principais do convés

Classe B

- diagonais
- horizontais das faces

Classe C

- horizontais das mesas
- membros secundários da viga de lançamento
- membros secundários do convés

*B) Por Condicionantes de Projeto*

- elementos com razão de tensões (Unity Check) elevada, na verificação de tensões normais, cisalhamento (RTM) e de puncionamento (RPJ)
- juntas com vida a fadiga reduzida (VF)
- elementos com não-conformidades significativas de fabricação, montagem e instalação

*C) Por Ocorrências em Serviço*

- elementos com danos significativos ocorridos após a instalação (registrados no relatório de inspeção)

**◆ CAPACITAÇÃO TÉCNICA**

Para assegurar que todo o pessoal esteja preparado para realizar suas tarefas, eficazmente e com segurança, a UN-ES estabeleceu procedimentos para treinamento da força de trabalho. A seguir apresentamos descrição sumarizada de três procedimentos da UN-ES, referentes a treinamento.

**A) TREINAMENTO NO SISTEMA DE GESTÃO DE SEGURANÇA, MEIO AMBIENTE E SAÚDE**

**1. OBJETIVO**

Estabelecer as condições, diretrizes e etapas para a realização de treinamento relacionados com atividades e habilidades, cujas tarefas tenham impacto ao meio ambiente, segurança e saúde.

**2. DOCUMENTOS COMPLEMENTARES**

- NORMA 40-01- Desenvolvimento de Recursos Humanos
- PE-26-0074 - Planejamento e Execução de Eventos de T&D
- PE-26-0003 - Identificação de Necessidades de Treinamento dos Empregados da UN-ES

**3. DEFINIÇÕES**

**DRH:** Gerência Setorial de Desenvolvimento de Recursos Humanos.

**SMS:** Sistema de Gestão de Segurança, Meio Ambiente e Saúde.

**SGP:** Sistema de Gestão de Pessoal

**SADRH:** Sistema de Acompanhamento de Desenvolvimento de Recursos Humanos.

**Treinamento nos padrões:** é o treinamento das pessoas em uma atividade com o objetivo de reforçar e sistematizar a rotina do dia a dia.

#### **4. ABRANGÊNCIA**

Todos os órgãos da UN-ES.

#### **5. TRABALHO DE CONSCIENTIZAÇÃO PARA O SMS**

Será realizado através da palestra "Básico para a Sensibilização à Implantação do Programa de Educação para Ambiente, Segurança e Saúde", obrigatória para todos os empregados da UN-ES e empregados de empresas contratadas.

##### **5.1- Conteúdo Programático**

Deverão ser abordados os seguintes tópicos:

Educação como suporte educacional para o SMS, para o cumprimento à legislação e as normas ISO 14001 e BS 8800;

Educação em segurança, meio ambiente e saúde, com visão de sistema integrado aos processos de trabalho;

Aspectos da cidadania e éticos da educação para ambiente segurança e saúde.

#### **6- TREINAMENTO EM SMS**

A UN-ES deverá promover o treinamento de seus empregados e de empresas contratadas, cujas atividades sejam impactantes em seus aspectos de segurança, meio ambiente e saúde.

##### **6.1 - Treinamento de empregados próprios:**

Compete aos gerentes da UN-ES identificar as necessidades de treinamento em SMS, dos empregados sob sua gerência e registrá-las no SADRH, conforme PE-26-0003 - Processo de Identificação de Necessidade de Treinamento.

##### **6.2 - Treinamento de empregados contratados:**

Compete ao gerente do contrato identificar as necessidades de treinamento para empregados de contratadas, indicando-os para treinamento.

##### **6.3 - Treinamento de empregados próprios recém admitidos ou transferidos:**

Os novos empregados da UN-ES deverão receber treinamento introdutório no SMS, cabendo ao gerente definir quem será o instrutor responsável por ministrá-lo na sua gerência, de acordo com o programa constante no Anexo B. Este treinamento deverá ser registrado conforme orientações contidas no item 8 deste padrão. Nesta ocasião será entregue ao empregado a Cartilha de Segurança, Meio Ambiente e Saúde da UN-ES.

A DRH será responsável pelo controle das informações consolidadas de treinamento de toda a UN-ES.

## **B) TREINAMENTO NO LOCAL DE TRABALHO**

### **1 - OBJETIVO**

Este padrão tem por finalidade orientar os gerentes na implementação de programas de Treinamento no Local de Trabalho no âmbito da UN-ES.

### **2 - DOCUMENTOS COMPLEMENTARES**

DIP-SEREC/DIDEN 060046/97 DE 21.02.97 – TLT Conceitos e Orientações  
DIP-SEREC/DIDEN/CH 060004/98 DE 12.01.98

### **3 - CONCEITO**

O TLT é uma atividade de DRH caracterizada pelo treinamento de uma habilidade relacionada com uma situação real de trabalho, utilizando metodologia específica denominada PAEV (Preparar, Apresentar, Executar e Verificar), sendo realizado no ambiente do próprio posto de trabalho

### **4 – CARACTERÍSTICAS**

O TLT é essencialmente prático e voltado para a aprendizagem ou aprimoramento de tarefas do dia a dia.

Para resguardar a individualidade, o número máximo de pessoas a serem treinadas, concomitantemente, deve ser de três empregados.

### **5 - OBJETIVOS DO TLT**

- Ensinar com os recursos usuais do local de trabalho, tarefas específicas que tenham correlação direta com o exercício pleno do cargo ou função que o empregado ocupe;
- Integrar um novo empregado ao seu grupo de trabalho e às tarefas que desempenhará;
- Melhorar a eficiência de cada empregado no desempenho de suas atuais funções;
- Melhorar os padrões de segurança e confiabilidade de cada empregado no desempenho de suas atuais funções;

- Dar aos empregados a visão da importância da contribuição de suas atividades para os resultados dos processos produtivos da Companhia, ampliando a visão e o conceito de “posto de trabalho”;
- Preparar os empregados da equipe, habilitando-os a exercer outras atividades do mesmo nível e/ou realizar tarefas de maior complexidade.

## **5 – AGENTES DO TLT**

Ao agentes do TLT são aqueles que contribuem para fazer acontecer esse tipo de treinamento. São eles:

### **- Equipe de DRH do órgão Central de Recursos Humanos:**

Definir conceitos, normas, procedimentos e formar Instrutores para o TLT, como também monitorar, avaliar e assessorar as áreas de RH no que diz respeito ao processo de gerenciamento e operacionalização do treinamento.

### **- Equipe de DRH dos diversos Órgãos da Companhia**

Promover cursos de preparação para os treinadores. Deve também apoiar, acompanhar e facilitar a implementação do TLT, assim como alimentar o Sistema de Gestão de Pessoal com os dados de execução do treinamento e arquivar os registros das realizações.

### **- INSTRUTORES DE TLT**

São profissionais ou supervisores dos Órgãos da Companhia a quem compete, além de suas funções normais, a preparação de empregados para atuarem como treinadores de TLT. Os instrutores são preparados pelo SEREC, através de um curso de Formação de Instrutores para o Treinamento no Local de Trabalho. O objetivo dessa formação é uniformizar a aplicação da metodologia do TLT, denominada PAEV ( Preparar, Apresentar, Executar e Verificar) e alavancar o processo na Companhia.

### **- TREINADORES DE TLT**

São empregados (supervisores, profissionais ou técnicos preparados pelos instrutores de TLT, a quem compete aplicar a metodologia PAEV e treinar outros empregados, aos quais repassam conhecimentos e auxiliam no aprimoramento das habilidades necessárias à realização de tarefas, preparando-os a desempenhar melhor suas atividades e/ou realizar tarefas de maior complexidade, nos “postos de trabalho” (local onde o empregado trabalha no dia a dia).

## **6 – CONCLUSÃO E REGISTRO DO TREINAMENTO**

O treinador deve informar, imediatamente, ao órgão local de DRH sobre a conclusão do treinamento, com o objetivo de serem tomadas as providências formais para registro e computação das horas.

O órgão local de DRH deve solicitar ao treinador o preenchimento e assinatura de formulário específico, conforme modelo anexo, contendo todas as informações necessárias para lançamento no Sistema Gestão de Pessoal, arquivando em seguida a documentação recebida.

## **7- TREINAMENTO NOS PADRÕES**

Caberá ao gerente de cada UGB identificar a necessidade de treinamento, definir quem ministrará, quem deverá ser treinado e em quais padrões, providenciando os recursos necessários para esse treinamento no próprio local de trabalho.

O gerente de contrato deverá identificar necessidades e providenciar o treinamento dos empregados de empresas contratadas, de modo a garantir a execução das atividades de acordo com os padrões estabelecidos.

## **8- REGISTROS**

Quando do treinamento de empregados da UN-ES descritos nos itens 5, 6 e 7, os gerentes deverão preencher a lista de presença (Anexo A) e enviá-las a DRH para lançamento no Sistema de Gestão de Pessoal - SGP.

Os registros serão retidos por ano vigente e, após, serão descartados e o material enviado para reciclagem.

## **C) IDENTIFICAÇÃO DE NECESSIDADES DE TREINAMENTO E DESENVOLVIMENTO DOS EMPREGADOS DA UN-ES**

### **1 - OBJETIVO**

Este padrão tem como objetivo definir os procedimentos para o Processo de Identificação de Necessidade de Treinamento e Desenvolvimento dos empregados da UN-ES, apresentando as premissas básicas e competências, de forma a orientar o corpo gerencial na montagem do Plano de Desenvolvimento de Recursos Humanos (PDRH).

## 2 - DOCUMENTOS COMPLEMENTARES

Normas de Desenvolvimento de Recursos Humanos;

PE - 26-0074 - Planejamento e Execução de Eventos de T&D;

PE - 26-0075 - Avaliação do Processo de Treinamento e Desenvolvimento de Recursos Humanos;

## 3 - DEFINIÇÕES

**IN** - Identificação de Necessidade - Processo contínuo e negociado entre gerente/supervisor e colaboradores com o objetivo de detectar as distorções entre o desempenho real e o esperado pela empresa, fornecendo subsídios para implantação de ações de Desenvolvimento de Recursos Humanos.

**DRH** - Desenvolvimento de Recursos Humanos

**T&D** - Treinamento e Desenvolvimento

**Treinamento** - Atividade caracterizada pela instrução específica para execução de tarefas.

**Desenvolvimento** - Atividade voltada para o crescimento, progresso e capacitação das pessoas, de forma continuada e permanente.

**Projetos de DRH** - Denominação de qualquer evento de DRH, com objetivo de promover o treinamento e desenvolvimento dos empregados da UN-ES.

**PDRH** - Plano de Desenvolvimento de Recursos Humanos - Plano anual que contempla as Identificações de Necessidades de Treinamento essenciais para o ano corrente de uma determinada gerência. O resultado consolidado destes dados compõem o PDRH da UN-ES.

**SADRH** - Sistema de Acompanhamento e Desenvolvimento de Recursos Humanos - ferramenta informatizada de auxílio ao exercício do papel do gerente como gestor de Recursos Humanos e dos profissionais de RH como assessores e consultores.

**GDP** - Gerenciamento de Desenvolvimento de Pessoal, descrito no PG-26.0059.

**Certificação** - Processo pelo qual o empregado submete-se a aferir seus conhecimentos e habilidades por uma entidade certificadora e, em caso de aprovação, estará apto a desempenhar as atribuições atinentes à disciplina para a qual se submeteu à habilitação.



#### 4 - PREMISSAS BÁSICAS

4.1 - O treinamento e desenvolvimento de RH é uma função gerencial, portanto, todo evento conduzido na UN-ES, tem sua indicação sob a responsabilidade da gerência direta do empregado.

4.2 - No processo de Identificação de Necessidades de Treinamento devem ser consideradas:

- Às políticas e diretrizes da Companhia;
- As orientações corporativas e locais;
- O planejamento estratégico e tático;
- As metas de desempenho estabelecidas no GDP;
- O potencial dos empregados;
- O conjunto de funções e o perfil desejado para o cargo/multifuncionalidade;
- O Plano de Desenvolvimento de Profissionais;
- A certificação adequada às necessidades dos cargos e às realidades de mercado;
- O aprimoramento das pessoas em alinhamento aos objetivos estratégicos da Companhia.

4.3 - As Necessidades de Treinamento e Desenvolvimento não previstas no planejamento, surgidas no decorrer do ano, deverão ser analisadas pela gerência imediata e a DRH, para inclusão/substituição no PDRH como projetos acrescidos.

4.4 - Eventos como: encontros, seminários, workshops, mesas redondas, congressos, simpósio, ou outros conclaves, com o objetivo de apresentação de trabalhos, devem ser considerados como treinamento e previsto no PDRH.

4.5 - Os estágios em outras unidades/empresas devem ser planejados pela gerência em conjunto com a DRH, cabendo ao empregado participante multiplicar o conhecimento adquirido em sua área de atuação.

4.6 - A execução dos treinamentos será conduzida pela DRH, em parceria com as áreas clientes, entidades fornecedoras, utilizando recursos internos e/ou externos à Companhia, com base no PDRH e conforme PE 26-0074;

4.7 - Os cursos de idioma estrangeiro destinam-se a ocupantes de cargos ou funções cujo conhecimento é indispensável ou serve como instrumento facilitador para o exercício de suas atribuições. Esses cursos devem ser incluídos no Processo de Identificação de Necessidades de Treinamento e Desenvolvimento, mesmo que já tenham sido iniciados no exercício anterior.

4.8 - Para a condução do treinamento, deve ser sempre considerada a possibilidade de uso de instrutores internos, desta e de outras Unidades da Petrobras. Para tanto, cada gerência deverá facilitar a liberação do instrutor/empregado para ministrar o evento solicitado.

4.9 - Os projetos de DRH devem ser avaliados de acordo com o PE 26-0075.

## **5 - COMPETÊNCIAS**

### **5.1 - GERENTE GERAL**

5.1.1 - Fornecer as macro orientações da unidade, ligadas ao negócio (projetos em andamento e futuros, áreas alvo de atuação, etc);

5.1.2 - Aprovar o Plano de Desenvolvimento de Recursos Humanos (PDRH) da Unidade.

### **5.2 - GERENTE**

5.2.1 - Identificar os problemas de desempenho de sua equipe, suas causas e impactos no cumprimento dos objetivos e metas da gerência;

5.2.2 - Conduzir o Processo de Identificação de Necessidades de T&D de sua equipe;

5.2.3 - Buscar equilíbrio nas cargas horárias de treinamento de sua equipe, de acordo com necessidades individuais de treinamento ou desenvolvimento, considerando os resultados e metas a serem alcançadas;

5.2.4 - Assegurar a presença das pessoas de sua equipe nos treinamentos programados;

5.2.5 - Avaliar as justificativas de ausência dos empregados nos eventos programados e informar à DRH, pelo menos dois dias úteis antes do início do evento;

5.2.6 - Implementar os programas de TLT, encaminhando os registros de treinamento a DRH, conforme padrão PG - 26-0015.

5.2.7 - Estimular e favorecer a prática do auto desenvolvimento entre os membros de sua equipe, como busca de crescimento profissional e pessoal;

5.2.8 - Acompanhar os eventos de T&D planejados e realizados para sua equipe, inclusive formalizando as avaliações de resultados previstas no PE - 26-0075.

### **5.3 - GERÊNCIA SETORIAL DE DESENVOLVIMENTO DE RECURSOS HUMANOS (DRH)**

5.3.1 - Prestar assessoria às gerências na identificação de problemas que possam ser tratados e resolvidos com treinamento.

5.3.2 - Consolidar as IN por gerência, alimentando-as no SADRH e comunicando ao corpo gerencial o PDRH;

5.3.3 - Elaborar a programação dos treinamentos para atender as IN sob a sua responsabilidade;

5.3.4 - Definir junto com a área cliente os conteúdos programáticos dos cursos;

5.3.5 - Desenvolver ações para seleção e contratação de instrutoria, e/ou consultoria interna ou externa;

5.3.6 - Desenvolver e viabilizar a realização de projetos de caráter institucional (DG, DS e outros), e específicos do Órgão (Certificações nas Normas ISO, etc);

5.3.7 - Planejar e executar os programas de treinamento conforme descritos no PE -26-0074.

5.3.8 - Avaliar os eventos de T&D de acordo com o PE 26-0075 implementando ações corretivas;

#### **5.4 - EMPREGADOS**

5.4.1 - Cada empregado é responsável pelo retorno dos investimentos em treinamento efetuados pela companhia, devendo ser expresso através da melhoria do desempenho e correção das distorções encontradas no período avaliado.

5.4.2 - Participar do Processo de Identificação de Necessidades de Treinamento, para diagnóstico das causas de desempenho insatisfatórios, negociando com seu gerente imediato eventos de T&D que venham a solucionar tais carências.

5.4.3 - Participar de eventos de T&D e multiplicar os conhecimentos adquiridos (Efeito Multiplicador) entre os membros de sua equipe de trabalho.

5.4.4 - Buscar o seu auto desenvolvimento pessoal e profissional.

5.4.5 - Participar de todos os eventos a que foi indicado e avaliá-los, visando fornecimento de insumos para melhoria contínua aos eventos de T&D da Unidade.

5.4.5.1 - Havendo impossibilidade de participar do evento, deve informar antecipadamente ao seu gerente imediato os motivos que justifiquem a sua ausência.

## ◆ **PROCESSO DE CONTRATAÇÃO DE TERCEIROS**

Para garantir o comprometimento das empresas contratadas com os procedimentos de Segurança, Meio Ambiente e Saúde, a PETROBRAS inclui nos o texto apresentado a seguir relativo a Saúde Meio Ambiente e Segurança – SMS. Em adição cada contrato possui gerente e fiscais que acompanham e avaliam através do BAD - Boletim de Avaliação de Desempenho.

### 1 - INTRODUÇÃO

1.1 - A CONTRATADA ao assinar o Instrumento Contratual com a PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS, obriga-se a cumprir integralmente o que se preceituam as presentes Instruções e todos os regulamentos e instruções de serviço concernentes a Segurança, Meio Ambiente e Saúde, vigentes na Unidade de Exploração e Produção do Espírito Santo (UN-ES), permitindo ampla e total fiscalização.

1.1.1 - Estas Instruções foram elaboradas com o propósito de atender a legislação vigente no país, proteger o pessoal e os equipamentos da PETROBRAS e da CONTRATADA e evitar danos a terceiros, à comunidade e ao meio ambiente, sendo por isso de interesse comum.

### 2 - OBRIGAÇÃO CONTRATUAL

2.1 - A contratada devesse, com base na Legislação vigente e atendendo o previsto nas normas internas da PETROBRAS, estabelecer diretrizes específicas para cumprir todas as exigências legais relativas a Segurança, Meio Ambiente e Saúde.

2.2. - A contratada, após a assinatura do Contrato e antes do início dos trabalhos, será convocada pela Fiscalização para apresentar o responsável pela execução dos trabalhos e os responsáveis pelas ações de prevenção de SMS à Gerência de segurança, Meio Ambiente e Saúde Ocupacional, ocasião em que serão discutidas medidas preventivas específicas para a natureza dos serviços.

2.3 - A CONTRATADA deverá elaborar e apresentar antes do início do Contrato, e manter arquivados e revisados durante o decorrer do Contrato os seguintes documentos:

- Política de SMS da empresa.
- APR – Análise Preliminar de Risco – elaborar previamente os aspectos e impactos das atividades a serem executadas;
- Relação de empregados designados para execução dos serviços, com as devidas atribuições e responsabilidades;
- Plano para atendimento a emergência médica/primeiros socorros.

2.4 - A CONTRATADA deverá atender na íntegra os aspectos da legislação vigente, em todos os níveis.

2.5 -Nos contratos acima de 30 dias a CONTRATADA deverá participar das reuniões mensais de Profissionais de SMS (Engenheiro de Segurança, Médico do Trabalho, Técnico de Segurança, Técnico de Enfermagem, Técnicos de Meio Ambiente), representada pelo SESMT - Serviço Especializado em Engenharia de Segurança e Medicina do Trabalho - NR-4 da Portaria 3214 do MTE, ou inexistindo obrigatoriedade de SESMT, pelo preposto acompanhado do designado pela prevenção de acidentes, estabelecido na NR-5 da Portaria 3214 do MTE, e de acordo com o cronograma a ser fornecido pela PETROBRAS.

2.6 -Nos contratos acima de 30 dias a CONTRATADA deverá participar das reuniões mensais da CIPA da PETROBRAS com as CIPA's das empresas contratadas, através de representantes de CIPA (Presidente, demais Membros ou designado de CIPA e Técnico de Segurança), conforme NR-5 da Portaria 3214 do M.T.E., e de acordo com o cronograma a ser fornecido pela PETROBRAS.

### 3 - INSPEÇÃO/AUDITORIAS DE SEGURANÇA, MEIO AMBIENTE E SAÚDE

3.1 -À Gerência de Segurança, Meio Ambiente e Saúde Ocupacional da UN-ES/ATP-NC, no desempenho de suas atribuições, poderá realizar inspeções/auditorias periódicas nas áreas de atuação da CONTRATADA, com vistas a verificar o cumprimento das determinações legais, os cuidados com a proteção ao meio ambiente, e fiscalizar a observância dos regulamentos e normas de caráter geral, assim como dos estabelecidos pela PETROBRAS.

3.2 -A PETROBRAS solicitará, a seu critério, que a CONTRATADA realize inspeção em sua área de atuação, nos seus equipamentos e quanto à segurança do pessoal, remetendo relatório com recomendações à Fiscalização.

3.3 -À CONTRATADA compete acatar as recomendações decorrentes das inspeções e sanar as irregularidades apontadas, sob pena de suspensão dos serviços pela Fiscalização, ficando estabelecido que essas suspensões não eximem a CONTRATADA das obrigações e penalidades das Cláusulas Contratuais, referentes a prazos e multas.

### 4 - COMUNICAÇÃO DE ACIDENTES

4.1 - Todo acidente com lesão pessoal deverá ser imediatamente comunicado à Fiscalização e a Gerência Setorial de Segurança, Meio Ambiente e Saúde, com envio de Relatório de Acidentes com Lesão, conforme modelo Anexo B, no prazo máximo de 3 (três) dias úteis.

4.2 -A ocorrência de qualquer acidente sem lesão, de natureza grave, deverá ser informada à Fiscalização, com envio do relatório, no prazo máximo de 3 (três) dias úteis após a ocorrência para a gerência do Contrato.

4.3 -A CONTRATADA deverá encaminhar mensalmente o "Resumo Estatístico Mensal" de acidentes do trabalho, devidamente preenchido, até o 3º (terceiro) dia útil de cada mês ou após o término do contrato.

4.4 -A CONTRATADA deverá informar imediatamente à Fiscalização e a Gerência Setorial de Segurança, Meio Ambiente e Saúde, os casos de agressão ao meio ambiente, enviando o relatório para a gerência do Contrato no prazo máximo de 3 (três) dias, contendo o ocorrido, onde, quando e as respectivas medidas mitigadoras tomadas ou a tomar.

4.5 -A CONTRATADA deverá seguir o Plano Diretor de Resíduos e atentar para o cuidado a ser dispensado ao recolhimento e descarte de lixo doméstico, resíduo e sucata. Procurar orientação nas Estações das áreas, como proceder em caso de dúvidas.

## 5 - SUSPENSÃO DO SERVIÇO

5.1 -A Fiscalização poderá suspender qualquer serviço no qual se evidencie risco iminente à saúde e segurança de pessoas, danos de equipamentos e benfeitorias de terceiros ou de impacto significativo ao meio ambiente.

5.2 -As suspensões dos serviços motivadas pelo disposto no item 5.1 e, conseqüentemente, não observância das normas, instruções e regulamentos aqui citados, não eximem a CONTRATADA das obrigações e penalidades das Cláusulas Contratuais referentes a prazos e multas.

## 6 - EQUIPAMENTO DE PROTEÇÃO INDIVIDUAL

6.1 -À CONTRATADA caberá a responsabilidade pelo fornecimento aos seus empregados, dos equipamentos de proteção individual necessários para o desenvolvimento de suas atividades, cumprindo o que estabelece a Norma Regulamentadora - NR-6 da Portaria 3214 do Ministério do Trabalho e Emprego - MTE, datada em 08 de junho de 1978, e normas internas da PETROBRAS.

## 7 - CONSIDERAÇÕES GERAIS

7.1 -Nas áreas operacionais só será permitido fumar nos locais identificados por placas com os seguintes dizeres: "É PERMITIDO FUMAR NESTE LOCAL".

7.2 -Caso ocorra incêndio no local de serviço, a CONTRATADA deverá seguir o Plano de Contingência, devendo o Órgão de Segurança Industrial ser avisado imediatamente através do ramal de emergência 4222.

7.3 -A CONTRATADA deverá liberar seus empregados, a critério da Fiscalização, para treinamento específico na área de Segurança, Meio Ambiente e Saúde.

## 8 - DISPOSIÇÕES FINAIS

8.1 -A CONTRATADA deverá adotar, além das normas estabelecidas nestas instruções, todas as normas legais que se relacionem com os trabalhos que executam, e em especial, as normas regulamentadoras, aprovadas pela Portaria 3.214, de 08.06.78, do Ministério do Trabalho.

8.2 -A PETROBRAS se reserva o direito de fazer outras exigências com respeito à Segurança, Meio Ambiente e Saúde, sempre que julgue necessário para a proteção do pessoal, dos equipamentos e comunidades abrangidas pela execução do Contrato.

#### **♦ REGISTRO E INVESTIGAÇÃO DE ACIDENTES**

O Registro e Investigação de Acidentes está incluso no Sistema de Gerenciamento de Anomalias, cujo objetivo é estabelecer um padrão para as diretrizes básicas para o tratamento das anomalias dentro da UN-ES, de modo a orientar as Gerências ao cumprimento de requisitos normativos (ISO 9002, ISO 14001, BS 8800 e Ohsas 18000) e a implementar o Gerenciamento da Rotina Diária (GRD) da Gestão pela Qualidade Total (GQT) em seus processos.

Este padrão estabelece as seguintes definições:

1. **AÇÃO CORRETIVA:** Ação implementada para eliminar as causas de uma anomalia, a fim de prevenir sua repetição.
2. **AÇÃO MITIGADORA (OU AÇÃO IMEDIATA):** Ação implementada para controlar ou reduzir o impacto de uma anomalia. Inclui o controle de produtos não-conformes, visando prevenir sua utilização ou instalação não intencional.
3. **AÇÃO PREVENTIVA:** Ação implementada para eliminar as causas de uma possível anomalia, a fim de prevenir sua ocorrência.
4. **ACIDENTE:** Evento indesejável, decorrente de atividade da PETROBRAS, que resulte ou que possa resultar em danos ou falhas que afetem pessoas ou o meio ambiente. Envolve acidente com lesão e ocorrência anormal.
5. **ACIDENTE COM LESÃO:** Evento indesejável, decorrente de atividade da Petrobras, que tem como resultado lesão pessoal ou doença em empregado da Companhia, em empregado de empresa contratada atuando nas instalações da Petrobras ou em pessoas da comunidade.
6. **ANOMALIA:** Situação ou evento indesejável que resulte ou que possa resultar em danos ou falhas, que afetem pessoas, o meio ambiente, o patrimônio (próprio ou de terceiros), a imagem da Petrobras, os produtos ou os processos produtivos.
7. **DISPOSIÇÃO:** Ação implementada para resolver a anomalia.

8. **FALHA OPERACIONAL:** Evento indesejável, decorrente de atividade da Petrobras, que resulte ou que possa resultar em danos ou falhas que afetem o patrimônio (próprio ou de terceiros), a imagem da Petrobras, os produtos ou os processos produtivos.
9. **NÃO-CONFORMIDADE:** Não atendimento a um requisito especificado (p.ex.: normas, padrões, requisitos legais, política, documentos internos).
10. **OCORRÊNCIA ANORMAL:** Todo e qualquer acidente que não seja acidente com lesão.
11. **ÓRGÃO GESTOR (DO RTA):** Órgão responsável por promover o tratamento da anomalia identificada. Normalmente é o principal responsável pela área, sistema, processo ou produto onde a anomalia foi identificada.
12. **PERIGO:** Ação ou situação com potencial de provocar acidentes. Refere-se aos atos inseguros e às condições ambientais de insegurança.
13. **RECLAMAÇÃO DE PARTE INTERESSADA:** Qualquer reclamação formulada por clientes (internos ou externos), empregados, fornecedores ou pessoas da comunidade, relacionada à atividade da Petrobras.
14. **RELATÓRIO DE TRATAMENTO DE ANOMALIA - RTA:** Formulário utilizado pelo SIGA para registrar e tratar as anomalias.
15. **REPRESENTANTE DA ALTA ADMINISTRAÇÃO (RA):** É o responsável pela coordenação do Sistema de Gestão de SMS. Na UN-ES, esta função é desempenhada por funcionário formalmente designado pelo Gerente Geral, por meio de DIP.
16. **RESULTADO INESPERADO:** Qualquer resultado de indicador que atingiu um valor afastado da meta prevista para aquele indicador, ou um valor fora dos limites de controle.
17. **SIGA (SISTEMA INTEGRADO DE GESTÃO DE ANOMALIAS):** Sistema informatizado que dá suporte ao tratamento das anomalias, no âmbito da E&P.

◆ ***Gerenciamento das Anomalias***

a) As anomalias de SMS, ações mitigadoras, de disposição e ações corretivas e preventivas são registradas e tratadas por meio do Sistema Integrado de Gestão de Anomalias - SIGA, conforme o PP-11-0039.

b) Os tipos de anomalias e as formas de identificação estão relacionadas nas tabelas do RTA.



c) O gerente poderá, a seu critério, estabelecer "filtros" de controle que disciplinem o tratamento de anomalias, desde que não contrarie o disposto neste procedimento. Nesses filtros poderá, por exemplo, estar definido um limite de competência para aprovação dos RTA pelo supervisor. Esse limite de competência deve estar claramente definido no Padrão de Gestão da Gerência, conforme descrito no EP-26-0024.

d) Ao final do tratamento, seja em qualquer etapa do RTA, é gerada uma mensagem automática, encaminhada via correio eletrônico para o autor do registro da anomalia, informando sobre a conclusão do processo.

e) Somente o órgão gestor poderá rotular o RTA como CONFIDENCIAL.

f) O RA é o responsável pelo registro das não conformidades e observações, identificadas nas auditorias externas.

g) O Auditor Líder é o responsável pelo registro das não conformidades e observações, identificadas nas auditorias internas.

h) Quando o registro for relativo a acidentes ambientais graves ou acidentes pessoais com afastamento, é recomendável que a análise contemple a verificação de adequação dos procedimentos operacionais (padrões).

j) As responsabilidades para o uso do RTA estão definidas na tabela a seguir:

ETAPA DO RTA	RESPONSÁVEL	ENCAMINHAMENTO
1) REGISTRO	TODOS OS EMPREGADOS	- Após o registro, o empregado terá de clicar em concluir e repassar para seu supervisor. - Ao empregado que estiver na função de auditor interno, é permitido o repasse direto ao órgão gestor após o registro da anomalia.
2) ANÁLISE	SUPERVISOR	- Se avaliado o registro como não aplicável, já solucionado, ou de solução imediata, resolver a anomalia (se for o caso), e encerrar sem tratamento; - Quando o registro for relativo a acidentes ambientais ou acidentes pessoais, o tratamento do RTA deverá ser completo, <b>não podendo ser encerrado sem tratamento.</b>
		- Se a anomalia for relevante para efeito de tratamento, e de solução interna da Gerência, o supervisor conduzirá a análise, propondo as ações de disposição e ações corretivas ou preventivas. Clicar em concluir e, caso esteja fora de sua competência, repassar para a aprovação do gerente;
		- Se a anomalia for relevante para efeito de tratamento, mas de solução externa a Gerência, salvar, não concluir e repassar para seu gerente.
		- Se o grau de dificuldade do problema exigir que a condução da análise seja feita pelo gerente, salvar, não concluir e repassar para seu gerente.
	GERENTE	- Conduzir a análise cujo grau de dificuldade assim o recomende. Concluir a etapa. - Se a anomalia for de solução externa à Gerência, repassar para o órgão pertinente, sem concluir. Apenas o gerente poderá repassar a anomalia para outra Gerência.
3) APROVAÇÃO	GERENTE / SUPERVISOR	- Em função do julgamento da análise, definir responsáveis pelas ações de disposição e corretivas ou preventivas, e optar por uma das opções desta etapa do RTA, na parte superior da tela.
ETAPA DO RTA	RESPONSÁVEL	ENCAMINHAMENTO
4) IMPLEMENTAÇÃO	GERENTE / SUPERVISOR / PESSOA DESIGNADA	- As pessoas que foram designadas na etapa anterior deverão preencher as ações implementadas e a data de conclusão dessas ações. Salvar (sem concluir) e repassar para o órgão gestor do RTA que definirá o prazo para verificação, concluirá a implementação e repassará para o responsável pela verificação.
5) VERIFICAÇÃO DA EFICÁCIA DA AÇÃO CORRETIVA / PREVENTIVA	GERENTE / SUPERVISOR / PESSOA DESIGNADA	- Concluída a verificação, o responsável encerrará o RTA.
6) DILIGENCIAMENTO DO RTA	ÓRGÃO GESTOR DO RTA	- A qualquer momento o órgão gestor poderá interferir no RTA, repassando o documento sempre que julgar necessário. É sua responsabilidade monitorar os RTA de sua Gerência.

## ◆ GERENCIAMENTO DE MUDANÇAS

Será realizado de acordo com o documento “Diretrizes Gerais de Gerenciamento de Mudanças para o Sistema de Produção e Escoamento de Gás Natural dos Campos Marítimos de Peroá e Congoá.”, que contempla os seguintes itens:

### **1. OBJETIVO**

Sistematizar o processo de gerenciamento das mudanças, definindo atribuições e responsabilidades, de modo a garantir que as alterações das características de instalações e plantas existentes somente sejam implantadas após:

Análise de riscos;

Planejamento e preparação do projeto de mudança;

Aprovação dos órgãos competentes;

Treinamento da equipe de operação e manutenção;

Atualização da documentação.

### **2. ABRANGÊNCIA**

As instalações e equipamentos sob a administração da UN-ES do E&P, envolvendo todos os Operadores, Supervisores e Gerentes do Sistema de Produção e Escoamento de Gás Natural dos Campos Marítimos de Peroá e Congoá – Gerência: UN-ES/ATP-ES-MAR.

### **3. DOCUMENTOS COMPLEMENTARES**

3.1 Diretrizes Corporativas de Segurança, Meio Ambiente e Saúde da Petrobras - Diretriz número 6. Aprovada pela Diretoria Executiva - ata DE 4338, item 03 de 27/12/2001, pauta no 1023.

3.2- Procedimento E&P - PG-26 – 00046 - Avaliação de Riscos na E&P-ES.

3.3- Procedimento E&P - PE-26 – 00091 - Análise Preliminar de Riscos – APR.

3.4- Procedimento E&P – PE-26 – 00049 - Implantação de Projetos de Instalações de Superfície Para a Produção de Petróleo e Gás Natural.

3.5- SINDOTEC.

### **4. DEFINIÇÕES**

**Mudança**: Compreende-se como mudança o serviço que envolva alteração de instalações ou equipamentos, de forma a que a configuração final dessas instalações ou equipamentos fique diferente do projeto original ou as características de equipamentos, acessórios ou de seu material, que se enquadre em pelo menos uma das opções abaixo:

- a) Instalação de equipamentos, acessórios ou de material não previstos nos planos atuais;
- b) Alterações das características do equipamento, acessório ou do material já instalado;
- c) Retirada de equipamento, sem a instalação de equipamento de características semelhantes;
- d) Retirada de material, sem a instalação de material de natureza semelhante;
- e) Mudança de “lay-outs” de tubulações, equipamentos e acessórios.
- f) Alteração no processo de engenharia da instalação.

**APR** - Análise Preliminar de Risco: Técnica de Análise de Risco estruturada para identificar os riscos potenciais decorrentes da instalação de novas unidades / sistemas ou da operação de unidades / sistemas existentes que lidam com materiais perigosos.

**Plano de Contingência** - Documento Formal e padronizado que define as responsabilidades e ações a serem seguidas para o controle de uma emergência e de mitigação de seus efeitos.

**Responsável pela Mudança:** É o Gerente Setorial diretamente envolvido com a instalação.

**Responsável Técnico:** É o especialista legalmente habilitado para analisar e elaborar memorial técnico descritivo das mudanças.

**SINDOTEC:** “Sistema de Documentação Técnica”, é o Sistema eletrônico de gerenciamento de toda a documentação técnica da UN-ES.

## **5. DIRETRIZES**

**5.1-** Qualquer intervenção nas instalações ou equipamentos que introduzam mudanças, temporárias ou permanentes, só poderá ser efetivada cumprindo o presente procedimento.

**5.2-** Qualquer alteração de mudança identificada como necessária pelos Supervisores ou Operadores somente poderá ser implementada depois de autorizada pelo Gerente Setorial que utilizará o presente procedimento na avaliação da proposição.

**5.3-** Todo processo de mudança deve ser precedido de uma APR, de acordo com E&P - PE-26 – 00091 - Análise Preliminar de Riscos – APR. As conclusões e recomendações da APR devem ser incorporadas ao processo de mudança, para a eliminação ou minimização dos riscos decorrentes de sua implantação.

**5.4-** Após a APR, o Responsável pela Mudança deverá providenciar um Memorial Técnico descritivo das alterações propostas, produzido por profissional devidamente habilitado, com definição do escopo do trabalho.

5.5 – O Responsável pela Mudança deverá identificar necessidade treinamento em função da alteração proposta.

5.6- Toda a documentação afetada pela mudança deverá ser atualizada no SINDOTEC para garantir a rastreabilidade do processo.

#### ◆ *Permissão para Trabalho*

Os procedimentos de Permissão para Trabalho são regidos pela Norma N-2162 Revisão B de Maio/1997 que estabelece os procedimentos que devem ser obedecidos na emissão de Permissão para Trabalho, com finalidade de preservar a integridade do pessoal, dos equipamentos, do meio ambiente e a continuidade operacional. Sendo aplicável aos trabalhos de manutenção, montagem, desmontagem, construção, inspeção ou reparo de equipamentos ou sistemas a serem realizados nos órgãos da Companhia ou Empreendimentos que envolvam riscos de acidentes com lesão pessoal, danos á saúde, danos materiais, agressão ao meio ambiente ou descontinuidade operacional.

Para os efeitos da Norma são adotadas as definições a seguir.

#### **1 - Permissão para Trabalho (PT)**

Autorização, dada por escrito, para execução de trabalhos conforme previsto no item 1.2.

#### **2 - Permissão para Trabalho Temporária (PTT)**

Autorização, dada por escrito, para a execução de trabalho, por prazo determinado, em equipamentos ou sistemas definidos.

#### **3 - Área Liberada**

Local com limites estabelecidos, onde, por tempo determinado, fica dispensada a sistemática de emissão de PT, excetuando-se os trabalhos com radiações ionizantes.

#### **4 - Etiquetas de Advertência**

Cartões que devem ser afixados nos equipamentos com a finalidade de proibir a sua operação.

#### **5 - Equipamento Classe A**

Aquele que contém ou que tenha contido produtos tóxicos, asfixiantes, corrosivos, inflamáveis ou combustíveis.

#### **6 - Equipamento Classe B**

Aquele que não contém ou não tenha contido produtos tóxicos, asfixiantes, corrosivos, inflamáveis ou combustíveis.

#### **7 - Trabalho a Frio**

Trabalho que não envolve o uso ou produção de chamas, calor ou centelhas.

### **8 - Trabalho a Quente**

Trabalho que envolve o uso ou produção de chamas, calor ou centelhas.

### **9 - Trabalho com Radiações Ionizantes**

Trabalho realizado com o emprego de fontes de radiações ionizantes.

### **10 - Nível de Segurança Adequado**

Aquele em que os riscos do equipamento e da área onde se realiza o trabalho e das áreas adjacentes estão controlados e não sofrem alterações dos padrões de segurança ao longo do tempo.

### **11 - Recomendações Adicionais de Segurança**

Orientações que buscam estabelecer medidas de segurança complementares a serem adotadas na execução de trabalhos específicos, cujo potencial de risco pressupõe a adoção de cuidados especiais.

### **12 - Empregado Qualificado**

Empregado da PETROBRAS ou de empresa contratada treinado, avaliado e aprovado para atender as atribuições previstas nesta Norma, segundo os critérios definidos pelo Órgão.

## 6 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. *DNV - Technica.*  
*Worldwide Offshore Accident Databank – WOAD / Statistical Report 1998*  
*DNV Technica Norge, Norway - 1999*
2. *E&P Forum Report no. 11.8/250*  
*The Oil Industry Exploration & Production Forum - 1996*
3. – RL-3659.01-1231-940-PPC-101  
Relatório da APP  
PETROBRAS / UN-ES / AT-PC
4. *American Institute of Chemical Engineers*  
*Hazard Evaluation Procedures*  
*AICHE, 1992*

## 7 *EQUIPE TÉCNICA*

### 7.1 *EQUIPE ELABORADORA*

Foram os seguintes membros da equipe da **EIDOS do Brasil** que elaboraram este estudo:

- Anna Letícia Barbosa de Sousa  
Engenheira Química - CREA/RJ 2001103326  
Cadastro Técnico do IBAMA – 3/33/2000/000395-0

---

- Dayse Maria Simplicio  
Engenheiro Químico e de Segurança - CREA/RJ 95-1-21123-5  
Cadastro Técnico do IBAMA – 3/33/1999/000264-0

---

- Elizabeth do Nascimento Carvalho  
Engenheiro Químico e de Segurança - CREA/RJ 89-1-04417-6  
Cadastro Técnico do IBAMA – 3/33/2000/000109-4

---

- Luiz Faria Lebarbenchon  
Engenheiro Químico e de Segurança - CREA/RJ 94-1-01305-8  
Cadastro Técnico do IBAMA – 3/33/2000/108-6

---



## 7.2 CADASTRO DO IBAMA

Ministério do Meio Ambiente - MMA		INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS - IBAMA		CERTIFICADO DE REGISTRO NO CADASTRO TÉCNICO FEDERAL DE ATIVIDADES E INSTRUMENTOS DE DEFESA AMBIENTAL	
NR DE REGISTRO: 3/33/2000/000395-0	CPF/CGC: 921.857.977-00	DATA DE EMISSÃO: 13/12/2000	VÁLIDO ATÉ: 13/12/2002		
NOME / RAZÃO SOCIAL: ANNA LETICIA BARBOSA DE SOUSA		ESTE CERTIFICADO COMPROVA O REGISTRO NA(S) CATEGORIA(S) ABAIXO:			
LOCALIZAÇÃO DO EMPREENDIMENTO / ATIVIDADE: RUA PADRE CHAMPAGNAT 31408		5001 - CONSULTOR TÉCNICO AMBIENTAL - CLASSE 5.0 (PESSOA FÍSICA)			
VILA ISABEL 20511-090 - RIO DE JANEIRO - RJ		Informamos que conforme consta na Resolução CONAMA nº 001/88, a inclusão de pessoas físicas e jurídicas no Cadastro Técnico Federal de Instrumento de Defesa não implicará, por parte do IBAMA e			
OBSERVAÇÕES: Registro isento de taxa conforme determina a resolução CONAMA nr. 001/88 de 13/06/88 - Valor da 2ª via R\$ 15,00 VÁLIDO EM TODO TERRITÓRIO NACIONAL					
PRESEERVE O MEIO AMBIENTE MDO. 07.036-A					

Ministério do Meio Ambiente - MMA		INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS - IBAMA		CERTIFICADO DE REGISTRO NO CADASTRO TÉCNICO FEDERAL DE ATIVIDADES E INSTRUMENTOS DE DEFESA AMBIENTAL	
NR DE REGISTRO: 3/33/1999/000264-0	CPF/CGC: 734.503.757-68	DATA DE EMISSÃO: 26/03/2001	VÁLIDO ATÉ: 26/03/2003		
NOME / RAZÃO SOCIAL: DAYSE MARIA SIMPLICIO		ESTE CERTIFICADO COMPROVA O REGISTRO NA(S) CATEGORIA(S) ABAIXO:			
LOCALIZAÇÃO DO EMPREENDIMENTO / ATIVIDADE: RUA SENADOR DANTAS 75 SALA 2015		5001 - CONSULTOR TÉCNICO AMBIENTAL - CLASSE 5.0 (PESSOA FÍSICA)			
CENTRO 20037-900 - RIO DE JANEIRO - RJ		Informamos que conforme consta na Resolução CONAMA nº 001/88, a inclusão de pessoas físicas e jurídicas no Cadastro Técnico Federal de Instrumento de Defesa não implicará, por parte do IBAMA e perante a terceiros, na certificação de qualidade, nem juízo de valor de qualquer espécie.			
OBSERVAÇÕES: Registro isento de taxa conforme determina a resolução CONAMA nr. 001/88 de 13/06/88 - Valor da 2ª via R\$ 15,00 VÁLIDO EM TODO TERRITÓRIO NACIONAL					
PRESEERVE O MEIO AMBIENTE MDO. 07.036-A					

 <b>Ministério do Meio Ambiente</b> Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis				
<b>CADASTRO TÉCNICO FEDERAL</b> <b>CERTIFICADO DE REGISTRO</b>				
Nr. Registro Atual:	Nr. Registro Anterior:	CPF/CNPJ:	Válido até:	
204238		402.760.829-15	31/03/2003	
Nome/Razão Social/Endereço <b>Luiz Faria Lebarbenschon</b> Rua Senador Dantas, nº75 Centro RIO DE JANEIRO/RJ 20037-900				
Este certificado comprova o registro no  <p style="text-align: center;"><b>Cadastro de Instrumentos de Defesa Ambiental</b></p> <p><b>Consultor Técnico Ambiental - Classe 5.0</b></p> Auditoria Ambiental Educação Ambiental Gestão Ambiental Segurança do Trabalho				
Observações: 1 - Este certificado não habilita o interessado ao exercício da(s) atividade(s) descrita(s), sendo necessário, conforme o caso de obtenção de licença, permissão ou autorização específica após análise técnica do IBAMA, do programa ou projeto correspondente: 2 - No caso de encerramento de qualquer atividade especificada neste certificado, o interessado deverá comunicar ao IBAMA, obrigatoriamente, no prazo de 30 (trinta) dias, a ocorrência para atualização do sistema. 3 - Este certificado não substitui a necessária licença ambiental emitida pelo órgão competente. 4 - Este certificado não habilita o transporte de produtos ou subprodutos florestais e faunísticos.		A inclusão de Pessoas Físicas e Jurídicas no Cadastro Técnico Federal não implicará por parte do IBAMA e perante terceiros, em certificação de qualidade, nem juízo de valor de qualquer espécie.  <p style="text-align: center;">Autenticação</p> <p style="text-align: center;"><b>u0m9.potr.8edf.2vpy</b></p>		

 <b>Ministério do Meio Ambiente</b> Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis				
<b>CADASTRO TÉCNICO FEDERAL</b> <b>CERTIFICADO DE REGISTRO</b>				
Nr. Registro Atual:	Nr. Registro Anterior:	CPF/CNPJ:	Válido até:	
204259		808.867.017-91	31/03/2003	
Nome/Razão Social/Endereço <b>Elizabeth do Nascimento Carvalho</b> Rua Senador Dantas, nº75 Centro RIO DE JANEIRO/RJ 20037-900				
Este certificado comprova o registro no  <p style="text-align: center;"><b>Cadastro de Instrumentos de Defesa Ambiental</b></p> <p><b>Consultor Técnico Ambiental - Classe 5.0</b></p> Auditoria Ambiental Educação Ambiental Gestão Ambiental Segurança do Trabalho				
Observações: 1 - Este certificado não habilita o interessado ao exercício da(s) atividade(s) descrita(s), sendo necessário, conforme o caso de obtenção de licença, permissão ou autorização específica após análise técnica do IBAMA, do programa ou projeto correspondente: 2 - No caso de encerramento de qualquer atividade especificada neste certificado, o interessado deverá comunicar ao IBAMA, obrigatoriamente, no prazo de 30 (trinta) dias, a ocorrência para atualização do sistema. 3 - Este certificado não substitui a necessária licença ambiental emitida pelo órgão competente. 4 - Este certificado não habilita o transporte de produtos ou subprodutos florestais e faunísticos.		A inclusão de Pessoas Físicas e Jurídicas no Cadastro Técnico Federal não implicará por parte do IBAMA e perante terceiros, em certificação de qualidade, nem juízo de valor de qualquer espécie.  <p style="text-align: center;">Autenticação</p> <p style="text-align: center;"><b>7u1t.ih56.48nh.axnc</b></p>		

## *ANEXO A*

# **FLUXOGRAMA UTILIZADO NA APP**