

SELEÇÃO DE MOTORES ELÉTRICOS PARA ÁREAS CLASSIFICADAS EM UMA UNIDADE DE PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS

Fábio Casale Padovani Neto

Projeto de Graduação apresentado ao Curso de
Engenharia Elétrica da Escola Politécnica,
Universidade Federal do Rio de Janeiro, como
parte dos requisitos necessários à obtenção do
título de Engenheiro Eletricista.

Orientador: Jorge Nemésio Sousa
Professor do Departamento de Engenharia Elétrica da Escola Politécnica da UFRJ

Rio de Janeiro
Agosto de 2013

SELEÇÃO DE MOTORES ELÉTRICOS PARA ÁREAS CLASSIFICADAS EM
UMA UNIDADE DE PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS

Fábio Casale Padovani Neto

PROJETO DE GRADUAÇÃO SUBMETIDO AO CORPO DOCENTE DO CURSO
DE ENGENHARIA ELÉTRICA DA ESCOLA POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE
FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS
NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE ENGENHEIRO
ELETRICISTA.

Examinada por:

(Professor Jorge Nemésio Sousa – M. Sc.)
(Orientador)

(Professor Sergio Sami Hazan – Ph D.)

(Engº Eletricista Marco Antonio Silva Malfitano)

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL

AGOSTO de 2013

Neto, Fábio Casale Padovani

Seleção de Motores Elétricos para Áreas Classificadas de uma Unidade de Produção de Petróleo e Gás / Fábio Casale Padovani Neto. – Rio de Janeiro: UFRJ/ Escola Politécnica, 2013.

XI, 63p.: il; 29,7cm.

Orientador: Jorge Nemésio Sousa

Projeto de Graduação – UFRJ / Escola Politécnica/
Curso de Engenharia Elétrica, 2013.

Referências Bibliográficas: p. 61.

1. O petróleo. 2. Equipamentos elétricos 3. Áreas Classificadas. 4. Confiabilidade 5. Estudo de Caso.

I. Nemésio Sousa, Jorge. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola Politécnica, Curso de Engenharia Elétrica. III. Seleção de Motores Elétricos para Áreas Classificadas de Uma Unidade de Produção de Petróleo.

Agradecimentos

Agradeço primeiramente a Deus, sem ele nada disso seria possível.

Agradeço a minha família. Ao meu Pai, Fábio, pelo apoio e inspiração a ter seguido a carreira de engenheiro. Um verdadeiro ídolo, campeão, a quem devo todos meus valores e meu caráter. Agradeço também ao meu irmão Davi, meu melhor amigo que sempre me deu forças para seguir em frente. Aquele que sempre me escutou e tentou mostrar o melhor caminho para atingir meus objetivos. Agradeço a minha namorada Marcella, por representar tanto para mim, me apoiar e incentivar nos momentos difíceis nesse ano. Sempre esteve comigo, me ouvindo e me ajudando da melhor forma possível.

Agradeço a minha mãe, Rita, que sempre esteve comigo durante minha vida, mas que não pode estar presente fisicamente nesse momento tão especial. Tenho certeza que de lá de cima está muito feliz por eu estar concluindo a graduação. Mãe, você faz parte de tudo isso, essa conquista também é sua!

Agradeço aos meus amigos que também são irmãos. Seja em São Paulo, Minas ou no Rio, cada um de vocês me ajudou a vencer.

Agradeço também ao meu orientador professor Nemésio, sempre disposto a me ajudar. Seu apoio foi fundamental para tudo isso. Agradeço por aceitar esse desafio, sempre me dando suporte e orientação para a conclusão dessa fase tão importante de minha vida.

Agradeço ao engenheiro Malfitano, pelo apoio e ensinamentos que vão além do dia-a-dia de trabalho. Mais que um *Job Leader*, é um professor, tornando cada instante uma oportunidade de aprendizagem. Obrigado pela disponibilidade de fazer parte desse momento.

Resumo do Projeto de Graduação apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica como parte dos requisitos necessários para obtenção do grau de Engenheiro Eletricista.

SELEÇÃO DE MOTORES ELÉTRICOS PARA ÁREAS CLASSIFICADAS EM UMA
UNIDADE DE PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS

Fábio Casale Padovani Neto

Agosto/2013

Orientador: Jorge Nemésio Sousa

Curso: Engenharia Elétrica

Um importante marco para a indústria brasileira foi a descoberta de reservas de petróleo de dimensões colossais na camada do pré-sal. O desenvolvimento de novas tecnologias tornou-se fundamental para possibilitar o avanço na exploração em águas profundas. Além disso, técnicas mais apuradas de seleção de equipamentos elétricos em plataformas de produção de petróleo e gás são imprescindíveis para garantir segurança e confiabilidade em instalações elétricas cada vez mais complexas. O presente trabalho consiste em apresentar as diretrizes necessárias para a correta seleção de motores elétricos em atmosferas explosivas, através do uso de normas brasileiras e internacionais. O risco de ignição é inerente aos equipamentos elétricos e deve ser mitigado para uma operação segura de toda a plataforma. O trabalho propõe também um estudo de caso, que permite verificar a conformidade de equipamentos elétricos em áreas classificadas.

Palavras-chave: Plataforma de Produção de Petróleo e Gás, Motor Elétrico, Áreas Classificadas, Confiabilidade.

Abstract of Undergraduate Project presented to Electrical Engineering Department as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Electrical Engineering.

SELECTION OF ELECTRICAL MOTORS FOR HAZARDOUS AREAS IN AN OIL
AND GAS PLATFORM

Fábio Casale Padovani Neto

August/2013

Advisor: Jorge Nemésio Sousa

Course: Electrical Engineering

An important fact to the Brazilian Industry was the discovery of colossal dimensions of oil and gas reserves on the pre-salt zone. The development of new technologies has become critical to enable an advanced deep water exploration. In addition, better techniques for selection of electrical apparatus in oil and gas platforms were essential to ensure safety and reliability in complex electrical installations. The present work aims to show the necessary guidelines for the correct selection of electrical apparatus in a hazardous area using Brazilian and International standards. The ignition risk is inherent to the electrical equipment and it must be mitigated for a safe operation on the whole platform. This study also offers a case study to check compliance of electrical equipment in areas with explosive atmospheres.

Keywords: Oil and Gas Platform, Electrical Motor, Hazardous Area, Reliability.

“Stay hungry, stay foolish!”

Steve Jobs

Sumário

1	Introdução.....	1
1.1	Apresentação.....	1
1.2	Objetivos – Gerais e Específicos.....	1
1.3	Importância do Estudo	2
1.4	Limitações do Estudo.....	2
1.5	Descrição do Trabalho	3
2	Visão Geral do Estudo.....	5
2.1	O Petróleo.....	5
2.2	Petróleo no Brasil.....	7
2.3	Desafios do Pré-Sal	8
2.4	Tipos de Unidades.....	9
2.4.1	Plataformas Fixas	10
2.4.2	Plataformas Auto-Eleváveis	11
2.4.3	Plataformas Flutuantes	12
2.4.4	Plataformas Submersíveis	14
2.5	Equipamentos Elétricos e Dispositivos em Plataformas	14
2.5.1	Geração.....	16
2.5.2	Distribuição	17
2.5.3	Cargas.....	18
3	Áreas Classificadas	21
3.1	Definição e Histórico	21
3.2	Critérios de Classificação.....	21
3.2.1	Área Não Classificada.....	22
3.2.2	Classificação de Ambientes.....	22
3.2.3	Classificação em Grupos.....	23
3.2.4	Classificação em Zonas	23
3.2.5	Classe de Temperatura	24
3.2.6	Classes de Líquidos.....	25
3.2.7	Limites de Inflamabilidade.....	25
3.2.8	Grau de Ventilação.....	26
3.3	Seleção de Equipamentos.....	27
3.3.1	Grau de proteção	27
3.3.2	Tipos de Proteção.....	29

3.3.3	Níveis de Proteção de Equipamentos (EPL)	35
3.3.4	Seleção de Equipamentos de acordo com os EPL.....	35
3.3.5	Seleção de acordo com Grupo do Equipamento.....	36
3.3.6	Purga	36
3.3.7	Sistemas de Fiação	37
3.3.8	Sistemas de Eletrodutos	38
3.3.9	Sistemas Mistos.....	38
3.3.10	Requisitos Adicionais para a Proteção ‘e’	39
3.3.11	Requisitos Adicionais para Invólucros Pressurizados	40
3.3.12	Marcação de Equipamentos Ex	41
4	Confiabilidade	42
4.1	Confiabilidade de Componentes	42
4.2	Manutenibilidade.....	43
4.3	Método de Redes.....	44
4.3.1	Sistema Série	44
4.3.2	Sistema Paralelo	45
4.3.3	Sistema Série-Paralelo.....	46
4.3.4	Sistema Complexo.....	47
5	Metodologia de Pesquisa.....	48
5.1	Delineamento da Pesquisa.....	48
5.2	Conceito e Classificação da Pesquisa.....	48
6	Estudo de Caso	51
6.1	Projeto Replicantes.....	51
6.2	Problemas do Caso	52
6.3	Alternativas de Solução.....	57
7	Conclusão e Sugestões de Trabalhos Futuros	59
	Referências Bibliográficas.....	61

Lista de Figuras

Figura 2.1 – Camada do Pré-Sal ^[12]	8
Figura 2.2 – Avanço na exploração de águas profundas ^[11]	9
Figura 2.3 – Tipos de plataformas (Adaptado pelo autor).....	10
Figura 2.4 – Plataforma fixa ^[6]	11
Figura 2.5 – Plataforma auto-elevável ^[11]	11
Figura 2.6 – Plataforma semi-submersível ^[6]	12
Figura 2.7 – Plataforma de pernas atirantadas ^[6]	13
Figura 2.8 – Navio-sonda ^[11]	13
Figura 2.9 – Unidade FPSO ^[11]	14
Figura 2.10 – Turbina aeroderivativa ^[15]	17
Figura 2.11 – Estrutura do Conversor de Frequência (Adaptado pelo autor).....	18
Figura 3.1 – Triângulo de fogo para explosão (Adaptado pelo autor)	22
Figura 3.2 – Terminologia para o Grau de Proteção ^[1]	28
Figura 3.3 – Motor ‘Ex d’ ^[17]	31
Figura 3.4 – Motor ‘Ex e’ ^[17]	32
Figura 3.5 – Motor ‘Ex p’ ^[17]	33
Figura 3.6 – Motor ‘Ex n’ ^[17]	34
Figura 3.7 – Unidade Seladora ^[19]	38
Figura 3.8 – Condutele ^[19]	40
Figura 3.9 – Marcação de Equipamentos Ex (Adaptado pelo autor).....	41
Figura 4.1 – Sistema Série	45
Figura 4.2 – Sistema Paralelo	45
Figura 4.3 – Sistema Série-Paralelo	47
Figura 5.1 – Fluxograma do processo de pesquisa	48
Figura 6.1 – Blocos de exploração Tupi – Guará ^[12]	51
Figura 6.2 – Módulo M-08 ^[24]	52

Lista de Tabelas

Tabela 2.1 – Principais países produtores de petróleo ^[7]	6
Tabela 2.2 – Principais países consumidores de petróleo ^[7]	6
Tabela 2.3 – Tensão nominais de equipamentos e dispositivos em uma plataforma ^[14]	15
Tabela 3.1 – Classificação de ambientes ^[1]	23
Tabela 3.2 – Classificação dos gases em grupos ^[2]	23
Tabela 3.3 – Classificação do Ambiente em Zonas ^[2]	24
Tabela 3.4 – Classe de temperatura ^[3]	25
Tabela 3.5 – Classes para líquidos combustíveis e inflamáveis ^[2]	25
Tabela 3.6 – Significado dos elementos do grau de proteção ^[1]	28
Tabela 3.7 – Simbologia para os tipos de proteção de equipamentos ^{[4] [18]}	30
Tabela 3.8 – Tipos de pressurização ^[1]	32
Tabela 3.9 – Níveis de proteção de equipamento (EPL) onde zonas são designadas ^[4]	35
Tabela 3.10 – Relação entre os tipos de proteção e os EPL ^[4]	36
Tabela 3.11 – Relação entre a subdivisão gás/vapor e grupo do equipamento ^[4]	36
Tabela 3.12 – Avaliação do risco potencial de centelhamento dos enrolamentos do estator ^[4]	39
Tabela 3.13 – Determinação do tipo de proteção de pressurização ^[4]	40
Tabela 6.1 – Tipos de cargas no módulo 08 ^[25]	52
Tabela 6.2 – Principais características das substâncias inflamáveis presentes no módulo 08 ^[24]	54
Tabela 6.3 – Especificação inicial dos motores do módulo 08	55
Tabela 6.4 – Especificações dos motores das duas alternativas	58

1 Introdução

1.1 Apresentação

Os equipamentos elétricos podem se constituir em fontes de ignição quando operando em uma atmosfera potencialmente explosiva ^[1]. Dentro das causas para essa ignição, encontram-se a abertura e fechamento de seus contatos, corrente de defeitos, ou ainda temperatura elevada de operação. Tais atmosferas explosivas podem surgir, em unidades de produção de petróleo e gás, onde existe o armazenamento, processamento ou manuseio de gases e líquidos inflamáveis.

Desse modo, a solução é prover meios para o uso de equipamentos elétricos nesses locais, permitindo que cumpram sua função sem se tornar risco para a segurança. Além do conhecimento do ambiente em que serão instalados, são fundamentais técnicas adequadas para proteção desses equipamentos, na fabricação, montagem e manutenção, garantindo um nível de segurança aceitável para a instalação.

Neste trabalho, serão utilizadas as normas ANSI/API ^[2], ABNT NBR IEC 60079-0^[3], ABNT NBR IEC 60079-14 ^[4] e IEC 60092-502 ^[26] como base, fornecendo os critérios para classificação de áreas em unidades de produção de petróleo e gás. A classificação contém informações do ambiente analisado, caracterizando o tipo de substância inflamável que pode estar presente no local, sua probabilidade de existência, os limites da área com risco de presença de mistura explosiva, classe de temperatura etc.

Além disso, serão apresentadas as diretrizes para seleção de motores elétricos, analisadas também sob o aspecto da garantia de uma maior confiabilidade. A escolha de um motor deve levar em consideração a garantia de uma operação segura e uma melhor relação custo-benefício.

1.2 Objetivos – Gerais e Específicos

O objetivo deste trabalho é reunir as diretrizes necessárias para a correta seleção de motores elétricos em áreas de atmosferas explosivas em unidades de produção de petróleo e gás, que são caracterizadas pela existência contínua ou ocasional de uma mistura explosiva. Essas diretrizes ^{[2] [3] [4]} apresentam as regras específicas para a classificação do local de instalação, bem como métodos a serem seguidos para adequar a disposição do equipamento ao tipo de local em que será instalado.

Além disso, também será analisado um exemplo para aplicação do tema estudado. A solução para o problema proposto engloba a melhor alternativa de se

especificar os motores elétricos de modo a garantir uma operação segura, com maior confiabilidade, levando-se em conta o custo benefício e facilitando a atuação de operadores e mantenedores.

1.3 Importância do Estudo

Segundo NETO ^[5], após a II Guerra Mundial, o uso de derivados de petróleo estimulou o aparecimento de plantas para extração, transformação e refino de substâncias químicas, necessárias para o desenvolvimento tecnológico e industrial. Nos processos industriais surgiram áreas de trabalho consideradas de risco, devido à possibilidade da presença de substâncias potencialmente explosivas.

Com o passar do tempo, a influência dos derivados do petróleo nas economias mundiais aumentou, e a ocorrência de acidentes em indústrias de processo químico tornou-se um problema de saúde pública. Os próprios trabalhadores são afetados, podendo também causar danos ambientais. No Brasil, o acidente ocorrido na plataforma P-34 da Petrobras, em 13 de outubro de 2002, ganhou destaque mundial, afetando consideravelmente a produção nacional de petróleo ^[5].

Dessa forma, os cuidados para uma correta seleção de equipamentos elétricos em áreas de atmosfera explosiva ganharam uma atenção especial. Caso ocorra liberação de energia elétrica ou térmica de forma inadequada no instante indevido (na presença de atmosfera explosiva), o efeito pode ser devastador, gerando explosões e ceifando vidas.

Portanto, é fundamental o estudo das normas nacionais e internacionais quando o assunto é atmosfera explosiva. O emprego de uma normalização técnica passou a ser uma premissa para todos os profissionais responsáveis pela elaboração de projetos, especificação de componentes e gerenciamento de riscos.

1.4 Limitações do Estudo

É considerada atmosfera explosiva o local aonde elementos de gás, vapor, poeira ou fibras apresentam-se em quantidade suficiente de modo que possam provocar ignição e explosão. Dessa forma, o conhecimento a respeito do comportamento dessas substâncias inflamáveis se faz necessário, em relação as suas propriedades físicas e químicas, principalmente quando submetidas a um processo de combustão.

O foco deste trabalho é o uso de normas brasileiras e internacionais para áreas classificadas com presença de gases ou vapores, a fim de garantir uma operação segura

de equipamentos elétricos reduzindo os riscos de explosão. O estudo também visa à seleção de motores elétricos em atmosferas explosivas.

Além disso, é necessário entender também que a redução dos riscos em unidades de produção de petróleo e gás vai além do estabelecimento de normas para atmosferas explosivas, detalhadas por este trabalho. Devem-se incluir também melhorias organizacionais das empresas, evitando decisões somente baseadas na busca de lucros financeiros.

1.5 Descrição do Trabalho

Este trabalho está organizado em seis capítulos, dispostos da seguinte forma: no capítulo 1, é realizada uma breve apresentação do tema, explicitando os objetivos propostos bem como a importância do estudo. Também são detalhadas as limitações à cerca do tema proposto, com a definição dos aspectos que não abrangem o escopo deste trabalho.

Em seguida, no capítulo 2 é apresentada uma visão geral do estudo. Breves históricos sobre o petróleo no Brasil e no mundo são introduzidos, seguido por uma ideia das perspectivas do setor em águas profundas, principalmente quando se diz respeito à camada do pré-sal. Também são descritos os diferentes tipos de unidades de produção de petróleo e gás existentes, bem como os equipamentos elétricos de geração, distribuição e carga que podem ser encontrados nessas unidades.

Os critérios para classificação de atmosferas explosivas e de seleção de equipamentos elétricos em áreas classificadas são descritos no capítulo 3. O emprego de normas brasileiras e internacionais ^{[2] [3] [4]} permite avaliar e estabelecer métodos para a instalação segura desses equipamentos em áreas perigosas.

O capítulo 4 apresenta conceitos a respeito da confiabilidade de sistemas, as configurações típicas de instalação, levando em conta os tempos médios de operação e de reparo dos equipamentos. Através do método de redes, é detalhado o cálculo da probabilidade de falha de sistemas, aspecto fundamental para garantia de uma operação segura de equipamentos elétricos.

O capítulo 5 trata da metodologia de pesquisa adotada neste trabalho. É apresentado o delineamento da pesquisa, detalhando o foco de estudo e a escolha pela realização de um estudo de caso.

No capítulo 6, o estudo de caso é analisado. O estudo apresenta um problema que não tem uma solução pré-definida, ilustrando as ações tomadas para identificar o problema, analisar as evidências, desenvolver argumentos lógicos, avaliar e optar pela melhor solução.

Por fim, no capítulo 7 é realizada uma discussão acerca do trabalho como um todo, apresentando um resumo do tema estudado, a análise da solução proposta para o problema encontrado no estudo de caso, sugestões para trabalhos futuros e as conclusões finais.

O trabalho se encerra com a apresentação das referências bibliográficas.

2 Visão Geral do Estudo

2.1 O Petróleo

O petróleo é uma substância oleosa, inflamável, formada a partir da matéria orgânica depositada junto com sedimentos. É o principal recurso energético do planeta e a principal fonte de renda de muitos países, principalmente do Oriente Médio. Apesar de ser um recurso natural abundante, já foi a causa de muitas guerras, considerando que sua prospecção envolve estudos complexos e custos elevados.

Basicamente, é formado por uma mistura de compostos químicos orgânicos, os hidrocarbonetos. A mistura pode estar no estado líquido ou gasoso, dependendo do tamanho de suas moléculas. Contudo, a separação desses compostos em componentes puros, ou em misturas de composição conhecida, é praticamente impossível.

Deste modo, a forma encontrada para separar o petróleo é dividi-lo em frações de acordo com a faixa de ebulição dos compostos. São extraídos derivados como: gasolina, parafina, gás natural, GLP (Gás Liquefeito de Petróleo), produtos asfálticos, solventes, óleos combustíveis, óleos lubrificantes, óleo diesel, justificando, assim, sua importância econômica no mundo.

Registros históricos apontam que o petróleo já era conhecido desde a antiguidade, entretanto o início de sua exploração comercial se deu nos Estados Unidos, em 1859^[6]. Descobriu-se que a sua destilação resultava em produtos mais lucrativos do que o querosene que, à época, era largamente utilizado para iluminação e obtido a partir do carvão e óleo de baleia. Posteriormente, com a invenção dos motores a gasolina e a diesel, consolidou-se o início da chamada era do petróleo.

A busca por petróleo no mundo foi então impulsionada, juntamente com o desenvolvimento gradual de técnicas especiais exploratórias. Isso também permitiu a redução dos custos de exploração e produção, criando novos cenários econômicos para a indústria petrolífera.

Com o passar dos anos, o petróleo se impôs como fonte de energia. Além da importância na produção de combustíveis, seus derivados são amplamente utilizados na indústria petroquímica para produção de novos compostos, como plásticos, borrachas,

tintas, dentre outros. O petróleo passou a ser imprescindível às facilidades e comodidades da vida moderna.

Atualmente Arábia Saudita, Rússia e Estados Unidos lideram a produção de petróleo no mundo segundo a *BP (British Petroleum* – uma das maiores empresas do mundo de petróleo e gás, que atua em mais de 70 países). A Tabela 2.1 apresenta a lista dos maiores produtores de petróleo do mundo em 2012, enquanto a Tabela 2.2 mostra o cenário de consumo, liderado pelos Estados Unidos.

Tabela 2.1 – Principais países produtores de petróleo ^[7]

	País	Produção de petróleo (Em milhões de barris/dia)	Variação 2011-2012	Participação Mundial
1	Arábia Saudita	11,530	3,70%	13,3%
2	Rússia	10,643	1,20%	12,8%
3	Estados Unidos	8,905	13,90%	9,6%
4	China	4,155	2,0%	5,0%
5	Canadá	3,741	6,80%	4,4%
6	Irã	3,680	-16,20%	4,2%
7	Emirados Árabes Unidos	3,380	1,60%	3,7%
8	Kuwait	3,127	8,90%	3,7%
9	Iraque	3,115	11,20%	3,7%
10	México	2,911	-0,7%	3,5%
11	Venezuela	2,725	-1,5%	3,4%
12	Nigéria	2,417	-1,9%	2,8%
13	Brasil	2,149	-2,0%	2,7%

Tabela 2.2 – Principais países consumidores de petróleo ^[7]

	País	Consumo de petróleo (Em milhões de barris/dia)	Variação 2011-2012	Participação Mundial
1	Estados Unidos	18,555	-2,3%	19,8%
2	China	10,221	5,0%	11,7%
3	Japão	4,714	6,3%	5,3%
4	Índia	3,652	5,0%	4,2%
5	Rússia	3,174	2,5%	3,6%
6	Arábia Saudita	2,935	3,9%	3,1%
7	Brasil	2,805	2,5%	3,0%
8	Coréia do Sul	2,458	2,5%	2,6%
9	Canadá	2,412	-0,9%	2,5%
10	Alemanha	2,358	-0,7%	2,7%

2.2 Petróleo no Brasil

Segundo THOMAS ^[6], a história do petróleo no Brasil iniciou-se em 1858, a partir do Decreto de número 2266, assinado por Marquês de Olinda, concedendo a José Barros Pimentel o direito de extração de mineral betuminoso para fabricação de querosene, na então Província da Bahia.

Inicialmente, as primeiras concessões e os primeiros poços tinham por objetivo procurar material para iluminação. Em 1891, têm-se notícias sobre pesquisas relacionadas diretamente com o petróleo, sendo o primeiro poço brasileiro com objetivo de encontrar petróleo perfurado em São Paulo em 1897 ^[8].

Ainda segundo THOMAS, o ano de 1919 foi marcado pela criação do Serviço Geológico e Mineralógico do Brasil, responsável pela perfuração de mais de 60 poços em várias estados brasileiros, ainda sem sucesso. Já em 1938, através do Departamento Nacional de Produção Mineral (DNPM), iniciou-se a perfuração de um poço em Lobato, BA. Esse poço se tornou um marco na história, como o descobridor do petróleo do Brasil, em 21 de janeiro de 1939.

A década seguinte foi caracterizada por um sensível aumento no número de poços perfurados. O primeiro campo comercial surgiu em 1941, em Candeias, BA ^[9]. Em 1953, no governo Vargas, um passo decisivo para o desenvolvimento de pesquisas do petróleo brasileiro foi a instituição do monopólio estatal do petróleo através da criação da Petrobras. Em 1974, a busca da autossuficiência em petróleo tornou-se uma política de Estado ^[10], tornando a Petrobras a responsável pela corrida para o mar, com a missão de explorar a costa brasileira em busca de petróleo.

Desde então, a empresa vem crescendo, apresentando a cada década avanços importantes na exploração e produção de petróleo no país. Na década de 60, ocorreu a primeira descoberta no mar, em Sergipe no campo de Guaricema. Nos anos 70, o grande marco foi a descoberta da província petrolífera da Bacia de Campos, RJ, e nos anos 80, dos campos de Marlim e Albacora.

Na década seguinte, grandes descobertas foram contabilizadas, tornando o Brasil nos anos 2000 reconhecido mundialmente pela sua capacidade de exploração em águas profundas. Em 2005 o país se tornou autossuficiente ^[9], capaz de prosseguir a expansão

da produção e criar novas técnicas para exploração dos volumes inéditos de petróleo na camada do pré-sal.

2.3 Desafios do Pré-Sal

A exploração *offshore* não é recente, bem como o desenvolvimento de tecnologias para ampliar e tornar mais eficiente o processo de exploração do petróleo. Entretanto, com o esgotamento das reservas conhecidas e com a maturidade de campos tradicionais, surgiu a necessidade da exploração em águas profundas. Dessa forma, deu-se ao Brasil a perspectiva pela liderança dentre os demais países da exploração e produção de petróleo nos próximos anos, graças à atuação da Petrobras.

Em 2007, a empresa anunciou a descoberta de campos de exploração de petróleo e gás na camada do pré-sal ^[11]. A camada do pré-sal é uma grande jazida de petróleo localizada abaixo do leito do mar (Figura 2.1), numa faixa entre os estados do Espírito Santo até Santa Catarina. Afastada de 100 a 300 km da costa, essas extensas reservas de petróleo farão do Brasil uma das maiores nações petrolíferas do mundo.

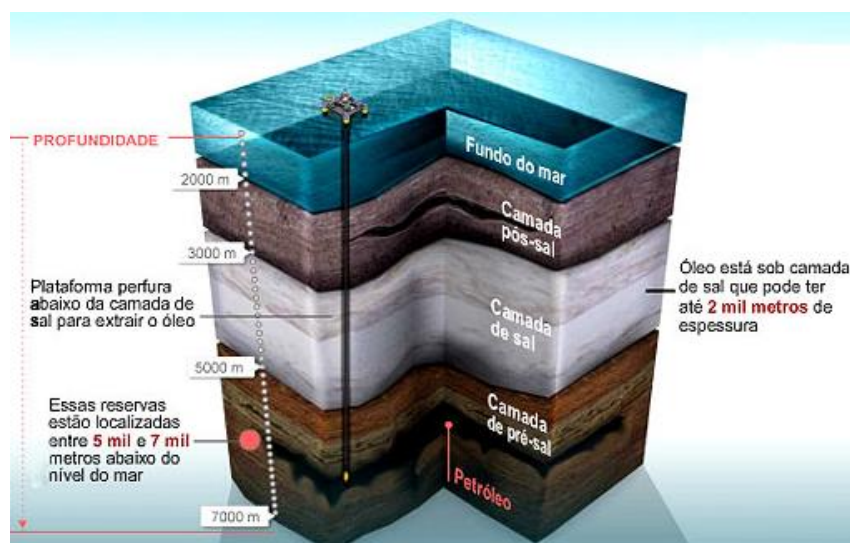


Figura 2.1 – Camada do Pré-Sal ^[12]

A eficiência da operação em águas profundas é garantida pelo desenvolvimento de tecnologia própria brasileira em parceria com universidades e centros de pesquisa. Desde o início da produção, em 2008, foi permitida a obtenção diária de mais de 300 mil barris, nas bacias de Santos e Campos. Em 2017, a estimativa é alcançar 1 milhão de barris por dia. O avanço da exploração pode ser observado pela Figura 2.2.

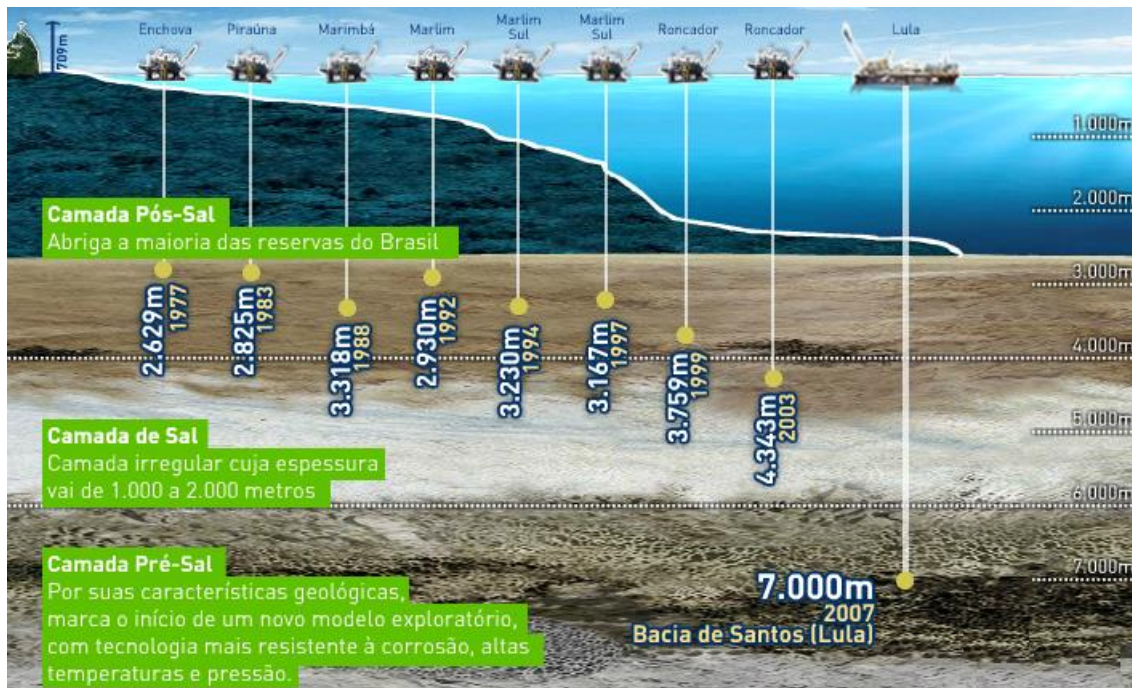


Figura 2.2 – Avanço na exploração de águas profundas ^[11]

É notório que essa descoberta torna-se o maior desafio já vislumbrado pela indústria de petróleo brasileira. Economicamente, o crescimento previsto nas atividades fez com que a Petrobras aumentasse os recursos programados em seu Plano de Negócios (2013-2017). A produção no pré-sal tornou-se uma realidade, atingindo 300 mil barris de petróleo por dia em 20 de fevereiro de 2013 ^[13].

O sucesso exploratório foi marcado pelo aumento das reservas. Entre janeiro de 2012 e fevereiro de 2013, foram realizadas mais de 50 descobertas de petróleo no Brasil, sendo 15 no pré-sal. Além disso, vários desafios tecnológicos foram superados, como melhorias na modelagem geológica para previsão do comportamento da produção, redução do tempo de perfuração dos poços, seleção de novos materiais com menores custos e qualificação de novos sistemas para coleta da produção.

2.4 Tipos de Unidades

O início da perfuração marítima se deu através de Unidades de Perfuração Marítima (UPM), caracterizadas por sondas terrestres instaladas em uma estrutura para perfuração em águas rasas. Com a necessidade de se explorar também em águas profundas, surgiram novas técnicas e tipos de equipamentos que possibilitaram o avanço da perfuração marítima.

As unidades desenvolvidas são plataformas marítimas responsáveis pela produção, transferência e armazenamento de petróleo. Basicamente, as plataformas podem ser classificadas como apoiadas no fundo do mar ou flutuantes [6]. A Figura 2.3 representa esquematicamente essa classificação. A definição de como será empregada é determinada por uma série de aspectos: lâmina d'água, condições do mar, relação custo/benefício, relevo do fundo do mar etc.

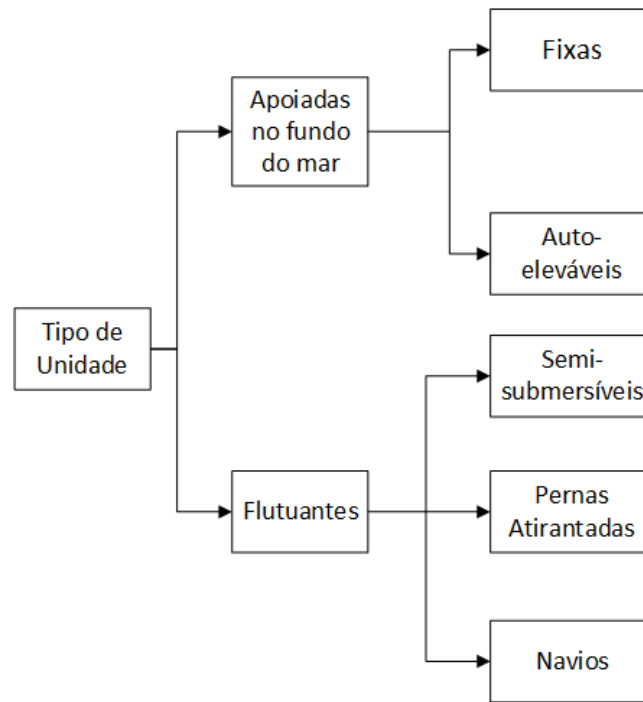


Figura 2.3 – Tipos de plataformas (Adaptado pelo autor)

2.4.1 Plataformas Fixas

Ilustradas na Figura 2.4, as plataformas fixas foram as primeiras unidades utilizadas. Seu uso é destinado aos campos localizados em lâminas d'água de até 300 metros. Sendo responsáveis por grande parte do petróleo produzido no mar, são instaladas no local de operação através de estacas cravadas no fundo do mar.



Figura 2.4 – Plataforma fixa ^[6]

Esse tipo de plataforma possui estruturas moduladas de aço. Sua aplicação atualmente é restrita aos campos já conhecidos, devido aos altos custos relacionados nas fases de projeto, construção e instalação da plataforma.

2.4.2 Plataformas Auto-Eleváveis

As plataformas auto-eleváveis (PAs) são unidades móveis, transportadas por rebocadores ou com propulsão própria. Basicamente, são compostas por uma balsa equipada com estruturas de apoio (ou pernas), acionadas mecanicamente ou hidraulicamente para atingir o fundo do mar. A plataforma é elevada acima do nível da água, a uma altura segura e fora da ação de ondas.

Como as PAs são estáveis, o tipo de perfuração utilizado por essa unidade é semelhante ao que é realizado em terra. Os poços exploratórios possuem lâmina d'água variando entre 5 a 130 metros. Esse tipo de plataforma é mostrado na Figura 2.5.



Figura 2.5 – Plataforma auto-elevável ^[11]

2.4.3 Plataformas Flutuantes

Uma unidade flutuante sofre movimentação devido à ação das ondas, correntes e ventos. Dessa forma, é necessário que fique posicionada dentro de um raio de tolerância, evitando a possibilidade de dano em equipamentos a serem descidos até o poço. O posicionamento da plataforma pode ser realizado por um sistema de ancoragem ou de posicionamento dinâmico.

O primeiro deles é constituído por oito a doze âncoras, cabos e/ou correntes. Quando ocorre a atuação de ondas, ventos ou correntezas, são responsáveis por restaurar a posição do flutuante, atuando como molas. Já o sistema de posicionamento dinâmico não fornece uma ligação física entre a unidade e o fundo do mar, exceto pelos equipamentos de perfuração. São sensores de posição que restauram a posição da plataforma.

Um exemplo desse tipo de unidade são as plataformas semi-submersíveis, conforme a Figura 2.6. Basicamente, são compostas de um ou mais conveses, apoiada por colunas em flutuadores submersos.



Figura 2.6 – Plataforma semi-submersível ^[6]

A Figura 2.7 apresenta outro tipo de plataforma, chamada de pernas atirantadas. Sua estrutura é similar à plataforma semi-submersível, com suas pernas principais ancoradas no fundo do mar por meio de cabos tubulares.

Essas plataformas também possuem operação de perfuração e completção (conjunto de serviços para possibilitar que os poços estejam em condições de operação após a perfuração, de forma segura e econômica) semelhantes às das plataformas fixas,

devido ao seu grau de flutuação com pernas tracionadas, que reduz o movimento da plataforma.

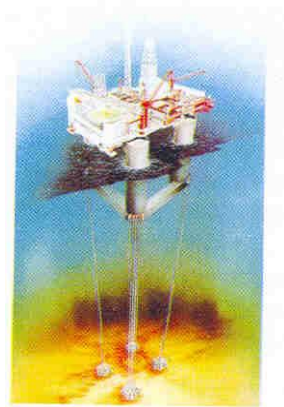


Figura 2.7 – Plataforma de pernas atirantadas ^[6]

As plataformas flutuantes podem ser do tipo Navio-sonda, ilustrada pela Figura 2.8. Esse tipo de navio é projetado para a perfuração de poços submarinos. Sua torre de perfuração é localizada no centro do navio, e uma abertura no casco permite a passagem da coluna de perfuração. Sensores acústicos formam o sistema de posicionamento, anulando a influência de ventos, ondas e correntes.



Figura 2.8 – Navio-sonda ^[11]

Outro tipo de navio empregado é classificado como FPSO (*Floating, Production, Storage and Offloading* – unidade flutuante de produção, armazenamento e transferência). São navios especiais capazes de processar, armazenar e transferir petróleo e/ou gás natural, conforme mostrado na Figura 2.9.



Figura 2.9 – Unidade FPSO ^[11]

No convés do navio é instalada uma planta de processo responsável por separar e tratar fluidos produzidos pelo poço. O processo é caracterizado pela separação água-gás-óleo, possibilitando armazenar o petróleo obtido nos tanques do próprio navio e escoar a produção através de navios aliviadores. A água obtida é tratada para o descarte no mar ou é re-injetada nos poços para manter a pressão nos reservatórios, enquanto o gás produzido na unidade é comprimido e enviado para terra através de gasodutos e/ou re-injetado no reservatório.

Normalmente, esse tipo de unidade é utilizado em locais de produção distantes da costa com inviabilidade de ligação por oleodutos ou gasodutos. Dessa forma, foi a opção escolhida para exploração do pré-sal brasileiro, possibilitando a retirada do petróleo em águas profundas e longe da costa.

2.4.4 Plataformas Submersíveis

Destinadas ao uso basicamente em águas calmas com pequena lâmina d'água, sua utilização é limitada. Esse tipo de plataforma tem sua estrutura montada sobre um flutuador e transportada até o local de instalação através de rebocadores. Já no local, são lastreadas até o seu casco inferior apoiar no fundo.

2.5 Equipamentos Elétricos e Dispositivos em Plataformas

Uma das primeiras questões a ser decidida no início de um projeto é estimar a carga normal de operação da planta a ser projetada. Em uma plataforma, a análise inicial das cargas passa pelo estabelecimento da quantidade de petróleo e gás que se deseja

produzir. Esse estudo possibilita uma análise das alternativas para o sistema de geração, levando em conta aspectos econômico-financeiros, qualitativos e de demanda de energia. Normalmente, a planta também possui um escopo destinado para uma futura expansão.

Em todo o processo, devem ser respeitados normas e padrões, acelerando a construção da planta e garantindo a confiabilidade do sistema. Todo sistema elétrico de uma unidade de produção de petróleo e gás tem sua estrutura típica, da qual é esperado: fonte de energia, transmissão e atendimento às cargas.

Nos tópicos seguintes serão detalhados os principais equipamentos e dispositivos encontrados em cada uma das partes do sistema. A Tabela 2.3 apresenta um exemplo desses equipamentos e suas respectivas tensões nominais de um sistema elétrico de uma plataforma.

Tabela 2.3 – Tensão nominais de equipamentos e dispositivos em uma plataforma ^[14]

Equipamento	Tensão Nominal / Número de fases ou pólos	Observações
Geradores principais	13,8 kVca 3 fases	--
Motores com potência nominal acima de 1200 kW	13,8 kVca 3 fases	--
Motores com potência nominal entre 150 kW e 1.200 kW	4 kVca 3 fases	--
Cargas resistivas com potência nominal acima de 4 kW	480 Vca 3 fases	--
Tomadas de força	480 Vca 3 fases	--
Motores com potência nominal até 150 kW, usando partida direta na rede	440 Vca 3 fases	--
Motores com potência nominal até 355 kW, usando <i>soft-starter</i> ou VSD	440 Vca 3 fases	--
Motores e cargas para câmaras de refrigeração, cozinhas e lavanderias	220 Vca 3 fases	--
Cargas resistivas com potência nominal até 4 kW	220 Vca 2 fases	--
Aquecedor anti-condensação	220 Vca 2 fases	Alimentado por painéis de iluminação normal
Tomadas de uso geral para áreas externas	220 Vca 3 fases	--
Tomadas de uso geral para áreas internas e externas	220 Vca 2 fases	--
Motores <i>fan coil</i> com potência nominal até 0,5 kW	220 Vca 2 fases	Alimentado por painéis de iluminação normal

Equipamento	Tensão Nominal / Número de fases ou pólos	Observações
Iluminação normal	220 Vca 2 fases	--
Iluminação essencial	220 Vca 2 fases	--
Iluminação de emergência	220 Vcc 2 fases	Alimentado por baterias
Equipamentos de telecomunicações	48 Vcc 2 fases ou 24 Vcc 2 fases	--
Sensores de gás e incêndio	24 Vcc 2 fases	--
Tomadas das acomodações	127 Vca 1 fase	--

2.5.1 Geração

O sistema de geração é dimensionado de acordo com o destino da energia gerada e a quantidade da mesma. O projeto também leva em consideração o aspecto da redundância. Esse termo descreve a capacidade do sistema em superar a falha de um dos seus componentes através do emprego de um segundo dispositivo redundante que está imediatamente disponível para o uso quando ocorre uma falha do dispositivo primário do sistema.

A geração principal é formada por dois ou mais geradores, acionados por turbinas à gás ou diesel. Durante picos de cargas, todos os geradores devem atender a demanda, visto que todo o sistema elétrico deve estar adequado para essa condição de operação.

Usualmente, em unidades com geração acima de 1000 kW, o gás é utilizado como fluido de acionamento das turbinas da geração principal ^[9]. Abaixo desse valor ou na falta desse combustível, as turbinas são acionadas imediatamente por diesel. Esse combustível também é empregado para a geração emergencial.

Para turbinas à gás, dois modelos são empregados ^[15]: o primeiro deles, as turbinas aeroderivativas, são compactas e com peso reduzido, possuindo alta confiabilidade e tempo reduzido de manutenção. A Figura 2.10 mostra um exemplo deste tipo de turbina, com utilização frequente em unidades *offshore*.

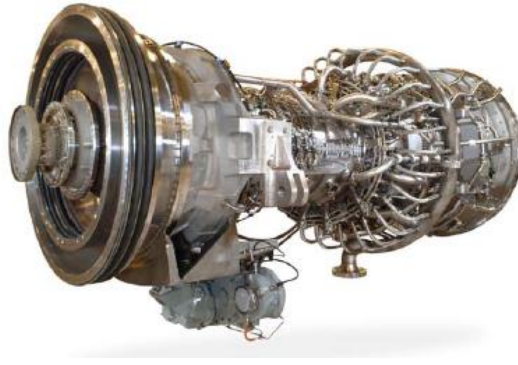


Figura 2.10 – Turbina aeroderivativa ^[15]

O segundo modelo de turbina, denominado turbina industrial leve, possui construção mais robusta e maior resistência a ambientes agressivos. Apresenta uma série de desvantagens quanto à turbina aeroderivativa: é mais pesada, menos eficiente, possui menor taxa de compressão e maior temperatura de exaustão. Entretanto, é mais barata e possui manutenção mais simples.

Existe também o sistema de geração de emergência, constituído por um ou mais geradores, acionados por motores diesel. Esse sistema é capaz de atender à demanda de energia dos sistemas essenciais da plataforma no caso de emergência ou sem a geração principal.

A plataforma ainda conta com um sistema ininterrupto de fornecimento de energia, o chamado UPS (*Uninterruptible Power Supply*). Esse sistema é alimentado por geradores, podendo estar equipado com inversor para aplicações em corrente alternada.

2.5.2 Distribuição

- **Painéis**

O sistema de distribuição deve ser concebido com adequada redundância, permitindo que uma falha em qualquer circuito não comprometa todo o sistema. A distribuição é constituída por um painel de distribuição de alta tensão (CDC, ou *switchgear*). Esse painel recebe alimentação direta da geração principal e alimenta cargas de alta tensão, o CCM (Centro de Controle de Motores) e transformadores abaixadores de tensão que alimentam CDC de baixa tensão.

A alimentação das cargas de baixa tensão com maior potência é atribuída aos painéis de distribuição de baixa tensão. Já as cargas de menor potência são alimentadas através dos CCM.

É possível que haja duas saídas nessas unidades de distribuição de potência: uma de corrente contínua destinada a pequenas cargas do sistema de controle, e outra em corrente alternada, para cargas maiores.

Além dos painéis, é importante afirmar a importância de transformadores e cabos navais elétricos para o sistema de distribuição. O transformador é responsável pela adequação da geração à demanda, elevando ou abaixando os níveis de tensão. E os cabos são equipamentos fundamentais para qualquer sistema de potência, levando energia elétrica desde a geração até as cargas.

2.5.3 Cargas

Como mencionada, a carga é um dos primeiros aspectos a serem estimados na parte inicial de um projeto para construção de uma unidade de petróleo e gás. O acionamento de algumas partes dessas cargas é realizado por conversores de frequência, responsáveis pela adequação à alimentação das cargas.

- **Conversores de frequência**

Os conversores de frequência são fundamentais para o acionamento de cargas que necessitam de controle de partida ou velocidade. Com isso, a carga é atendida corretamente. São constituídos por dois blocos, representados na Figura 2.11. O primeiro é composto por um retificador, que transforma a tensão alternada da rede em contínua. A ligação para o segundo bloco é feita por um banco de capacitores ou, em alguns casos, por filtros de alta frequência.

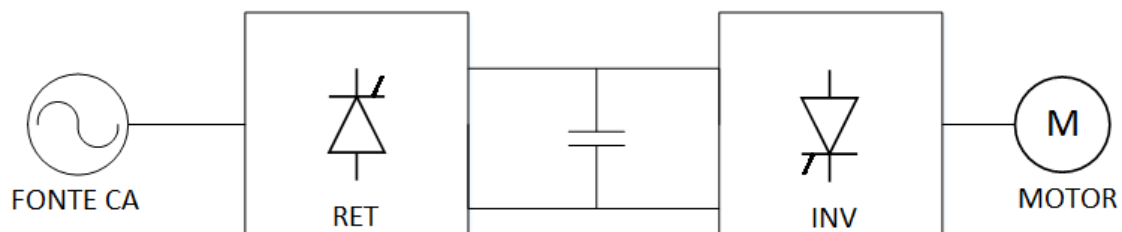


Figura 2.11 – Estrutura do Conversor de Frequência (Adaptado pelo autor)

O bloco de saída é composto por um inversor, que transforma a corrente contínua em alternada na frequência desejada para acionamento do motor. Esse conversor também atua como proteção, evitando os efeitos causados por possíveis flutuações da rede.

A sua aplicação tem diversas vantagens, como a economia de energia, maior controle sobre a operação dos motores e maior confiabilidade do sistema. Além disso, permite-se uma partida de motores mais suaves, sem comprometimento da rede.

A operação desses conversores é realizada através de dispositivos semicondutores nos estados de saturação e bloqueio ^[16]. Só é possível a produção de sinais de amplitude e frequência variáveis, a partir de fontes CC, através de algum mecanismo de acionamento como, por exemplo, a modulação por largura de pulsos *PWM - Pulse Width Modulation*.

- **Motores elétricos**

Os motores elétricos são imprescindíveis para o funcionamento de uma unidade de produção de petróleo e gás. Possuem diversas aplicações, sendo em geral utilizados para acionamento de bombas. Essas bombas são empregadas no bombeamento/reinjeção de água e outros líquidos, bem como em equipamentos auxiliares responsáveis pela separação gás-líquido, óleo-água ou multifásica.

Os motores podem ser acionados por conversores de frequência, tornando possível a variação do nível de vazão do líquido que circula pela tubulação. Em áreas classificadas, ambos devem ter certificação compatível, levando em consideração o tipo de conversor e a faixa de variação de frequência.

Para a implementação do conversor, é necessário utilizar um filtro de entrada para minimizar os harmônicos injetados no sistema elétrico pelo uso do inversor. O inversor de frequência é uma carga linear que injeta harmônicos na rede ^[14].

- **Iluminação**

O sistema de iluminação em uma plataforma pode ser dividido em três tipos: iluminação normal, essencial e emergencial. A iluminação normal é proveniente do sistema de distribuição normal, sendo é desligada quando a geração principal estiver desligada.

O segundo tipo é responsável por iluminar toda a plataforma em caso de falha da geração principal, sendo alimentado pela geração de emergência. Esse circuito de iluminação essencial permanece desligado durante o tempo da falta da geração principal e a partida da geração de emergência.

Por fim, tem-se a iluminação emergencial. É a mínima iluminação exigida para garantir a segurança na realização do abandono da instalação. Devem ser previstas lâmpadas de emergência para cada saída de sala da unidade e ao longo de toda rota de fuga, inclusive em escadas. É alimentada a partir de um conjunto retificador-inversor, e na ocorrência de falta de energia elétrica, passa a ser suprido por um banco de baterias.

3 Áreas Classificadas

3.1 Definição e Histórico

A área classificada pode ser definida ^[3] como uma região tridimensional ou espaço na qual uma atmosfera explosiva está presente ou pode ser prevista para estar presente, em quantidades tais que requeiram precauções especiais para construção, instalação e utilização de equipamentos. Para isso, é necessária a adoção de um padrão de classificação adequado.

Historicamente, o início da produção industrial brasileira contou com a presença de materiais importados norte-americanos. Com isso, era comum a orientação da normalização técnica pelas normas americanas, destacando-se as publicações da API (*American Petroleum Institute* – Instituto Americano de Petróleo) e da NEC (*National Electrical Code* - Código Elétrico Nacional).

No início da década de 80, foi implantada na ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas, uma comissão que ficou encarregada de elaborar normas brasileiras sobre equipamentos e instalações elétricas em atmosferas explosivas ^[1]. Inicialmente, a elaboração adotou como base as normas internacionais, evoluindo, com o passar do tempo, a fim de tornar mais seguro o gerenciamento de áreas de risco de explosão.

A década de 90 foi marcada pela obrigatoriedade da certificação de motores e classificação de áreas de risco ^[17]. Desde então, o que se viu foi o desenvolvimento de técnicas de proteção para que medidas construtivas sejam projetadas e aplicadas nos equipamentos, visando torná-los aptos a operar em áreas de risco.

3.2 Critérios de Classificação

As instalações petrolíferas são caracterizadas pela produção, processamento, armazenamento e/ou manipulação de líquidos, gases ou vapores inflamáveis. Essas substâncias podem ocasionalmente formar uma atmosfera inflamável e explosiva. Devido a isso, torna-se necessário uma série de precauções para a seleção e instalação temporária ou permanente de equipamentos elétricos.

Existem três condições mínimas para a formação de uma mistura explosiva, representados pela Figura 3.1. Primeiramente, gás ou vapor inflamável deve estar presente. Além disso, essas substâncias devem formar uma mistura com o oxigênio

(comburente) em proporções e quantidades adequadas para produzir uma mistura inflamável/explosiva. Por fim, deve ocorrer a ignição, o que, para instalações elétricas, refere-se a níveis operativos dos equipamentos suficientes para levar à ignição.

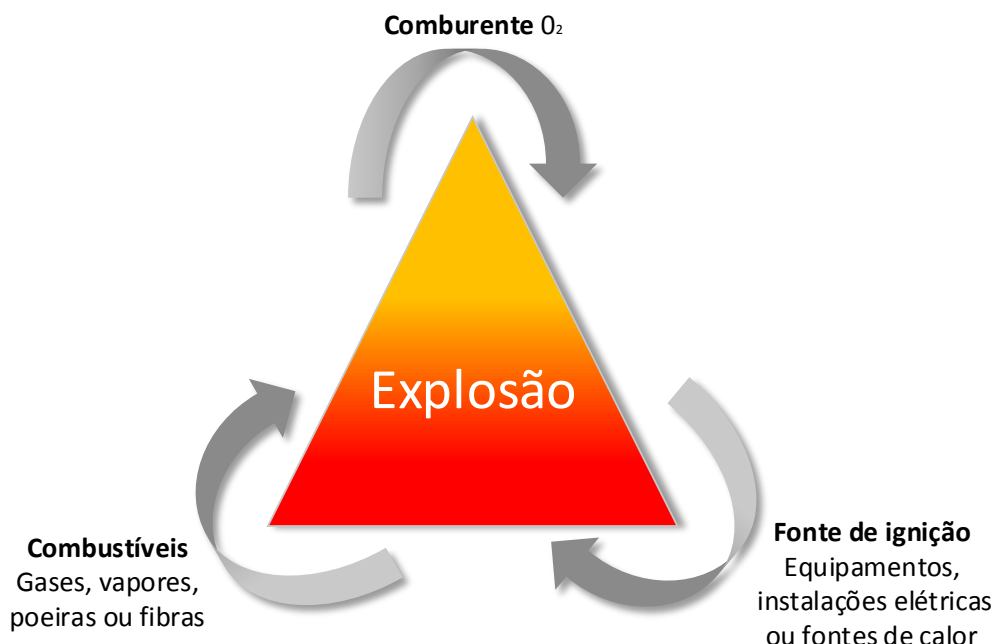


Figura 3.1 – Triângulo de fogo para explosão (Adaptado pelo autor)

O estudo de atmosferas explosivas serve de subsídio para o planejamento, detalhamento e execução de todo o sistema elétrico de uma unidade de produção de petróleo. A seleção dos equipamentos elétricos deve considerar a compatibilidade das características inerentes dos equipamentos com a atmosfera potencialmente explosiva de operação, com o mínimo risco de que causem inflamação no ambiente onde estão instalados.

3.2.1 Área Não Classificada

Primeiramente, é necessário definir o conceito de área não classificada. Está fora do escopo deste trabalho, sendo caracterizada pela inexistência de uma atmosfera explosiva em quantidade tal que requeira precauções especiais para construção, instalação e utilização de equipamentos elétricos.

3.2.2 Classificação de Ambientes

Quando o assunto é sobre atmosferas explosivas, é necessário classificar diferentes tipos de ambientes onde pode ocorrer presença de produtos inflamáveis. Cada um deles se difere no estado físico da substância presente. São divididos em três classes

^[1], levando em consideração se estão na forma de gás ou vapor, poeira ou fibra. O escopo deste trabalho só abrangerá a classe I, conforme detalhado no item 1.4 – Limitações do estudo. A Tabela 3.1 ilustra essa classificação.

Tabela 3.1 – Classificação de ambientes ^[1]

Classe de ambientes	Tipo de substância encontrada
I	Gases e vapores
II	Poeira
III	Fibra

3.2.3 Classificação em Grupos

Uma vez definido o ambiente caracterizado pela presença de gás ou vapor, o próximo passo para a classificação consiste em definir sob qual grupo os gases encontrados no ambiente são classificados, de acordo com a Tabela 3.2. As substâncias que possuem similaridade do ponto de vista de comportamento durante um processo de explosão pertencem a um mesmo grupo. Por exemplo, essas propriedades similares se referem a velocidade de propagação da chama, elevação de temperatura, elevação de pressão etc.

Tabela 3.2 – Classificação dos gases em grupos ^[2]

Grupo	Área de operação e gases encontrados
I	Ambientes contendo grisu (mistura de metano - CH ₄ ; e oxigênio-O ₂). A mistura de gases é caracterizada pela presença principalmente de metano, encontrado no subsolo, geralmente em minas.
II	O grupo II é usado para descrever gases encontrados na superfície. É subdividido em IIA, IIB e IIC, de acordo com o gás encontrado.
IIA	Atmosferas contendo acetona (C ₃ H ₆ O), amônia, álcool etílico, metano, propano (C ₃ H ₈) ou vapores ou gases de risco equivalente. O gás representativo é o propano.
IIB	Atmosferas contendo acetaldeído, etileno (C ₂ H ₄), ou gases ou vapores de risco equivalente. O gás representativo é o etileno.
IIC	Atmosferas contendo acetileno (C ₂ H ₂), hidrogênio (H ₂), ou gases ou vapores de risco equivalente. O gás representativo é o hidrogênio.

3.2.4 Classificação em Zonas

Para ambientes de classe I, as diferentes áreas de uma unidade são classificadas em zonas ^[2], conforme a probabilidade da existência de uma mistura explosiva (Tabela

3.3). Essa probabilidade está intimamente ligada ao grau de ventilação do ambiente, retratada na seção 3.2.8 deste trabalho.

Tabela 3.3 – Classificação do Ambiente em Zonas ^[2]

Zona	Descrição do Local
Zona 0	Área onde as concentrações inflamáveis de gases ou vapores estão presentes continuamente; ou ainda essa concentração está presente por longos períodos de tempo.
Zona 1	Área onde as concentrações inflamáveis de gases ou vapores estão presentes em valores acima das condições normais de operação; ou essa concentração está presente devido a manutenção ou reparo frequente sob condições operativas; ou onde um equipamento é operado ou são realizados processos de tal natureza que a quebra do equipamento ou falhas na operação podem resultar na liberação de concentrações de gases ou vapores inflamáveis e causar também a falha simultânea de um equipamento elétrico, tornando esse uma fonte de ignição; ou ainda estar próximo de regiões classificadas como Zona 0.
Zona 2	Área onde as concentrações inflamáveis de gases ou vapores não são susceptíveis de ocorrer em operação normal, e se vier a ocorrer será apenas por um período curto de tempo; ou onde líquidos voláteis inflamáveis gases ou vapores inflamáveis são tratados, processados ou usados, estando confinados em recipientes que podem sofrer vazamento devido à ruptura acidental ou resultado do anormal funcionamento do equipamento; ou onde as concentrações inflamáveis de gases e vapores normalmente são impedidas por uma ventilação forçada, mas que podem se tornar perigosos caso ocorra mal funcionamento da ventilação; ou ainda estando adjacente a uma região classificada como Zona 1.

3.2.5 Classe de Temperatura

O equipamento elétrico deve ser selecionado de forma que sua temperatura máxima de superfície não alcance a temperatura de ignição de qualquer gás, vapor ou névoa que possa estar presente. Para isso, os equipamentos são agrupados em diferentes classes de temperatura ^[3]. Essas classes são itens de marcação obrigatória da maioria dos equipamentos elétricos para áreas classificadas.

Para equipamentos elétricos do grupo II, ou seja, aqueles que são destinados para utilização em locais com uma atmosfera explosiva de gás de propano, etileno ou hidrogênio, a temperatura máxima de superfície não pode exceder a máxima temperatura da superfície atribuída, de acordo com a Tabela 3.4.

Tabela 3.4 – Classe de temperatura ^[3]

Classe de temperatura	Máxima temperatura da superfície (°C)
T1	450
T2	300
T3	200
T4	135
T5	100
T6	85

Essa classificação é uma informação para o usuário do equipamento, contendo as características do equipamento em operação normal ou de sobrecarga prevista. É considerada a temperatura ambiente máxima igual a 40°C.

Embora a maioria dos produtos inflamáveis possua temperaturas de ignição elevadas e a maioria dos equipamentos opera com temperaturas de superfície relativamente baixas, existem alguns equipamentos caracterizados elevadas temperaturas operativas, como por exemplo, os resistores de aquecimento. Dessa forma, é fundamental sempre compatibilizar as temperaturas de superfície para níveis menores que as temperaturas de ignição dos gases presentes no local de instalação.

3.2.6 Classes de Líquidos

A ANSI/API ^[2] fornece uma divisão dos líquidos combustíveis e inflamáveis em classes, de acordo com o ponto de fulgor da substância. Esse ponto é definido por essa norma como a menor temperatura na qual um líquido libera vapor em quantidade suficiente para formar uma mistura inflamável, perto da superfície do líquido ou no interior do vaso utilizado. A Tabela 3.5 detalha os critérios de classificação.

Tabela 3.5 – Classes para líquidos combustíveis e inflamáveis ^[2]

Classe de líquidos	Ponto de fulgor
I	Menor que 37,8°C
II	Entre 37,8°C e 60°C
III	Maior que 60°C

3.2.7 Limites de Inflamabilidade

Durante o processo de evaporação de líquidos inflamáveis, diferentes tipos de misturas com suas respectivas fases de concentração podem ser encontrados. Uma mistura é dita pobre quando se encontra com baixa concentração.

Quando a temperatura de fulgor é atingida, a mistura se torna inflamável. A mínima concentração na qual uma mistura se torna inflamável é definida ^[1] como limite inferior de inflamabilidade, e a sua respectiva temperatura como ponto inferior de inflamabilidade.

Já o limite superior de inflamabilidade é caracterizado por uma mistura inflamável com altas porcentagens de gases e vapores tornando a concentração de oxigênio tão baixa, que uma eventual ignição não é suficiente para gerar uma explosão. Essa mistura é atingida por uma alta temperatura, denominada ponto superior de inflamabilidade. Sabe-se que uma atmosfera contendo menos do que 10% em volume de oxigênio não se torna explosiva ^[1].

Com isso, é possível definir uma faixa de inflamabilidade para uma determinada substância. Uma faixa de inflamabilidade maior apresenta maior risco, uma vez que o tempo de permanência com mistura inflamável após sua liberação para a atmosfera será tanto maior quanto maior for a faixa de inflamabilidade da substância.

3.2.8 Grau de Ventilação

A formação de uma atmosfera inflamável pode ser minimizada ou evitada através da ventilação. É uma técnica utilizada como proteção para garantir que a concentração do produto inflamável esteja sempre abaixo do limite inferior de inflamabilidade. O grau de ventilação é fundamental para uma área classificada, visto que a extensão de uma nuvem de gás ou vapor inflamável e o tempo pelo qual ela permanece após o fim do vazamento pode ser controlada através da ventilação.

Entretanto, a ventilação é uma das variáveis muitas vezes de difícil avaliação. Em geral, pode-se classificar a ventilação de três formas ^[1]: ventilação natural, limitada ou artificial. A primeira delas é caracterizada por no mínimo uma troca de ar por hora, ou seja, nesses ambientes o ar é trocado uma vez a cada hora, influenciado somente pelas correntes de convecção.

Para ambientes externos, a ventilação natural é suficiente para assegurar a dispersão de uma eventual formação de atmosfera explosiva. A avaliação assumida de velocidade do vento para esses ambientes é de no mínimo igual a 0,5 m/s, estando presente de modo contínuo.

Quando há barreiras à ventilação natural, como prédios e paredes, a ventilação é dita inadequada ou limitada.

E, por fim, existe também a ventilação artificial. Por meio dela torna-se possível empregar grandes quantidades de ar, proporcionando circulação de ar. Através da ventilação artificial é possível obter a redução do tipo e/ou extensão das zonas. A eficiência desse tipo de ventilação é fundamental, principalmente quando ocorrer o risco de formação de uma atmosfera explosiva no ambiente. É fundamental assegurar que os dispositivos responsáveis pela ventilação artificial, como ventiladores, dutos, difusores, etc., não parem de funcionar.

3.3 Seleção de Equipamentos

Deve-se assegurar que a seleção, especificação e instalação dos equipamentos elétricos atendam às exigências da área classificada. Durante a vida útil dos equipamentos, inspeções inicial e periódica devem ser realizadas para garantir a manutenção da integridade da instalação elétrica. A supervisão dessas atividades deve ser executada por profissionais qualificados.

Segundo a ABNT ^[3], para a realização de uma inspeção e manutenção de equipamentos em atmosferas explosivas, devem ser disponibilizadas documentações referentes à classificação de áreas, grupo dos equipamentos e classe de temperatura. Essas informações são obtidas durante a fase de projeto, desenvolvidas através de dados de processo, como pressão e concentração de produtos inflamáveis presentes no processamento.

Esses documentos também compreendem desenho de plantas e cortes com a extensão das áreas classificadas, detalhando as substâncias inflamáveis encontradas no processo com seu respectivo grupo de gases.

As recomendações apresentadas a seguir podem ser encontradas nas normas ABNT ^[3] ^[4] e apresentam definições e terminologias necessárias no auxílio de uma correta seleção de equipamentos elétricos em atmosferas explosivas, bem como para o emprego do sistema de fiação apropriado para áreas classificadas.

3.3.1 Grau de proteção

Todo equipamento elétrico deve possuir uma proteção inerente, capaz de evitar, principalmente, danos físicos às pessoas (choques, ferimentos etc.) e danos ao próprio

equipamento (a entrada de corpos estranhos em seu interior como, por exemplo, água). Durante sua operação, podem ser severamente afetados pelas condições do ambiente em que são utilizados, como corrosão, temperatura ambiente, exposição à radiação ultravioleta etc.

Outro efeito a se considerar é a influência da altitude. Por exemplo, motores elétricos operando acima de 1.000 m apresentam problemas de aquecimento causados pela rarefação do ar, causando a perda do seu poder de arrefecimento.

A denominação de grau de proteção não é específica para equipamentos elétricos de uso em atmosferas explosivas, mas serve como característica adicional aos tipos de proteção. Os invólucros (envoltórios) dos equipamentos são designados ^[3] por uma simbologia que é composta de uma sigla IP - Índice de Proteção, seguida de dois dígitos, uma letra adicional e uma letra suplementar, conforme a Figura 3.2.

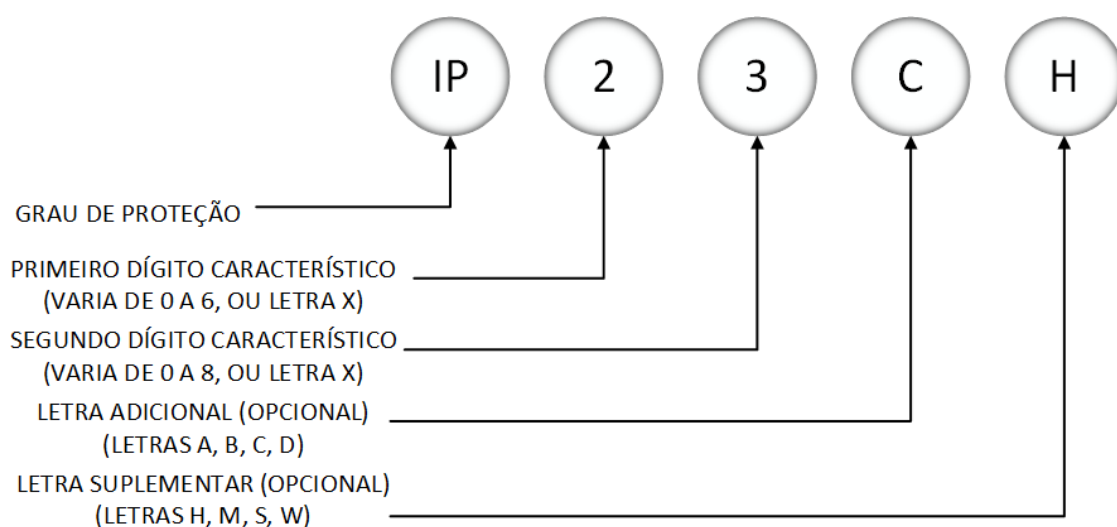


Figura 3.2 – Terminologia para o Grau de Proteção ^[1]

A Tabela 3.6 detalha o significado de cada elemento.

Tabela 3.6 – Significado dos elementos do grau de proteção ^[1]

Dígito Característico	IP	Significado Relativo à Proteção do Equipamento	Significado Relativo à Proteção de Pessoas
Primeiro dígito característico		Contra a penetração de corpos sólidos estranhos	Contra acesso a partes perigosas com
	0	Não protegido	Não protegido
	1	Protegido contra objetos sólidos de dimensão maior que 50 mm	Dorso da mão
	2	Protegido contra objetos sólidos de dimensão maior que 12 mm	Dedo

Dígito Característico	IP	Significado Relativo à Proteção do Equipamento	Significado Relativo à Proteção de Pessoas
Primeiro dígito característico	3	Protegido contra objetos sólidos de dimensão maior que 2,5 mm	Ferramenta
	4	Protegido contra objetos sólidos de dimensão maior que 1,0 mm	Fio
	5	Protegido contra poeira e contato a partes internas ao invólucro	Fio
	6	Totalmente protegido contra poeira e contato a parte interna	Fio
Segundo dígito característico		Contra a penetração de água com efeitos danosos	
	0	Não protegido	
	1	Protegido contra queda vertical de gotas de água	
	2	Protegido contra queda de água com inclinação de 15° com a vertical	
	3	Protegido contra água aspergida	--
	4	Protegido contra projeções de água	
	5	Protegido contra jatos de água	
	6	Protegido contra ondas do mar	
	7	Protegido contra os efeitos da imersão	
8	Protegido contra submersão		
Letra adicional (opcional)	-		Contra acesso a partes perigosas com:
	A	--	Não protegido
	B		Dorso da mão
	C		Dedo
	D		Ferramenta
			Fio
Letra suplementar (opcional)		Informação suplementar referente a:	
	H	Equipamento de alta tensão	
	M	Movimento durante ensaio	--
	S	Estático durante ensaio	
	W	Intempérie	

3.3.2 Tipos de Proteção







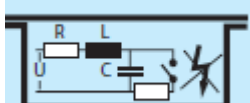
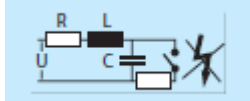
Além da proteção inerente que possuem, os equipamentos devem ser projetados de maneira que estejam aptos a operar em áreas de atmosfera explosivas. Nessas áreas, a combinação de três fatores, de forma simultânea, leva à condição de incêndio ou explosão: ar, produto inflamável e fonte de ignição.

Dessa forma, medidas construtivas devem ser aplicadas nos equipamentos visando à eliminação de pelo menos um desses fatores fundamentais. Por exemplo,

pode-se preencher o interior do invólucro com algum meio inerte, como óleo, areia, impedindo a existência de ar suficiente para formação de uma mistura explosiva.

Essas técnicas construtivas são normalizadas, de acordo com a Tabela 3.7, que também mostra as representações simplificadas de cada um. São os chamados ‘tipo de proteção de equipamento’, sempre precedidos pelo termo ‘Ex’, qual indica que são equipamentos destinados para operação em atmosfera explosiva.

Tabela 3.7 – Simbologia para os tipos de proteção de equipamentos ^{[4][18]}

Tipo de Proteção	Código	Representação simplificada
Invólucros à prova de explosão	Ex d	
Segurança aumentada	Ex e	
Imersão em óleo	Ex o	
Invólucros pressurizados	Ex p	
Imersão em areia	Ex q	
Encapsulamento	Ex m	
Intrinsecamente seguro	Ex i	
Não acendível	Ex n	
Proteção especial	Ex s	--

No caso de motores elétricos, os tipos de proteção mais comuns e aplicáveis são ^[14]: invólucro a prova de explosão (d), segurança aumentada (e), não acendível (n), intrinsecamente seguro (i) e pressurizado (p).

- **Equipamentos elétricos à prova de explosão (Ex d)**

O invólucro à prova de explosão (Ex d) é a mais antiga solução para a construção de equipamentos elétricos para atmosferas explosivas. É ilustrado pela Figura 3.3.

Seu invólucro deve ser capaz de suportar uma pressão de explosão interna sem se romper e não permitir que a explosão se propague no meio externo. O termo em alemão é *druckfeste kapselung* (que suporta pressão interna) de onde se originou a letra ‘d’.



Figura 3.3 – Motor ‘Ex d’ ^[17]

- **Equipamentos elétricos de segurança aumentada (Ex e)**

A Figura 3.4 apresenta um motor com o segundo tipo de proteção, denominado segurança aumentada. Está baseado em critérios construtivos adicionais aplicados aos equipamentos que não produzem arcos, centelhas ou altas temperaturas capazes de gerar explosão ou incêndio em condições normais de operação.

Seu universo de aplicação é limitado, sendo empregado em alguns equipamentos e dispositivos, como: motores de indução, luminárias, caixas de ligação, transformadores de controle e medição, baterias e resistores de aquecimento.



Figura 3.4 – Motor ‘Ex e’ ^[17]

- **Equipamentos elétricos imersos em óleo (Ex o)**

Para equipamentos que estão inteiramente ou parcialmente imersos num líquido de proteção de modo que, se houver uma atmosfera inflamável acima do líquido ou na parte externa do invólucro, essa atmosfera não é possível de ser inflamada, a simbologia usada é ‘Ex o’. São os chamados equipamentos elétricos imersos em óleo, e esse tipo de proteção somente é aplicável para equipamentos fixos.

- **Equipamentos elétricos pressurizados (Ex p)**

A pressurização de equipamentos pode ser definida ^[4] como uma técnica de prevenção contra o ingresso de atmosfera externa no interior do invólucro, através da manutenção de um gás de proteção interna, a uma pressão acima da atmosfera externa. Existem três tipos de pressurização ^[1], detalhados na Tabela 3.8. A Figura 3.5 apresenta um motor com esse tipo de proteção.

Tabela 3.8 – Tipos de pressurização ^[1]

Tipo de Pressurização	Definição
px	Reduz a classificação no interior do invólucro pressurizado de Zona 1 para não classificada ou Grupo I para não classificada.
py	Reduz a classificação no interior do invólucro pressurizado de Zona 1 para Zona 2.
pz	Reduz a classificação no interior do invólucro pressurizado de Zona 2 para não classificada.



Figura 3.5 – Motor ‘Ex p’ ^[17]

- **Equipamentos elétricos imersos em areia (Ex q)**

Esse tipo de proteção é caracterizado por conter partes capazes de inflamar uma atmosfera potencialmente explosiva, posicionadas de forma fixa e completamente circundadas por um material de enchimento (quartzo ou partículas de vidro) para evitar ignição da atmosfera externa.

A proteção ‘Ex q’ só é aplicável a componentes Ex que possuam corrente nominal menor ou igual a 16 A e com potência nominal menor ou igual a 1.000 VA, sendo alimentados por tensão de alimentação máxima de 1.000 V.

- **Equipamentos elétricos encapsulados (Ex m)**

Equipamentos ‘Ex m’ possuem suas partes que podem causar ignição da atmosfera explosiva encapsulados por uma resina suficientemente resistente às influências ambientais. Dessa forma, a atmosfera explosiva não pode ser inflamada seja por centelhamento ou por alta temperatura que possa ocorrer no interior do encapsulamento.

- **Equipamentos elétricos de segurança intrínseca (Ex i)**

A ABNT ^[4] define que esse tipo de proteção é baseado na restrição de energia elétrica, envolvendo equipamentos e fiação de interconexão expostos a uma atmosfera explosiva, a um nível abaixo daquele capaz de gerar ignição, tanto por aquecimento ou por centelhas. São divididos em: ‘ia’, para equipamentos incapazes de provocar ignição em operação normal, na condição de único defeito ou de qualquer combinação de dois

defeitos; e em 'ib', para equipamentos incapazes de provocar uma ignição em operação normal ou na condição de um único defeito qualquer.

Segurança intrínseca é o único tipo de proteção baseado em seu modo de operação. Todas as outras técnicas são baseadas na eliminação da atmosfera explosiva das possíveis fontes de risco (que causam ignição), ou na contenção da formação dessas fontes de risco ou ainda evitando a explosão no interior do invólucro.

A técnica de segurança intrínseca atua de forma a limitar a energia na área classificada a níveis tão baixos, de forma que o equipamento conectado a um circuito seja incapaz de causar explosão.

- **Equipamentos elétricos não acendíveis (Ex n)**

Segundo a ABNT ^[4], o tipo de proteção 'n' deve ser aplicado a equipamentos elétricos que, em operação normal e em certas condições anormais especificadas, não sejam capazes de causar ignição de uma atmosfera explosiva ambiente. Podem ser do tipo não centelhante ('nA'), com restrição gás-vapor ('nR') ou centelhante ('nC').

Enquanto todos os outros tipos de proteção podem ser aplicados tanto às zonas 1 e 2, detalhadas previamente na Tabela 3.3, equipamentos 'Ex n' são destinados a operação apenas em zona 2. Um motor com esse tipo de proteção é ilustrado pela Figura 3.6.



Figura 3.6 – Motor 'Ex n' ^[17]

- **Equipamentos elétricos de proteção especial (Ex s)**

A proteção especial não possui nenhum tipo de definição bem como nenhuma menção a qualquer norma sobre o assunto. Normas internacionais da IEC reconhecem

esse tipo de proteção com a finalidade de não bloquear a criatividade dos fabricantes, permitindo desenvolver novos tipos de proteção diferentes daqueles já existentes.

3.3.3 Níveis de Proteção de Equipamentos (EPL)

O nível de proteção de equipamento é uma simbologia utilizada quando se refere à instalação em atmosferas explosivas. Segundo a norma ABNT ^[3], é baseado na probabilidade do equipamento se tornar uma fonte de ignição, diferenciando entre os diferentes tipos de atmosfera explosiva (gás, poeira ou em minas suscetível ao grisú).

Para fins deste trabalho, somente serão detalhados os níveis para atmosferas de gás, classificados por meio de três códigos. O primeiro deles, denominado como ‘Ga’, é caracterizado por um nível de proteção ‘muito alto’, o qual não é uma fonte de ignição em operação normal, durante mau funcionamento previsto ou durante maus funcionamentos raros.

O segundo é designado como ‘Gb’. É um nível de proteção ‘alto’, o qual não é uma fonte de ignição em operação normal ou durante maus funcionamentos previstos. E por fim existe também o EPL do tipo ‘Gc’, nível de proteção ‘moderado’, o qual não é uma fonte de ignição em operação normal e que pode ter alguma proteção adicional para assegurar que esta permaneça como uma fonte de ignição inativa em caso de ocorrência regular prevista.

Os EPLs possibilitam escolher o tipo de proteção adequado em relação a uma avaliação de risco (zonas e consequências) e não somente em função da classificação de áreas. A ABNT ^[4] fornece a relação entre EPL e zonas, somente quando essas últimas são identificadas na documentação de classificação de áreas. Essa relação é detalhada pela Tabela 3.9.

Tabela 3.9 – Níveis de proteção de equipamento (EPL) onde zonas são designadas ^[4]

Zona	Níveis de proteção de equipamento (EPL)
0	Ga
1	Ga ou Gb
2	Ga, Gb ou Gc

3.3.4 Seleção de Equipamentos de acordo com os EPL

Através da norma ABNT ^[4], os tipos de proteção da Tabela 3.7 são relacionados com os EPL, de acordo com a Tabela 3.10.

Tabela 3.10 – Relação entre os tipos de proteção e os EPL ^[4]

EPL	Tipo de proteção	Código do equipamento
Ga	Intrinsecamente seguro	ia
	Encapsulamento	ma
Gb	Invólucros à prova de explosão	d
	Segurança aumentada	e
	Intrinsecamente seguro	ib
	Encapsulamento	m ou mb
	Imersão em óleo	o
	Invólucros pressurizados	p, px ou py
	Imersão em areia	q
Gc	Intrinsecamente seguro	ic
	Encapsulamento	mc
	Não acendível	n ou nA
	Respiração restrita	nR
	Limitação de energia	nL
	Equipamento centelhante	nC
	Invólucros pressurizados	pz

3.3.5 Seleção de acordo com Grupo do Equipamento

Uma vez definido o tipo de proteção dos equipamentos para a zona de operação com seu respectivo EPL, a seleção deve obedecer aos critérios da Tabela 3.11. Um ou mais grupos de equipamentos podem ser permitidos em uma mesma subdivisão do local do gás/vapor.

Tabela 3.11 – Relação entre a subdivisão gás/vapor e grupo do equipamento ^[4]

Subdivisão do local do gás/vapor	Grupo de equipamento permitido
IIA	II, IIA, IIB ou IIC
IIB	II, IIB ou IIC
IIC	II ou IIC

3.3.6 Purga

A purga pode ser definida ^[1] como um processo pelo qual se faz passar através do invólucro e dutos associados certa quantidade de gás de proteção (ar, nitrogênio, ou qualquer outro gás não inflamável ou uma mistura deles) antes que o equipamento seja energizado. Dessa forma, pode-se garantir que a atmosfera remanescente no interior do mesmo esteja bem abaixo do limite inferior de inflamabilidade.

3.3.7 Sistemas de Fiação

Os sistemas de fiação devem estar de acordo com as principais especificações retiradas da ABNT ^[4], apresentadas a seguir. Essas informações só não são aplicadas às instalações intrinsecamente seguras, que serão apresentadas no tópico 3.3.10 deste trabalho.

- **Condutores de alumínio**

Em instalações onde o alumínio é utilizado como material condutor, a seção condutora deve ser de pelo menos 16 mm². As conexões devem assegurar que as distâncias de isolamento e escoamento requeridas não serão reduzidas por meios adicionais que são requeridos para a conexão de condutores de alumínio. Essas distâncias podem ser obtidas pelo nível de tensão ou requisitos do tipo de proteção.

- **Cabos para fiação fixa**

Cabos para fiação fixa utilizados em áreas classificadas devem ser apropriados para as condições ambientes de serviço. Devem ser blindados com material termoplástico, termofixo ou elastomérico, ou possuir isolamento mineral com blindagem metálica, ou ainda serem especiais, como cabos-chatos com prensa-cabos apropriados.

- **Cabos flexíveis**

Cabos flexíveis podem ser especificados com os seguintes tipos de cobertura: de borracha comum; de policloroprene comum; de borracha reforçada; de policloroprene reforçado; ou com isolamento plástico com construção igualmente robusta, tais como os cabos com cobertura de borracha reforçada.

- **Cabos unipolares sem cobertura**

Cabos unipolares sem cobertura não devem ser utilizados como condutores energizados, a menos que eles sejam instalados dentro de painéis, invólucros ou sistemas de eletrodutos.

- **Linhas aéreas**

No local onde uma linha área com condutores não isolados forneça potência ou serviços de telecomunicações para equipamentos em áreas classificadas, os condutores

devem ser terminados em uma área não classificada e continuados para o interior da área classificada por meio de cabos ou eletrodutos.

- **Conexão de cabos aos equipamentos**

A conexão de cabos aos equipamentos elétricos deve manter a integridade do tipo de proteção contra explosão aplicável. Quando o certificado do prensa-cabo possuir uma marcação "X", este prensa-cabo deve ser utilizado somente em instalações fixas.

Se uma fixação adicional for requerida para evitar que as forças do puxamento e da torção do cabo sejam transmitidas para os terminais do condutor no interior do invólucro, uma fixação deve ser fornecida e instalada numa distância inferior a 300 mm a partir da extremidade do prensa-cabo.

3.3.8 Sistemas de Eletrodutos

Os eletrodutos devem ser instalados com unidades seladoras (Figura 3.7), quando os mesmos adentram ou saem de uma área classificada. Isso é necessário para evitar a transmissão de gases ou líquidos de uma área classificada para área não classificada. Não deve haver união ou outros acessórios de eletrodutos entre a unidade seladora e a fronteira da área classificada.



Figura 3.7 – Unidade Seladora ^[19]

Além disso, o eletroduto deve ser fornecido com um dispositivo de selagem adjacente ao invólucro, caso seja requerido para a manutenção do grau de proteção apropriado do invólucro.

3.3.9 Sistemas Mistos

Um sistema misto é uma instalação elétrica, composta por equipamento elétrico ou invólucro especificamente projetado para receber eletroduto ou cabos. Podem

ocorrer dois casos: o equipamento é projetado para receber eletroduto, mas é conectado a cabos; ou quando é projetado apenas para ser ligado a cabos, mas ligado à fiação instalada em eletroduto.

Em resumo, o equipamento projetado para receber cabo, recebe eletroduto e vice-versa. Para instalar um eletroduto em um equipamento projetado para receber prensa cabos é necessário apenas obedecer às características da rosca que iria receber o prensa cabo.

3.3.10 Requisitos Adicionais para a Proteção ‘e’

Para máquinas com tensão nominal superior a 1 kV, a especificação deve levar em consideração a Tabela 3.12, sobre a avaliação do risco potencial de centelhamento dos enrolamentos do estator. Caso a soma dos fatores for maior que 6, devem-se utilizar elementos aquecedores anticondensação e medidas especiais devem ser aplicadas para que a superfície do equipamento não contenha uma atmosfera explosiva de gás no momento da partida.

Tabela 3.12 – Avaliação do risco potencial de centelhamento dos enrolamentos do estator ^[4]

Característica	Valor	Fator
Tensão Nominal	> 11 kV	6
	> 6,6 kV a 11 kV	4
	> 3,3 kV a 6,6 kV	2
	> 1 kV a 3,3 kV	0
Frequência média de partida em serviço	> 1/hora	3
	> 1/dia	2
	> 1/semana	1
	≤ 1/semana	0
Tempo entre desmontagem, limpeza e inspeção dos enrolamentos	> 10 anos	3
	> 5 a 10 anos	2
	> 2 a 5 anos	1
	< 2 anos	0
Grau de proteção (IP)	< IP44	3
	IP44 e IP54	2
	IP55	1
	> IP55	0
Condições ambientais	Muito sujo e úmido	4
	Externa próxima ao mar	3
	Externa	1
	Abrigado limpo e seco	0

- **Sistemas com eletrodutos para invólucros à prova de explosão**

Eletrodutos para conexão a invólucros ‘Ex d’ devem suportar a pressão de uma explosão. Deve ser também utilizada uma unidade seladora em todos os eletrodutos que chegam a invólucros à prova de explosão, contendo chaves, disjuntores, relés, fusíveis, resistores entre outros que possam produzir arcos, centelhas ou altas temperaturas.

Entre a unidade seladora e o invólucro, podem ser instalados acessórios tipo união, luva e joelho, adequados ao invólucro à prova de explosão, e condutes (Figura 3.8) à prova de explosão dos tipos L, T, X e C. Contudo, os condutes não podem ter tamanho nominal maior do que o tamanho nominal do eletroduto.



Figura 3.8 – Condute [19]

3.3.11 Requisitos Adicionais para Invólucros Pressurizados

A determinação do tipo de proteção de pressurização deve levar em conta a classificação de áreas existentes externamente ao invólucro a ser pressurizado. Também deve ser considerado se há internamente ao invólucro alguma fonte de risco de produto inflamável, e se há em seu interior algum dispositivo capaz de provocar ignição de uma atmosfera potencialmente explosiva.

Através da ABNT [4], o nível de proteção ‘x’, ‘y’ ou ‘z’ pode ser determinado de acordo com o requisito de EPL necessário para o ambiente e se o invólucro possuir uma fonte de ignição com capacidade de causar uma ignição. A Tabela 3.13 apresenta os critérios para determinação do tipo de proteção.

Tabela 3.13 – Determinação do tipo de proteção de pressurização [4]

EPL	Invólucro contém equipamento capaz de causar ignição	Invólucro não contém equipamento capaz de causar ignição
Gb	Tipo px	Tipo py
Gc	Tipo px ou pz	Nenhuma pressurização requerida

3.3.12 Marcação de Equipamentos Ex

Todo equipamento produzido, ensaiado e certificado deve apresentar uma marcação específica, tornando apto para operar em áreas classificadas ou potencialmente explosivas ^[16]. No Brasil, a marcação é realizada de acordo com a Figura 3.9.

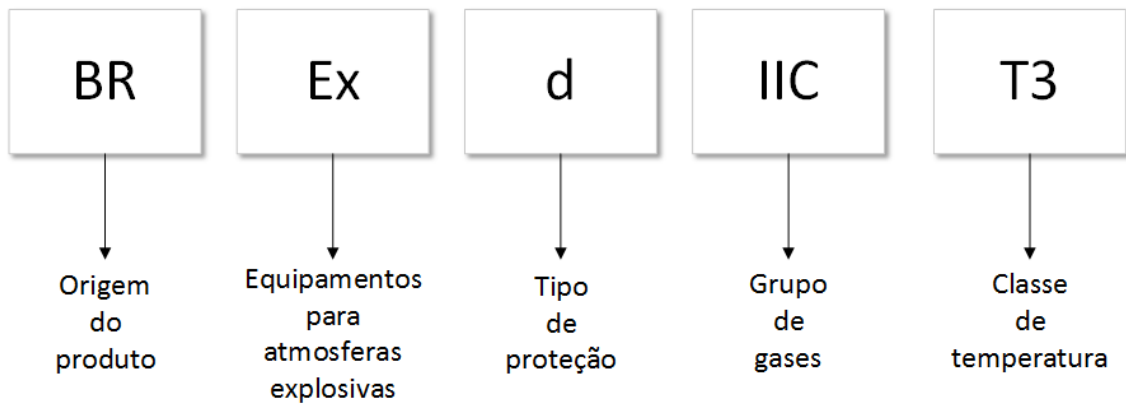


Figura 3.9 – Marcação de Equipamentos Ex (Adaptado pelo autor)

4 Confiabilidade

4.1 Confiabilidade de Componentes

A operação prolongada e eficaz dos sistemas industriais é uma exigência vital na maioria dos serviços. Seja no setor de produção, transporte ou distribuição, falhas súbitas causadas por fatores aleatórios podem causar danos não só econômicos como sociais. Sistemas perfeitos que sempre se mantêm em operação e atingem seus objetivos sem a ocorrência de falha durante sua vida útil não acontecem na prática. Equipamentos falham, seja por limitações econômicas ou tecnológicas.

É sob essas perspectivas que nasce a teoria da confiabilidade. Quando o assunto é sobre equipamentos elétricos, deve-se garantir o máximo de eficiência, economia e segurança. Busca-se o prolongamento de sua atividade a plena carga e de modo contínuo, sem que o sistema do qual faça parte seja afetado por defeitos.

A teoria da confiabilidade fundamenta-se na estatística matemática, na teoria de probabilidades, no conhecimento experimental das causas das falhas e nas estratégias para melhorar o desempenho do sistema. Através deste trabalho, desejam-se proporcionar uma noção básica sobre confiabilidade de componentes, sua importância e as configurações básicas dos sistemas.

A confiabilidade pode ser definida ^[20] como a probabilidade de um equipamento, célula de produção, planta ou qualquer sistema funcionar normalmente em condições de projeto, por um determinado período de tempo preestabelecido. É calculada em função do TMEF – Tempo Médio Entre Falhas (MTBF – *Mean Time Between Failures*), sendo expressa da seguinte forma:

$$\text{Confiabilidade} = e^{-\left(\frac{t}{MTBF}\right)} \quad (4.1)$$

sendo:

t = tempo considerado na análise;

$$MTBF = \frac{1}{\lambda};$$

λ = taxa de falha do equipamento.

Dessa forma, a partir de uma taxa de falha constante, é possível estimar a probabilidade de o equipamento falhar dentro de um período definido de tempo.

4.2 Manutenibilidade

Segundo NEMÉSIO SOUSA ^[20], a manutenibilidade é a probabilidade de se executar um reparo de uma falha dentro de um prazo preestabelecido, baseando-se no histórico de outros reparos. Nos dicionários, é definido como sendo a qualidade do que é manutenível, ou seja, daquilo que pode manter-se.

Quando a manutenção é executada sob condições determinadas e mediante os procedimentos e meios prescritos, a manutenibilidade pode ser entendida como a facilidade de um item ser mantido ou recolocado em condições de executar as suas funções requeridas, sob condições de uso especificadas. Dessa forma, é possível realizar uma avaliação sobre o tempo de reparo dos equipamentos.

Deste modo, a manutenibilidade é um índice associado a um equipamento sob reparo. É a probabilidade que um equipamento em falha possa ser reparado dentro de um tempo 't'. Sendo 'T' uma variável randômica que representa o tempo de reparo, então a manutenibilidade pode ser expressa como:

$$M(t) = P_r (T \leq t) \quad (4.2)$$

Considerando-se o caso em que o tempo de reparo é exponencialmente distribuído com uma taxa de reparo μ , a função densidade probabilidade é definida como:

$$m(t) = \mu * e^{-\mu t} \quad (4.3)$$

Logo, a manutenibilidade é:

$$M(t) = \int_0^t \mu * e^{-\mu t} dt = 1 - e^{-\mu t} \quad (4.4)$$

Outra definição importante é do chamado TMPR – Tempo Médio Para Reparo (MTTR – *Mean Time To Repair*). É o valor esperado do tempo de reparo, tendo a seguinte expressão:

$$TMPR = \int_0^{\infty} [1 - M(t)] dt = \frac{1}{\mu} \quad (4.5)$$

Entretanto, o cálculo desse índice só é possível caso haja um tempo de reparo constante ao longo do tempo. Esse é o maior obstáculo para a obtenção do MTTR, uma vez que geralmente os tempos de reparo que a área de manutenção dispõe têm que ser filtrados.

A manutenibilidade pode ser então definida em função do MTTR:

$$M(t) = \int_0^t \mu * e^{-\mu t} dt = 1 - e^{-\frac{t}{MTTR}} \quad (4.6)$$

Os indicadores MTBF e MTTR são utilizados na prática para medir a situação atual do ativo, como uma especificação de confiabilidade do sistema. Por exemplo, o aumento do MTBF pode representar o aumento gradativo das falhas em função do tempo de utilização de um equipamento.

4.3 Método de Redes

O Método de Redes é utilizado para calcular a probabilidade de falha do sistema. Segundo BORGES ^[21], algumas condições de aplicabilidade desse método são necessárias: os componentes são modelados a 2 estados (operativo e falho); o sistema também é modelo a esses 2 estados; se todos os componentes estão em operação, o sistema também está operando; se todos os componentes estão falhados, o sistema também está falhado; a falha de um componente em um sistema já falhado não pode restaurar o sistema; e o reparo de um componente, em um sistema operando, não pode causar falha no sistema.

Os sistemas podem se encontrar na configuração série, paralelo, série-paralelo e complexos, detalhados nos tópicos a seguir.

4.3.1 Sistema Série

Segundo FERREIRA ^[22], os sistemas série, ilustrados pela Figura 4.1, são sistemas que não possuem qualquer tipo de redundância. Cada elemento do sistema é um bloco e nesse caso os blocos são alocados de forma que as saídas de cada um deles são a entrada do bloco subsequente. Portanto, com seus componentes ligados em série, o sistema só funciona se os componentes funcionam. Se qualquer um dos subsistemas falhar o sistema irá falhar.



Figura 4.1 – Sistema Série

A Figura 4.1 ilustra um sistema formado por dois componentes, denominados A e B. Se as falhas dos componentes são estatisticamente independentes e os mesmos se comportam de acordo com a função densidade de probabilidade exponencial (com taxa de falha constante e com o tempo para ocorrência de falha com distribuição exponencial), o cálculo da confiabilidade do sistema série $C_{ss}(t)$ é dado por:

$$C_{ss}(t) = C_A(t) * C_B(t) \quad (4.7)$$

Generalizando-se para n componentes em série, têm-se:

$$C_{ssn}(t) = C_1(t) * C_2(t) * C_3(t) * \dots * C_i(t) * \dots * C_n(t) \quad (4.8)$$

$$C_{ssn}(t) = e^{-\lambda_1 t} * e^{-\lambda_2 t} * e^{-\lambda_3 t} * \dots * e^{-\lambda_i t} * \dots * e^{-\lambda_n t} \quad (4.9)$$

$$C_{ssn}(t) = e^{-(\lambda_1 + \lambda_2 + \lambda_3 + \dots + \lambda_i + \dots + \lambda_n) * t} \quad (4.10)$$

sendo:

t: tempo de operação do sistema;

n = número de componentes do sistema;

λ_i = taxa de falha do i-ésimo componente.

É possível então concluir que a confiabilidade do sistema diminui com o aumento do número de componentes em série.

4.3.2 Sistema Paralelo

O sistema agora descrito está em paralelo, formado pelos componentes A e B e ilustrado pela Figura 4.2.

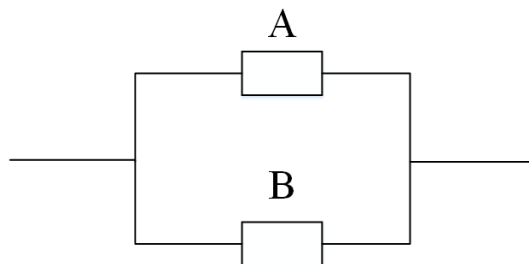


Figura 4.2 – Sistema Paralelo

A diferença desse sistema para os sistemas série é que é necessário que apenas um dos componentes em paralelo esteja funcionando para que todo o sistema funcione corretamente. Portanto, a falha só ocorre se todos os componentes falharem. Supondo a mesma independência estatística do exemplo ‘série’, a probabilidade de falha $F(t)$ do sistema antes do tempo t é dada pelo produto das probabilidades individuais:

$$F(t) = F_A(t) * F_B(t) \quad (4.11)$$

Para n componentes paralelos, têm-se:

$$F(t) = F_1(t) * F_2(t) * F_3(t) * \dots * F_n(t) \quad (4.12)$$

A confiabilidade do sistema em paralelo $C_{sp}(t)$, com componentes diferentes, é dada por:

$$C_{sp}(t) = 1 - \prod_{i=1}^n (1 - C_i(t)) = 1 - \prod_{i=1}^n (1 - e^{-\lambda_i t}) \quad (4.13)$$

O MTBF é a integral desta equação no intervalo $(0, \infty)$:

$$MTBF = \int_0^{\infty} C_{spn}(t) dt = \frac{1}{\lambda} * \sum_{i=1}^n \frac{1}{i} \quad (4.14)$$

Existe mais de um caminho da entrada para a saída do diagrama da Figura 4.2. Se um dos caminhos estiver impossibilitado pela falha de um dos blocos, um outro componente em paralelo pode ser utilizado, não alterando os resultados da saída do sistema como um todo.

É possível então concluir que quando maior o número de elementos paralelos no diagrama lógico, maior a confiabilidade do sistema. Existe um número ótimo a partir do qual a confiabilidade estabiliza apesar do custo de manutenção e dos equipamentos continuar crescendo.

4.3.3 Sistema Série-Paralelo

A Figura 4.3 ilustra um sistema com topologia série-paralela.

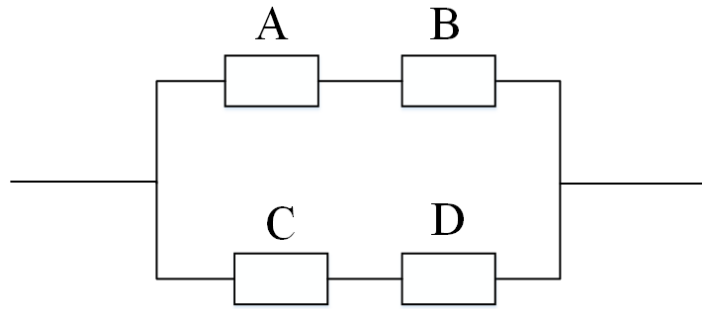


Figura 4.3 – Sistema Série-Paralelo

Para sistema da Figura 4.3, a confiabilidade pode ser calculada da seguinte forma:

$$C_{AB} = C_A * C_B \quad (4.15)$$

$$C_{CD} = C_C * C_D \quad (4.16)$$

$$C_{SISTEMA} = C_{AB} + C_{CD} - C_{AB} C_{CD} \quad (4.17)$$

4.3.4 Sistema Complexo

Os sistemas complexos são analisados convertendo sua estrutura para uma série-paralela equivalente. Isso é possível através do emprego do conceito de caminhos mínimos. Caminho é definido ^[21] pelo conjunto de componentes que ao operarem garantem que o sistema opera. Já caminho mínimo é o caminho cuja retirada de um componente não é mais um caminho.

Por sua vez, corte é definido pelo conjunto de componentes cujas falhas conjuntas resultam na falha do sistema. O corte mínimo é caracterizado pelo corte cuja retirada de um componente não é mais um corte.

5 Metodologia de Pesquisa

5.1 Delineamento da Pesquisa

Este capítulo apresenta as etapas da pesquisa realizada ao longo do desenvolvimento do estudo, descrevendo a metodologia empregada e classificando a pesquisa no que diz respeito aos fins e aos meios de investigação. A pesquisa foi focada nas normas brasileiras e internacionais para áreas de atmosfera explosiva contendo gás ou vapor. O fluxograma da Figura 5.1 ilustra a metodologia utilizada.

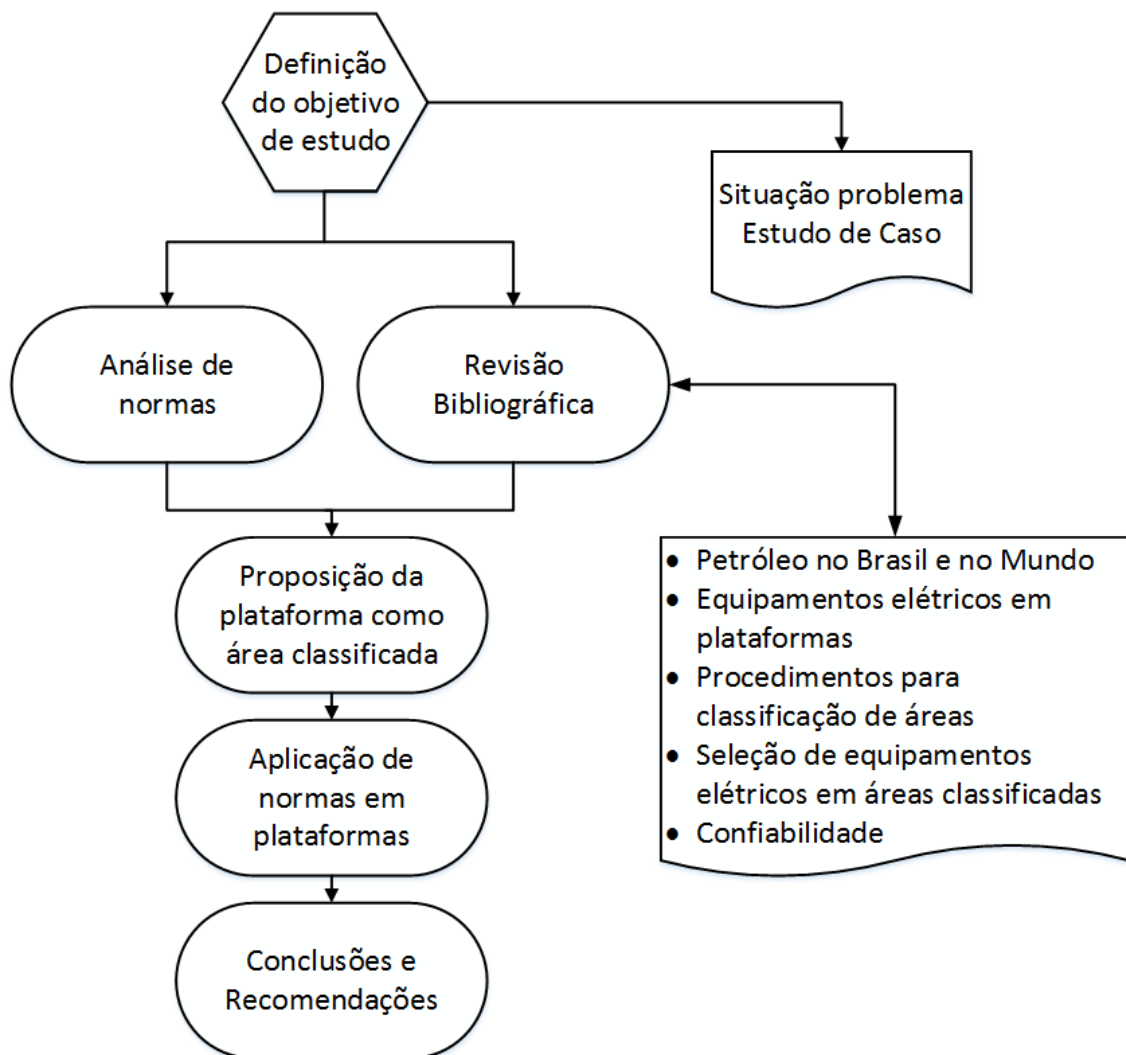


Figura 5.1 – Fluxograma do processo de pesquisa

5.2 Conceito e Classificação da Pesquisa

Existem diversas maneiras de se definir o que se entende por pesquisa. Segundo GIL ^[23], pesquisa pode ser definida como processo formal e sistemático de

desenvolvimento do método científico. Seu objetivo fundamental é descobrir respostas para problemas mediante o emprego de procedimentos científicos.

A pesquisa pode buscar o conhecimento pelo próprio desejo de determinada área por motivação de ordem intelectual, ou ainda ter como motivação a busca por uma aplicação prática para a solução de um problema.

Existem diversos tipos de pesquisas e muitas são as formas de classificá-las. Conforme GIL ^[23], do ponto de vista de seus objetivos, as pesquisas podem ser classificadas da seguinte maneira:

- **Exploratória:** visa proporcionar maior familiaridade com o problema com vistas a torná-lo explícito. Envolve levantamento bibliográfico. Assume, em geral, as formas de Pesquisas Bibliográficas e Estudos de Caso.
- **Descritiva:** visa descrever as características de determinada população ou fenômeno. Assume, em geral, a forma de Levantamento.
- **Explicativa:** visa identificar os fatores que determinam ou contribuem para a ocorrência dos fenômenos. Aprofunda o conhecimento da realidade porque explica a razão, ‘o porquê’ das coisas. Quando realizada nas ciências sociais requer o uso do método observacional. Assume, em geral, as formas de pesquisa Experimental e *Ex post facto*.

Já sob a ótica dos procedimentos teóricos, as pesquisas recebem as seguintes classificações ^[23]:

- **Bibliográfica:** quando elaborada a partir de material já publicado, constituído principalmente de livros, artigos de periódicos e atualmente com material disponibilizado na internet.
- **Documental:** quando elaborada a partir de materiais que não receberam tratamento analítico.
- **Experimental:** quando se determina um objeto de estudo, selecionam-se as variáveis de influência, definem-se as formas de controle e de observação dos efeitos que a variável produz no objeto.
- **Levantamento:** quando a pesquisa envolve a interrogação direta das pessoas cujo comportamento se deseja conhecer.

- **Estudo de Caso:** quando envolve o estudo profundo e exaustivo de um ou poucos objetos de maneira que se permita o seu amplo e detalhado conhecimento.
- **Ex Post Facto:** quando o experimento se realiza depois dos fatos.
- **Ação:** realizada em estreita associação com a resolução de um problema coletivo. Os pesquisadores e participantes representativos da situação ou de problemas estão envolvidos de modo cooperativo ou participativo.
- **Participante:** quando se desenvolve a partir da interação entre pesquisadores e membros das situações investigadas.

A pesquisa deste trabalho foi caracterizada pela análise de normas brasileiras e internacionais a respeito da seleção de equipamentos elétricos em atmosferas explosivas. Também foram consultados documentos publicados por importantes empresas reconhecidas internacionalmente no ramo de petróleo, bem como acesso a documentos descritivos do estudo de caso analisado.

Dessa forma, quanto a sua finalidade, pode-se afirmar que o estudo foi desenvolvido por meio de uma **pesquisa exploratória**, visando tornar o assunto familiar. Do ponto de vista dos procedimentos teóricos, este trabalho pode ser classificado como uma **pesquisa bibliográfica e estudo de caso**, visto que foi elaborado a partir de material já publicado e detalhou um caso específico de instalação de motores elétricos em unidades de produção de petróleo e gás.

6 Estudo de Caso

6.1 Projeto Replicantes

A Empresa Tomé-Ferrostaal consiste em um Consórcio que obteve uma encomenda de módulos de seis navios do tipo FPSO de construção idêntica para extração de gás e petróleo na costa brasileira. O Consórcio foi formado em 2012 e atua na modalidade *EPC* (*Engineering, Procurement and Construction* - Engenharia, Suprimentos e Construção).

O cliente do projeto é a empresa Petrobras S/A. O desafio da exploração em águas profundas na camada do pré-sal impulsionou a expansão do número de unidades de produção, contando com a contratação de empresas terceirizadas, como o Consórcio Tomé-Ferrostaal. A área de Exploração e Produção consome cada vez mais parte dos investimentos da estatal, estimulando o desenvolvimento de novas tecnologias.

Os módulos do projeto Replicantes serão construídos no Porto de Maceió, sendo em seguida transportados para as unidades de produção e armazenamento. A área de extração representada na Figura 6.1 faz parte dos blocos Tupi e Guará, na Bacia de Santos, localizados a cerca de 300 km da costa brasileira.



Figura 6.1 – Blocos de exploração Tupi – Guará ^[12]

Serão três módulos produzidos por navio, denominados M-08, M-09 e M-10. Esses módulos estão localizados no chamado *topside*, o convés principal do casco do navio que fica acima do nível da água. O primeiro deles é apresentado na Figura 6.2 e fará parte do estudo de caso deste trabalho. Esse módulo é responsável pelo processamento de óleo da unidade. O módulo M-09 é constituído pelos lançadores e

recebedores de *pig & manifold*, enquanto o módulo M-10 realiza o processamento de óleo e tratamento de água de produção.

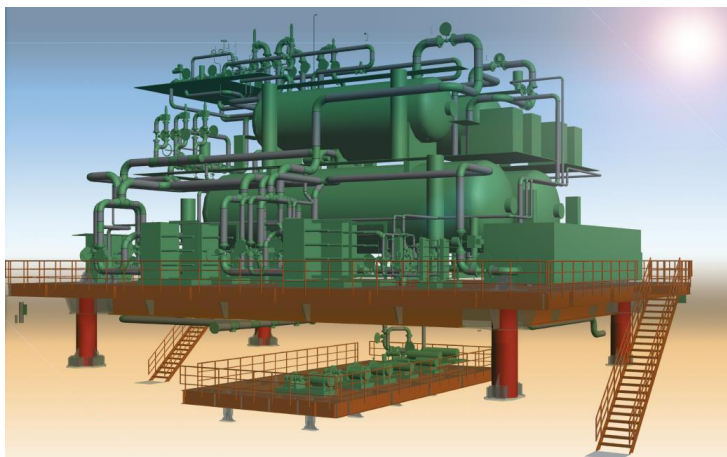


Figura 6.2 – Módulo M-08 ^[24]

6.2 Problemas do Caso

O processo de seleção de motores elétricos no módulo M-08 da plataforma encontrou algumas limitações. As exigências do cliente não foram compatíveis com a disponibilidade de fornecimento de equipamentos por um importante fabricante de motores elétricos no mundo. A Tabela 6.1 apresenta os dados de tensão, potência nominal e número de fases de todas as cargas encontradas no módulo M-08.

Tabela 6.1 – Tipos de cargas no módulo 08 ^[25]

Descrição do Equipamento	Potência nominal	Tensão (V)	Número de Fases
Motor elétrico para bomba de recirculação de água do pré-desidratador de óleo	400 kW	4000	3
Motor elétrico para bomba de recirculação de água do desidratador de óleo	110 kW	440	3
Motor elétrico para bomba de transferência de óleo	150 kW	440	3
Transformador do pré-desidratador de óleo	125 kVA	480	3
Painel de iluminação normal	20 kW	220	3
Caixa de junção de iluminação de emergência	0,6 kW	220	1
Caixa de iluminação essencial	3 kW	220	3
Remota (para instrumentação)	1,8 kW	220	2
Traço de aquecimento	2 x 1,5 kW	220	2

O presente estudo de caso se refere ao projeto da instalação dos dois motores de indução de média tensão (4 kV), sendo um principal e um reserva. Esses motores são responsáveis pelo acionamento de bombas de recirculação de água para o pré-desidratador de óleo.

Essas bombas são vitais para o rendimento de toda plataforma. Seu mau funcionamento pode interromper toda a produção do FPSO. Elas são responsáveis pela alimentação do separador principal localizado no módulo M-10, através do bombeamento de água para aquecimento do óleo de entrada do separador. Assim, a mistura trifásica água-óleo-gás atinge a temperatura necessária para a realização de uma separação eficaz das três substâncias.

De forma a especificar os motores elétricos adequados para instalação em atmosferas explosivas, seguiram-se os critérios já detalhados neste trabalho e apresentados no Capítulo 3. Foram necessárias informações a respeito da classificação de área, classe de temperatura e classificação do gás existente.

A definição das classes de gás e temperatura foi baseada na identificação das principais substâncias encontradas no módulo M-08, as quais são ^[24]:

- **Gás natural:** encontra-se associado ao petróleo bruto produzido, é mais leve que o ar e basicamente contém metano, etano, propano e butano. O gás ainda possui vestígios de H₂S (ácido sulfídrico) de 40 ppm máximo e pode ser classificado no grupo IIA. Muito dos seus componentes químicos tem uma classe de temperatura T2 ou T3. Logo, o gás natural é conservadoramente especificado como T3.
- **Petróleo, petróleo bruto e petróleo exportado:** refere-se aos vapores de petróleo, classificados em grupo II e classe de temperatura T3. O vapor de óleo é mais pesado do que o ar.
- **Água oleosa e água produzida:** a água produzida é qualquer água, independente da sua origem, que no curso do seu uso pode conter ou misturar líquidos inflamáveis, gases ou vapores.
- **Água e óleo:** a mistura de água com óleo é classificada pelo grupo IIA, classe de temperatura T3, sendo mais pesada do que o ar.

- **Substâncias puras:** a Tabela 6.2 fornece as propriedades das substâncias puras dos materiais perigosos encontrados na instalação.

Tabela 6.2 – Principais características das substâncias inflamáveis presentes no módulo 08 ^[24]

Substância	Ponto de ebulição (°C)	Ponto de inflamação (°C)	Temp. de auto-ignição (°C)	Limites de flamabilidade		Densidade		Grupo (IEC)	Classe de temp. (IEC)
				LFL (%)	UFL (%)	Liq.	Gás		
Metano	- 162	Gás	537	5	15	-	0,6	IIA	T1
Etano	- 89	Gás	472	3	12,5	-	1	IIA	T1
Propano	- 42	Gás	450	2,1	9,5	-	1,6	IIA	T2
i-Butano	- 12	Gás	460	1,8	8,4	-	2	IIA	T1
n-Butano	- 1	- 60	288	1,9	8,5	-	2	IIA	T3
i-Pentano	28	<- 51	420	1,4	7,6	0,6	2,2	IIA	T2
n-Penteno	36	<- 40	260	1,5	7,8	0,6	2,5	IIA	T2
n-Hexano	69	- 31	225	1,2	7,5	0,66	2,8	IIA	T3
n-Hepteno	98	- 4	215	1,1	6,7	0,68	3,5	IIA	T3
n-Octano	126	13	206	1	6,5	0,7	3,9	IIA	T3
n-Nonano	151	31	205	0,8	2,9	0,7	4,4	IIA	T3
n-Decano	174	46	210	0,8	5,4	0,7	4,9	IIA	T3
n-Undecano	196	66	NA	NA	NA	0,74	5,4	IIA	NA
n-C12+	216	163	203	0,6	NA	0,8	5,9	IIA	T3
Trietilenoglicol (TEG)	285	177	371	0,9	9,2	1,1	5,1	IIA	T3
Etanol	78	12	363	3,3	19	0,79	1,6	IIA	T3
Hidrogênio	- 253	Gás	500	4	76	-	0,1	IIC	T1
Ácido Sulfídrico	- 60	- 82	260	4,3	46	-	1,19	IIA/IIB	T3
Querosene	150-300	40	238	0,7	5	0,8	4,5	IIA	T3

Como apenas os hidrocarbonetos estão em quantidade suficiente para levar à formação de uma atmosfera explosiva, o módulo foi classificado nos grupos dos gases IIA e com classe de temperatura T3.

O processo de classificação contou também com a definição das zonas de operação. Como já mencionada neste trabalho, a classificação de zonas depende fortemente do grau de ventilação do local. E neste caso não foi diferente. A solução adotada foi o emprego da IEC ^[26] como base para especificação, a qual é destinada exclusivamente para instalações elétricas em navios.

Segundo essa norma, a zona 0 pode ser definida para áreas em interiores de tanques ou de alguma tubulação, ou equipamentos capazes de formar gases e vapores inflamáveis. Já a zona 1 são áreas com altura de até 2,4 m acima do convés, onde estruturas impedem a ventilação natural. Acima de 2,4 m, as áreas são classificadas como zona 2.

Os motores foram previstos para serem instalados logo acima do convés, deste modo foram especificados para operação na zona 1. Além disso, foi definida a utilização da proteção ‘Ex-e’ (segurança aumentada). Essa proteção é usualmente utilizada em motores de indução pelo fato de serem equipamentos tipicamente de segurança aumentada ^[5]. Devido à presença de atmosfera explosiva, a proteção do tipo ‘Ex’ garante aos motores e aos demais envolvidos uma operação segura com redução dos riscos de acidentes.

Deve-se também especificar o grau de proteção adequado, característica inerente de todo equipamento elétrico. O grau de proteção escolhido foi IP56, garantindo proteção contra pó e ondas do mar. Os motores então foram especificados de acordo com a Tabela 6.3.

Tabela 6.3 – Especificação inicial dos motores do módulo 08

	Motores especificados
Tipo de proteção	Ex e
Grau de proteção	IP56
Zona	Z1
Grupo de gás	IIA
Classe de temperatura	T3

Ademais, as especificações das máquinas devem atender os requisitos especiais da ABNT ^[4] já apresentados na seção 3.3.9 deste trabalho e mostrados na Tabela 3.12. Foram analisados os fatores relacionados à tensão nominal das máquinas, frequência média de partida em serviço, tempo entre desmontagem, limpeza e inspeção dos enrolamentos, grau de proteção e condições ambientais.

Caso a soma dos fatores seja maior que 6, devem-se utilizar elementos aquecedores anticondensação e medidas especiais para que os equipamentos não contenham uma atmosfera explosiva de gás no momento da partida.

Os motores para as bombas do pré-desidratador possuem tensão nominal igual a 4 kV, estando entre a faixa de 3,3 kV e 6,6 kV. Possuem também grau de proteção maior que IP55 e se encontram em uma área muito suja e aberta, em local *offshore*. Dessa forma, a soma dos fatores apenas para esses três aspectos já é igual a 6.

Para finalizar essa soma, ainda se deve analisar a operação e manutenção dos motores, quanto à frequência média de partida em serviço e tempo entre desmontagem, limpeza e inspeção dos enrolamentos.

A fim de manter a soma em 6 e não ser necessário utilizar o sistema anticondensação e medidas especiais, deve-se ter uma frequência média de partida em serviço menor ou igual a uma vez por semana e um tempo entre desmontagem, limpeza e inspeção dos enrolamentos menor do que 2 anos.

Não era de interesse causar uma limitação do cliente quanto ao número de partidas dos motores e, acima de tudo, em relação à manutenção das máquinas. Este estaria forçado a realizar uma manutenção rápida dos equipamentos em apenas 2 anos, e não poderia partir o motor mais do que uma vez por semana.

Para deixá-lo livre de escolha, optou-se pelo uso de elementos de anticondensação e um sistema de purga na partida. Deste modo, a soma dos fatores poderia ser maior do que 6, independente da frequência média de partida e do tempo entre desmontagem, limpeza e inspeção dos enrolamentos optados pelo cliente.

Somado a isso, o mesmo exigiu a adoção de um sistema anti-surto para os motores, composto por capacitor e para-raios. O sistema descrito é normalmente utilizado para motores de média tensão - a partir de 13,8 kV. Entretanto, foi buscada

uma solução para o caso, a fim de atender à sua exigência. Consultando o fabricante sobre a possibilidade de instalação de tal sistema, a resposta foi negativa. O fornecedor trabalha com sistemas anti-surto apenas para a zona 2.

Apesar da indisponibilidade do fabricante, optou-se pela manutenção do fornecedor pela sua alta reputação no mercado de fabricação de motores elétricos e experiência com projetos na área na *offshore*. Buscaram-se, então, outras soluções para o caso.

6.3 Alternativas de Solução

Em busca da solução para o problema apresentado, duas alternativas foram sugeridas pelo fabricante. A primeira opção consiste em manter-se a escolha de motores ‘Ex e’ (segurança aumentada) para zona 1, conectados em série ao sistema anti-surto, localizado na zona 2. A 2ª solução sugere a substituição do tipo de proteção dos motores para ‘Ex p’ (pressurizado), contendo em sua caixa de ligação o sistema anti-surto.

Ambas as alternativas contavam ainda com purga para a partida. O gás de proteção utilizado possui propriedades não combustíveis e não tóxicas, podendo ser composto tanto por ar quanto gás inerte. Quando o ar é utilizado, o ponto de captação é localizado em uma área não classificada, reduzindo o risco de contaminação.

Economicamente, as duas opções possuem investimentos iniciais similares de acordo com os custos apresentados pelo fornecedor, contratado pelo Consórcio Tomé-Ferrostaal. Os motores ‘Ex p’ possuíam maior custo devido ao seu sistema de pressurização, que evita a entrada de atmosfera explosiva para o interior do invólucro. Enquanto cada conjunto motor ‘Ex e’ e sua respectiva bomba custavam R\$ 464.000,00, o conjunto para motores ‘Ex p’, incluindo seu sistema anti-surto, apresentava o custo de R\$ 485.000,00.

Contudo, a instalação do sistema anti-surto do motor ‘Ex e’ em outra zona elevava os custos de instalação e cabeamento da 1ª alternativa para R\$ 477.000,00, tornando as duas alternativas praticamente equivalentes, financeiramente.

A Tabela 6.4 resume as especificações dos motores das duas alternativas.

Tabela 6.4 – Especificações dos motores das duas alternativas

	Motores da alternativa 1	Motores da alternativa 2
Tipo de proteção	Ex e	Ex p (px)
Grau de proteção	IP56	IP56
Zona	Z1	Z1
Grupo de gás	IIA	IIA
Classe de temperatura	T3	T3
Sistema anti-surto	Para Z2	Para Z1
Purga para partida	Contém	Contém
Custo total	R\$ 477.000,00	R\$ 485.000,00

Ademais, notou-se que o emprego dos motores ‘Ex p’ garantiria simplicidade de instalação e eficácia operacional. Dessa forma, não seria necessária a conexão entre dois equipamentos de zonas distintas. A redução no número de cabos o torna mais eficiente, facilitando a atuação dos operadores e mantenedores dos equipamentos.

Além disso, a busca pela solução levou em conta o estudo da confiabilidade de cada alternativa. A diferença de confiabilidade entre os motores ‘Ex e’ e ‘Ex p’ pode ser considerada desprezível, considerando-se um sistema apenas com a presença dos motores. Entretanto, observou-se que o acréscimo dos elementos em série sugeridos pela primeira opção (sistema anti-surto localizado na zona 2, e todos os cabamentos pertinentes) provocaria a redução da confiabilidade do sistema. O tempo médio entre falhas MTBF é menor quando comparado à segunda opção.

Por outro lado, nota-se que o tempo médio de reparo MTTR é reduzido na segunda solução, a qual é dada pelo uso dos motores com seu sistema anti-surto localizado na sua caixa de ligação. A configuração de apenas um elemento aumenta a manutenibilidade, ou seja, torna mais fácil a manutenção ou recolocação do motor em condições de executar as suas funções requeridas após ocorrência de uma falha.

Diante de todos os aspectos analisados, concluiu-se que a configuração dada pela segunda alternativa, isto é, o uso de motores ‘Ex p’ com seu próprio sistema anti-surto, era a que melhor se adequava às exigências do cliente diante das limitações apresentadas e possui a melhor relação custo-benefício.

7 Conclusão e Sugestões de Trabalhos Futuros

Ainda que, por pressão da mídia e de mobilizações governamentais e não governamentais, tenda-se a limitar o consumo de petróleo pela alegação do aquecimento global, é inegável a necessidade crescente de sua exploração. A descoberta de reservas na camada de pré-sal de dimensões colossais deu à indústria brasileira do petróleo um novo desafio.

O projeto de uma plataforma de produção de petróleo e gás envolve muitos investimentos. A cada nova descoberta, as dificuldades de exploração são maiores e o desenvolvimento de novas tecnologias se torna cada vez mais imprescindível. O setor elétrico não fica de fora, sendo um dos pontos-chave para os avanços tecnológicos.

Todo esse processo deve ser acompanhado pela análise dos riscos, otimizando os recursos financeiros, humanos, tecnológicos e materiais disponíveis no empreendimento. É importante identificar os riscos, estimar suas ações mitigadoras e, por fim, decidir se esse risco é condizente com a aplicação. Busca-se garantir a segurança no trabalho de todos os envolvidos, direta e indiretamente, com a produção, bem como uma excelência operacional do ativo.

É nesse aspecto que se considera a importância do emprego de normas específicas na seleção de equipamentos elétricos em atmosferas explosivas. A avaliação correta do grau de risco da presença de mistura inflamável é o primeiro passo para garantir a segurança dos serviços em eletricidade. Essas considerações precisam ser direcionadas para cada um dos equipamentos instalados, que contenham algum líquido inflamável ou que possam se tornar uma fonte de ignição. Deve-se considerar que acidentes em unidades de produção *offshore* podem causar danos ambientais catastróficos, de grande impacto a toda produção da unidade e causando até perdas de vidas.

Ademais, o impacto de um acidente de trabalho não recai somente sobre os profissionais especialistas no assunto. É de suma importância compreender o papel de um engenheiro eletricista nesse processo, tendo influência direta no gerenciamento de riscos. Identificar situações perigosas e determinar medidas de segurança são também tarefas de sua responsabilidade. A confiabilidade do sistema deve ser prioridade de todo

empreendimento, visando a uma instalação simples, segura e de fácil operação e manutenção.

Ao final deste trabalho, considera-se que foram atingidos os objetivos propostos. Foram fornecidas as diretrizes necessárias para uma correta seleção de motores elétricos em áreas classificadas, apresentando os critérios para classificação em atmosferas explosivas. São necessárias informações a respeito do estado físico das substâncias encontradas, características físicas dessas substâncias, condições ambientais e características dos equipamentos onde estão essas substâncias.

Além disso, o estudo de caso permitiu exemplificar o tema abordado, sendo analisadas as alternativas de aplicação dos motores elétricos em plataformas. A escolha deve garantir confiabilidade ao sistema, ter uma boa relação custo-benefício e estar de acordo com as normas ANSI ^[2], ABNT ^{[3] [4]} e IEC ^[26] para atmosferas explosivas apresentadas nesse trabalho.

Os critérios de seleção de motores fornecidos buscam não se restringir ao caso estudado, mas servir também de base para outras análises em atmosfera explosiva. Como trabalhos futuros, são sugeridos estudos em outros tipos de áreas perigosas, caracterizadas pela presença de poeiras e fibras, e abrangendo qualquer tipo de equipamento elétrico destinado à operação em áreas classificadas.

Todos os acidentes devem ser evitados. Métodos mais eficazes de organização de trabalho e gerenciamento da produção devem ser considerados. Também é recomendado o aprofundamento na investigação das causas dos principais acidentes que afetaram a indústria do petróleo. É de se considerar que a ampliação intensa no volume de operações e produção *offshore* nos últimos anos levou um aumento da complexidade das instalações.

Dessa forma, é proposta, também como estudo futuro, a investigação de acidentes de trabalho em plataformas já ocorridos no país, a fim de compreender os fatores causais e fornecer subsídios para desenvolvimento de estratégias de controle e prevenção de acidentes. Esse estudo deve contemplar a importância do cumprimento das regulamentações sobre segurança no trabalho em atmosferas explosivas abordadas pela NR-10.

Referências Bibliográficas

- [1] JORDÃO, D. M., *Manual de Instalações Elétricas em Indústrias Químicas, Petroquímicas e de Petróleo. Atmosferas Explosivas*. 3 ed, Rio de Janeiro, Brasil, Qualitymark, 2008.
- [2] ANSI/API, *Recommended Practice for Classification of Locations for Electrical Installations at Petroleum Facilities Classified as Class I, Zone 0, Zone 1, and Zone 2*. Washington, Estados Unidos, 2002.
- [3] ABNT NBR IEC 60079-0, *Atmosferas explosivas. Parte 0: Equipamentos – Requisitos Gerais*. Rio de Janeiro, Brasil, 2013.
- [4] ABNT NBR IEC 60079-14, *Atmosferas explosivas. Parte 14: Projeto, seleção e montagem de instalações elétricas*. Rio de Janeiro, Brasil, 2013.
- [5] NETO, L. R., SOARES, L. F. O., *Instalações Elétricas em Áreas Classificadas. Elaboração da Lista de Verificação para Laboratórios em Áreas Classificadas*. Projeto de Graduação, Departamento de Engenharia Elétrica da Escola Politécnica da Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil, UFRJ, 2010.
- [6] THOMAS, J. E., *Fundamentos da Engenharia de Petróleo*. Rio de Janeiro, Brasil, Interciência, 2001.
- [7] BRITISH PETROLEUM, *BP Statistical Review of World Energy – June 2013*. Londres, Inglaterra, 2013.
- [8] CASANOVA, R. A., PEREIRA, W. G., *Análise do Sistema Elétrico de uma Unidade de Produção de Petróleo*. Projeto de Graduação, Departamento de Engenharia Elétrica da Escola Politécnica da Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil, UFRJ, 2008.
- [9] THURLER, D. S., *Sistemas elétricos de potência submarinos para produção de petróleo e gás natural*. Projeto de Graduação, Departamento de Engenharia Elétrica da Escola Politécnica da Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil, UFRJ, 2013.

- [10] COPPE, UFRJ, *Corrida para o mar. Os desafios tecnológicos e ambientais do pré-sal*. Rio de Janeiro, Brasil, E-Papers, 2010.
- [11] PETROBRAS-SA, *Exploração e Produção de Petróleo e Gás*. Disponível em: <<http://www.petrobras.com.br/pt/quem-somos/perfil/atividades/exploracao-producao-petroleo-gas/>>. Acesso em 20 de junho de 2013, 19h30min.
- [12] G1 GLOBO.COM, *Entenda como é feita a extração do petróleo do pré-sal*. Disponível em: < http://g1.globo.com/Noticias/Economia_Negocios/0,,MUL1287660-9356,00-ENTENDA+COMO+E+FEITA+A+EXTRACAO+DO+PETROLEO+DO+PRESAL.html >. Acesso em 24 de junho de 2013, 15h00min.
- [13] PETROBRAS-SA, *Plano de Negócios e Gestão 2013-2017*. Rio de Janeiro, Brasil, 2013.
- [14] Especificação Técnica, E&P. *Specification for Electrical System*. Publicação nº I-ET-3010.90-5140-700-DCX-001. Rio de Janeiro, Brasil, 2013.
- [15] ASSIS, T. M. L., *Geração de Energia Elétrica EEE-644 – Aula 14: Usinas Termelétricas – Centrais Térmicas a Gás*. Material Didático da Disciplina do DEE – Departamento de Engenharia Elétrica da Escola Politécnica da Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil, UFRJ, 2012.
- [16] STEPHAN, R. M., *Acionamento, Comando e Controle de Máquinas Elétricas*. Rio de Janeiro, Brasil, Ciência Moderna, 2013.
- [17] WEG MOTORES, *Atmosferas Explosivas – Segurança e confiabilidade*. Jaraguá do Sul, Brasil, 2013.
- [18] WEG MOTORES, *Guia de Especificação de Motores Elétricos*. Jaraguá do Sul, Brasil, 2013.
- [19] JUNIOR, J. S., *CONTRAP – Atmosferas Explosivas*. Rio de Janeiro, Brasil, 2013.
- [20] NEMÉSIO SOUSA, J., *Manutenção e Operação de Equipamentos Elétricos*. Material Didático da Disciplina do DEE – Departamento de Engenharia Elétrica da Escola Politécnica da Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, Brasil, UFRJ, 2013.

- [21] BORGES, C. L. T., *Confiabilidade de Sistemas de Potência*. Rio de Janeiro, Brasil, EE – COPPE/UFRJ, 2003.
- [22] FERREIRA, E., *Análise de Confiabilidade de Sistemas Redundantes de Armazenamento em Discos Magnéticos*. Dissertação de M. Sc., Universidade de São Paulo, São Paulo, Brasil, USP, 2003.
- [23] GIL, A. C., *Como Elaborar Projetos de Pesquisa*. São Paulo, Brasil, Atlas, 1991.
- [24] Especificação técnica, E&P, *Hazardous Area Classification Data List (M-08)*. Publicação nº I-LI-3010.92-1419-94A-TB7-001, Rio de Janeiro, Brasil, Consórcio Tomé-Ferrostaal, 2013.
- [25] Especificação técnica, E&P, *Electrical Load List (M-08)*. Publicação n I-LI-3010.92-1418-700-TB7-002, Rio de Janeiro, Brasil, Consórcio Tomé-Ferrostaal, 2013.
- [26] IEC 60092-502, *Electrical Installations in Ships – Part 502: Tankers – Special Features*. Genebra, Suíça, 1999.