UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
ESCOLA POLITÉCNICA

CARLOS HENRIQUE POMPEO TELES

Estudos de novas propostas para fornecimento de energia elétrica a plataformas *offshore* de óleo e gás com aplicação na Bacia de Santos

SÃO PAULO
2019

CARLOS HENRIQUE POMPEO TELES

Estudos de novas propostas para fornecimento de energia elétrica a plataformas *offshore* de óleo e gás com aplicação na Bacia de Santos

Versão Corrigida

Dissertação apresentada à Escola Politécnica da Universidade de São Paulo para obtenção do título de Mestre em Ciências.

Área de Concentração: Sistemas de Potência

Orientador: Carlos Frederico Meschini Almeida

SÃO PAULO

2019

Autorizo a reprodução e divulgação total ou parcial deste trabalho, por qualquer meio convencional ou eletrônico, para fins de estudo e pesquisa, desde que citada a fonte.

Este exemplar foi revisado e corrigido em relação à versão original, sob responsabilidade única do autor e com a anuência de seu orientador.

São Paulo, _____ de _____ de _____

Assinatura do autor: _____

Assinatura do orientador: _____

Catalogação-na-publicação

Teles, Carlos Henrique Pompeo

Estudos de novas propostas para fornecimento de energia elétrica a plataformas offshore de óleo e gás com aplicação na Bacia de Santos / C. H. P. Teles -- versão corr. -- São Paulo, 2019.

123 p.

Dissertação (Mestrado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas.

1.Energia elétrica 2.Óleo e Gás 3.Turbinas a gás 4.Circuitos Elétricos 5.Conversores A/D e D/A I.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas II.t.

DEDICATÓRIA

A Deus e aos meus familiares como razão de minha existência.

AGRADECIMENTOS

Ao Prof. Dr. Carlos Frederico Meschini Almeida, por toda a paciência e apoio para com meu crescimento científico e intelectual.

À minha madrinha batismal Selma Aparecida Cunha, por toda colaboração e empenho para com minha educação como cidadão e profissional brasileiro.

À Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho – Unesp Ilha Solteira, pela oportunidade da realização de minha Graduação em Engenharia Elétrica.

À Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, pelos conhecimentos técnicos compartilhados comigo e com meus colegas durante minha pós-graduação em Engenharia Elétrica.

À empresa ABB Brasil, por me proporcionar um excelente ambiente de crescimento intelectual e profissional e pelo apoio cedido pelo seu corpo gerencial para o desenvolvimento dos meus estudos na pós-graduação.

EPÍGRAFE

“Feliz aquele que transfere o que sabe e aprende o que ensina.”

(Coralina, 2017)

RESUMO

Diante do cenário atual do suprimento de energia elétrica a plataformas *offshore* de óleo e gás da Bacia de Santos, no Brasil, esta dissertação visa contextualizar e confrontar a solução técnica mais comumente utilizada para geração local de energia referente ao emprego de turbinas a gás que tem por características intrínsecas a apresentação de baixas taxas de eficiência energética e as significativas emissões de gases prejudiciais à atmosfera terrestre. Apesar de diretrizes regulatórias terem sido já implementadas na Europa visando redução drástica da poluição gerada pelas turbinas a gás em plataformas de mesma finalidade, tal regulação encontra-se em parâmetros embrionários sob a ótica da seara nacional. Neste contexto, essa dissertação confronta tal solução a partir da recomendação do emprego de soluções baseadas na transmissão de energia elétrica através de cabos submarinos desde a costa, isto é, através do conceito denominado do inglês *power from shore (PFS)*. Para tanto, esse trabalho visa determinar unifilares típicos para plataformas genéricas da Bacia de Santos, analisando as disposições das cargas para posterior apresentação e análise de novas propostas de soluções técnicas para fornecimento de energia elétrica utilizando-se de transmissão via cabos submarinos em corrente alternada ou em corrente contínua para futuras aplicações. Os resultados permitem identificar as tecnologias empregáveis de acordo com cada campo específico da Bacia de Santos, tratando ainda de elencar eventuais vantagens e desvantagens das aplicações propostas.

Palavras-Chaves: Plataformas. Óleo e gás. Energia elétrica. Alternativas. Corrente alternada. Corrente contínua.

ABSTRACT

Given the current scenario of supplying electricity to offshore oil and gas platforms in the Santos Basin, Brazil, this dissertation aims to contextualize and confront the most commonly used technical solution for local energy generation regarding the use of gas turbines that have intrinsic characteristics as low energy efficiency rates and significant emissions of greenhouse gases to the atmosphere. Although regulatory guidelines have already been implemented in Europe aiming to drastically reduce the pollution generated by gas turbines on platforms with the same purpose, such regulation is in embryonic parameters from the perspective of the national harvest. In this context, this dissertation confronts such solution based on the recommendation of electricity transmission through submarine cables from the coast, that is, through the English concept called power from shore (PFS). Furthermore, this work aims to determine typical single line for generic platforms of the Santos Basin, analyzing the dispositions of the loads for further presentation and analysis of new proposals for technical solutions related to electric power supply using transmission via alternating or direct current by submarine cables for future applications. The results allow us to identify the employable technologies according to each specific field of the Santos Basin, and try to list any advantages and disadvantages of the proposed applications.

Keywords: Platforms. Oil and gas. Electricity. Alternatives. Alternating current. Direct current.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Plataforma Fixa de Mexilhão na Bacia de Santos 22

Figura 2 - Ilustração dos tipos de plataformas atualmente utilizados no mundo..... 31

Figura 3 - Ilustração dos principais tipos de plataformas implementadas no Brasil.. 32

Figura 4 - Blocos do pré-sal da Bacia de Santos..... 33

Figura 5 - Ilustração de módulo de geração de eletricidade da FPSO P-50, na Bacia de Campos 37

Figura 6 - Ilustração ciclo simples..... 42

Figura 7 - Ilustração ciclo combinado 44

Figura 8 - Exemplo de sistema de geração em plataforma..... 47

Figura 9 - Arranjo do sistema para geração de energia elétrica a partir de TG 48

Figura 10 - Simulação para capacidade de transmissão em função do comprimento das linhas..... 54

Figura 11 - Ilustração Sistema Martin Linge 56

Figura 12 - Comparação de esquemas CA e CC para Martin Linge..... 57

Figura 13 - Modelo teórico para linha de transmissão 58

Figura 14 - Relação potência ativa x distância de transmissão: Projetos CA e CC no mundo..... 59

Figura 15 - Diagrama Unifilar projeto Martin Linge. 61

Figura 16 - Perfil de tensão de transmissão para carga em vazio com OLTC em 90,5 kV 63

Figura 17 - Perfil de tensão de transmissão para carga total com OLTC em 106 kV 64

Figura 18 - Rejeição de carga - Simulação 100 kV..... 65

Figura 19 - Evolução das perdas nas estações conversoras desde 1997 até 2012. 70

Figura 20 - Desenvolvimento das tecnologias para cabos CC com taxas de tensão e corrente de projetos pelo mundo. 70

Figura 21 - Modulação PWM 71

Figura 22 - Tensão de Saída CA para uma carga com modulação PWM. 72

Figura 23 - Componentes de um sistema HVDC VSC 73

Figura 24 - a) Uma estação HVDC Light TM requer somente 18 x 45 m, sem o transformador. b) Esquema de módulo 250-300 MW de aproximadamente 30 x 40 x 20 m (W x L x H), com o transformador 74

Figura 25 - Módulo HVDC Light TM na plataforma Troll A da Statoil 74

Figura 26 - Tecnologias CC disponíveis para aplicações a plataformas offshore a longas distâncias de transmissão e distribuição de energia via cabos submarinos. . 76

Figura 27 - Configuração de um módulo de uma unidade conversora terminal de envio 77

Figura 28 - Configuração de um módulo de uma unidade conversora terminal receptora *offshore* 78

Figura 29 - Configuração para unidades receptoras *offshore* conectadas em série para aplicações em altas potências demandadas pelas cargas nas plataformas de óleo e gás 79

Figura 30 - Representação do mecanismo de proteção 79

Figura 31 - Arquitetura de controle para sistemas MSDC 80

Figura 32 - Plataforma fixa de Mexilhão em operação na Bacia de Santos. 87

Figura 33 - Diagrama Unifilar Típico para plataforma *offshore* de óleo e gás – cargas normais e auxiliares 88

Figura 34 - Diagrama Unifilar Típico para plataforma offshore de óleo e gás - cargas essenciais, emergenciais e conexões em baixa tensão 90

Figura 35 - FPSO Cidade de Angra dos Reis, Bacia de Santos 93

Figura 36 - Diagrama Unifilar Típico para conexão FPSO e plataforma fixa – barramento principal com cargas normais e auxiliares 95

Figura 37 - Diagrama Unifilar Típico para conexão FPSO e plataforma fixa – barramento de emergência da unidade FPSO 96

Figura 38 - Diagrama Unifilar Típico para conexão FPSO e plataforma fixa – Conexões via cabos umbilicais submarinos e disposições das cargas em plataforma fixa 97

Figura 39 - Unifilar para proposta de transmissão de energia a partir de solução PFS-CA..... 100

Figura 40 - Proposta para transmissão a partir de solução HVDC convencional ... 101

Figura 41 - Proposta de transmissão a partir de solução MSDC 102

Figura 42 - Redução anual de CO_2 por janela de oportunidade. 114

Figura 43 - Redução anual de NOx por janela de oportunidade. 114

Figura 45 - Relação Custo x Distância para soluções de transmissão CA e CC. ... 116

Figura 46 - Janela de oportunidades soluções para suprimento de energia elétrica com aplicação à Bacia de Santos. 118

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Plataformas da Bacia de Santos..... 34

Tabela 2 - Perdas a carga total para o projeto de Hild 66

Tabela 3 - Plataformas da Bacia de Santos e suas capacidades nominais de produção..... 103

Tabela 4 - Plataformas da Bacia de Santos e suas distâncias costeiras e demandas de potência ativa..... 104

Tabela 5 – Relação de capacidade instalada estimada para as plataformas da Bacia de Santos..... 105

Tabela 6 - Relação de recomendações de soluções para suprimento de energia elétrica às plataformas da Bacia de Santos..... 106

Tabela 7 - Quadro comparativo de vantagens e desvantagens por tipo de solução para suprimento energético a plataformas *offshore* de óleo e gás 107

Tabela 8 - Redução anual estimada de CO2 para aplicação de PFS..... 112

Tabela 9 - Redução anual estimada de NOx para aplicação de PFS..... 113

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO 21

1.1 OBJETIVOS E JUSTIFICATIVA 24

1.1.1 Objetivo Geral 26

1.1.2 Objetivos Específicos 26

2 REFERENCIAL TEÓRICO 27

2.1 Petróleo e gás natural – origem e exploração no brasil 27

2.2 Da Bacia de Santos 32

2.3 Do suprimento de energia elétrica a plataformas *offshore* de óleo e gás 34

2.3.1 SUPRIMENTO ENERGÉTICO A PARTIR DE TURBINAS A GÁS 39

2.3.1.1 Processos envolvidos na geração de energia elétrica a partir de turbinas a gás 41

2.3.1.2 Do sistema de geração de energia elétrica a partir de turbinas a gás 44

2.3.2. Power from Shore – PFS 48

2.3.2.1 Transmissão via cabos submarinos em corrente alternada (PFS – AC) 52

2.3.2.2 Transmissão via cabos submarinos em corrente contínua (PFS – CC) 67

3 METODOLOGIA 81

3.1. Caracterização da área da pesquisa 81

3.2 Do levantamento dos dados 82

4 ANÁLISE DOS RESULTADOS 85

4.1 APRESENTAÇÃO DOS DADOS 85

4.1.1. SOLUÇÕES PARA PLATAFORMAS FIXAS 86

4.1.2 SOLUÇÕES PARA FPSO CONECTADAS A PLATAFORMAS FIXAS 92

4.1.3 PROPOSTA DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA COM SOLUÇÃO PFS - CA 99

4.1.4 PROPOSTA DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA COM SOLUÇÃO PFS – CC 101

4.1.5 DAS APLICAÇÕES À BACIA DE SANTOS 103

4.1.6 DOS ESTUDOS AMBIENTAIS DE ATRATIVIDADE 109

5. CONSIDERAÇÕES FINAIS 115

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS 121

1 INTRODUÇÃO

Desde a concepção da sociedade até os dias atuais, pode-se classificar o óleo e o gás natural como combustíveis fósseis essenciais para o desenvolvimento das relações políticas, sociais, econômicas e ambientais dentre países e continentes. Tal relevância se apresenta cada vez mais consistente a partir do aumento do grau de integração econômica, do crescimento demográfico, e do crescimento de economias emergentes que contribuem para com o aumento da demanda energética e consequentemente para com a dependência da geração de energia através de fontes primárias como tais.

Por energia renovável pode-se entender como a energia obtida através de fluxos energéticos naturais e persistentes que ocorrem no ambiente. Pode-se também considerar sinônimas as expressões “energias de fontes renováveis” e “energia verde”. Como exemplos de energias provenientes de fontes renováveis têm-se as energias presentes no vento, na radiação solar e na mudança das marés. Já por energia não renovável, antagonicamente subentende-se a energia obtida a partir de reservatórios estáticos que permanecem sob o solo, a não ser que exista interação humana. São também considerados sinônimos os termos “energia marrom” e “energia finita”. São exemplos comuns o petróleo, o gás natural e o carvão.

Em relação às energias não renováveis, verifica-se que as recentes descobertas de reservatórios de hidrocarbonetos no Brasil e no mundo, bem como o aumento das tecnologias necessárias para aprimoramentos de técnicas de sensoriamento e exploração, têm vindo de encontro à necessidade de expandir a oferta de energia, substituir campos de exploração maduros e em declínio, e, portanto, responder à demanda global de energia.

No Brasil, até bem pouco tempo atrás compartilhava-se de um cenário de necessidade de importação do petróleo proveniente principalmente do Oriente Médio. Historicamente, a primeira jazida de petróleo comercialmente explorável foi descoberta em Salvador, no ano de 1939. Porém, apenas em meados de 2007, o

Brasil conseguiu conquistar sua autossuficiência, fundamentalmente a partir da descoberta da camada do pré-sal que compreende uma faixa de 800 Km entre os estados do Espírito Santo e Santa Catarina, afastada de 100 a 300 Km da costa. O petróleo do pré-sal é encontrado em profundidades de 5 a 7 Km abaixo do nível do solo marítimo, em solos firmes, e que demandam basicamente três etapas para sua exploração: a prospecção, isto é, a realização de um estudo para análise do solo e busca das bacias sedimentares; a perfuração, para que sejam feitas análises de viabilidade de extração do petróleo e, finalmente; a extração, onde, uma vez sendo viável, inicia-se a extração de fato (Petrobrás, 2019).

Para a realização de tais atividades, utiliza-se de diversos tipos de plataformas. A Figura 1 apresenta um exemplo de plataforma fixa situada na Bacia de Santos.

Figura 1 - Plataforma Fixa de Mexilhão na Bacia de Santos

Fonte: (Petrobras, 2019).

A complexidade das plataformas industriais de produção que conta com grande quantidade de bombas, compressores e ventiladores, além de sistemas para separação do gás natural, do óleo e da água produzida, determina a característica eletrointensiva destas plataformas modernas. Assim, de modo a tornar a atividade extrativista mais rentável e menos poluidora, a geração de energia elétrica através de meios que possam reduzir o consumo de combustíveis fósseis nestas mesmas plataformas (até então autossuficientes), tem sido gradativamente discutida, vislumbrando ganhos ambientais, técnicos e econômicos.

A principal forma para suprimento de energia elétrica a plataformas *offshore* de óleo e gás é normalmente dada através de turbinas localizadas nas próprias instalações de tais plataformas. As turbinas a gás (TG) são equipamentos pertencentes ao grupo de motores de combustão interna e têm uma faixa de operação que varia desde pequenas potências como 100 kW até grandes potências como 180 MW. Seu campo de aplicação é o mais variado e o mais amplo entre os diversos tipos de motores. Inicialmente foram desenvolvidas objetivando fornecimento de trabalho mecânico, porém seu desenvolvimento pleno ocorreu em virtude do seu uso como elemento propulsor na indústria aeronáutica. Enquanto fornecedores de trabalho mecânico, as turbinas a gás têm sido utilizadas, de maneira geral, como elemento propulsor para navios, aviões, no setor automotivo, ferroviário e como acionador de estações *booster* de bombeamento (oleodutos e gasodutos), assim como também na geração de eletricidade, principalmente das centrais de ponta e sistema *standy by* e em locais onde o peso e o volume são levados em conta como os casos das plataformas *offshore* de extração de petróleo. Também são usadas em locais remotos e de difícil acesso e instalação, pois sua alta confiabilidade aliada à simplicidade de operação permite inclusive que elas sejam operadas à distância (MENESES, 2011).

No entanto, frente à análise de viabilidade e eficiência energética, tal forma de geração através da compressão e queima dos gases retirados das profundezas, tem apresentado baixas taxas de conversão de energia, aliadas a significativas emissões de gases poluentes tais como CO_2 e NO_X, à atmosfera terrestre. A partir deste ponto, tem-se como alternativa para o fornecimento de energia a estas plataformas, a transmissão da mesma a partir de cabos submarinos conectados a redes em terra (*onshore*). Tal transmissão pode se dar a partir de corrente alternada (CA) ou corrente contínua (CC), conforme parâmetros a serem discutidos neste trabalho.

No mundo, a discussão referente à forma de prover energia às plataformas de extração tem estado bastante aquecida. Como exemplos, tem-se a pesquisa europeia referente à rede transnacional do mar do Norte, contando com integração de larga escala a partir de geração eólica *offshore,* ou ainda o projeto de *Martin Linge*, também no mar do Norte, que deve contar com o maior cabo de transmissão submarina *offshore* do mundo, com cerca de 160 Km desde a costa, ou até mesmo

projetos com implementação de HVDC Light como *Gotland* (Suécia), *Direct Link* (Austrália), *Tjaereborg* (Dinamarca) e *Eagle Pass* (EUA). Na contramão dessa realidade, pode-se fazer referência às plataformas fixas de Merluza e Mexilhão, na Bacia de Santos. Elas são os exemplos mais típicos de implementação de turbinas de gás (tecnologia mais poluente e com baixas taxas de conversão energética), no Brasil.

Isto é, por mais que cada caso deva ser avaliado isoladamente para definição do projeto elétrico de suprimento das plataformas, as questões ambientais ou de eficiência energética apresentam oportunidades de melhorias quando da concepção do projeto aplicado às plantas brasileiras, neste trabalho amostradas através das plataformas da região da Bacia de Santos.

Dentre os parâmetros a se levar em conta quando da definição do esquema para suprimento das plataformas tem-se: confiabilidade do sistema, viscosidade do óleo, distância da costa, potência instalada necessária, proteção do sistema, possibilidade de controle remoto do sistema fora da própria plataforma, análise das cargas, possíveis perdas nos cabos (em caso de transmissão via cabos submarinos CA ou CC), estudos de injeção de distorções harmônicas e de rejeição de carga, estudos de faltas e ensaios de tensão induzida nos cabos. Fatores espaciais (projetos civil e eletromecânico das plataformas), e principalmente econômicos, como *capex* e *opex,* também não devem ser ignorados. Antes de mais nada, e de forma a esclarecer o escopo desta dissertação, vale ressaltar que esse trabalho não tem por intuito abordar tecnicamente e detalhadamente cada um destes fatores, mas sim propagar suas discussões focadas na apresentação de novas propostas tecnológicas que devem apresentar relações diretas com todos estes parâmetros supracitados conforme seção 4 deste trabalho.

1.1 OBJETIVOS E JUSTIFICATIVA

O projeto para suprimento energético a plataformas *offshore* de óleo e gás constitui etapa essencial dentro de um projeto de implantação de exploração de

campos de hidrocarbonetos em águas profundas ou ultra profundas, exigindo das partes interessadas conhecimentos integrados para obtenção de resultados otimizados.

Dentro de um ambiente global voltado às condições ambientais e econômicas das soluções de engenharia, qualquer aplicação deve considerar máxima eficiência energética e mínimo impacto ao meio ambiente. Questões voltadas à eficiência energética são cruciais a saúde dos negócios, não sendo necessário o aprofundamento de suas discussões visando enfatizar da importância. Já as questões ambientais são fundamentais para o atendimento ao Acordo de Paris aprovado por 195 países sob o intuito de reduzir as emissões de gases prejudiciais ao efeito estufa no contexto do desenvolvimento sustentável da indústria visando limitar o aumento da temperatura do planeta a 1,5ºC acima dos níveis pré-industriais.

“A NDC (traduzido do inglês, Contribuições Nacionalmente Determinadas) do Brasil comprometeu-se a reduzir as emissões de gases de efeito estufa em 37% abaixo dos níveis de 2005, em 2025, com uma contribuição indicativa subsequente de reduzir as emissões de gases de efeito estufa em 43% abaixo dos níveis de 2005, em 2030.” (Meio Ambiente, 2005).

Prever desafios e dificuldades inerentes a novos projetos (*greenfields*) ou projetos já existentes (*brownfields*), torna-se premissa crucial, fazendo com que experiências internacionais sejam consideradas como forma de *benchmarking* quando das discussões de novas propostas tecnológicas para suprimento energético de plataformas *offshore* de óleo e gás em ambiente nacional. Os desafios da indústria de óleo e gás são cada vez maiores e os projetos das plataformas devem se adequar aos planos de maior custo benefício pela utilização destas novas tecnologias.

Neste intuito, o que impulsionou a realização deste trabalho foi levantar o panorama da questão de geração, transmissão e distribuição de energia a plataformas de óleo e gás no mundo, comparando-o à realidade brasileira traduzida através da Bacia de Santos, de forma a guiar novas alternativas de soluções aplicáveis a novas plantas ou plantas existentes baseadas no conceito de

transmissão de energia gerada em terra com transmissão a plataformas marítimas (*power from shore*).

1.1.1 Objetivo Geral

Apresentar alternativas às soluções atuais para suprimento energético a plataformas *offshore* de óleo e gás da Bacia de Santos, sejam elas *greenfields* ou *brownfields*.

1.1.2 Objetivos Específicos

- Analisar as principais soluções aplicadas no mundo para suprimento energético das plataformas.
- Compreender as plantas atuais com geração a partir de Turbinas a Gás e geradores a diesel.
- Identificar unifilares típicos para plataformas existentes da Bacia de Santos, no Brasil.
- A partir dos dados coletados, avaliar diferentes soluções aplicando o conceito *power from shore* (PFS).
- Apresentar comparações de vantagens e desvantagens entre os diferentes tipos de soluções propostas.
- Apresentar recomendações frente às soluções propostas, de modo a apresentar um compilado das discussões do trabalho levantado.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

2.1 PETRÓLEO E GÁS NATURAL – ORIGEM E EXPLORAÇÃO NO BRASIL

O petróleo é uma substância inflamável resultante da combinação de substâncias oleosas com cheiro característico, em sua maioria hidrocarbonetos alifáticos, alicíclicos e aromáticos, podendo conter também quantidades pequenas de nitrogênio, oxigênio, compostos de enxofre e íons metálicos, e que pode variar sua coloração desde o incolor ou castanho claro até o preto. Como subprodutos derivados do petróleo tem-se, por exemplo, gás liquefeito de petróleo (GLP), produtos asfálticos, nafta petroquímica, querosene, polímeros, solventes, óleos combustíveis e lubrificantes, óleo diesel e combustível de aviação (Sindipetro CE/PI, 2019).

O petróleo e o gás natural podem ser encontrados tanto em terra quanto no mar, estando estes associados a grandes estruturas, sobretudo nos limites entre as placas tectônicas. Durante a perfuração de um poço, as rochas atravessadas são descritas, pesquisando-se a ocorrência de indícios de hidrocarbonetos. Logo após a perfuração são investigadas as propriedades radioativas, elétricas, magnéticas e elásticas das rochas da parede do poço através de ferramentas especiais (perfilagem) as quais permitem ler as propriedades físicas das rochas, identificar e avaliar a ocorrência de hidrocarbonetos.

A extração do petróleo é simplesmente a remoção do recurso a partir da reserva. O petróleo é frequentemente recuperado como uma emulsão de água e óleo. Produtos químicos especiais, chamados demulsificadores, são utilizados para separar o petróleo da água. Ao chegar nas refinarias, o produto extraído dos reservatórios é submetido a uma separação gás-óleo-água livre e posteriormente é realizada a desidratação do óleo para retirada de água e sais presentes no petróleo. O óleo bruto resultante é bombeado a um forno e em seguida é encaminhado a uma

torre de destilação atmosférica, também conhecida como torre de destilação fracionada, onde ocorrerá a primeira etapa de separação de seus derivados.

No Brasil, a primeira sondagem foi realizada no município de Bofete no estado de São Paulo, entre 1892 e 1896, que teve como resultado apenas água sulfurosa com escavação até à profundidade de 488 metros. Em 1932 foi instalada a primeira refinaria de petróleo do país, a Refinaria Rio-grandense de Petróleo, em Uruguaiana, a qual utilizava petróleo importado do Chile, entre outros países. Foi somente no ano de 1939 que foi descoberto óleo no bairro do Lobato, em Salvador.

Desde os anos 1930 o tema do petróleo foi amplamente discutido no Brasil, polarizado entre os que defendiam o monopólio da União e os que defendiam a participação da iniciativa privada na exploração petrolífera. Entretanto, naquele período o país ainda dependia das empresas privadas multinacionais para todas as etapas da exploração petrolífera, desde a extração, refino até a distribuição de combustíveis. Após a Segunda Guerra Mundial iniciou-se no país um grande movimento em prol da nacionalização da produção petrolífera. Naquela época o Brasil era um grande importador de petróleo e as reservas brasileiras eram pequenas, quase insignificantes. Mesmo assim diversos movimentos sociais e setores organizados da sociedade civil mobilizaram a campanha "O petróleo é nosso!", que resultou na criação da Petrobrás em 1953, no segundo Governo de Getúlio Vargas. A Lei 2.004 de 3 de outubro de 1953 também garantia ao Estado o monopólio da extração de petróleo do subsolo, que foi incorporado como artigo da Constituição de 1967 (Carta Política de 1967) através da Emenda nº 1, de 1969. O monopólio da União foi eliminado em 1995, com a EC 9/1995 que modificou o Art. 177 da Constituição Federal (Sindipetro CE/PI, 2019).

Após a crise petrolífera de 1973, a Petrobrás modificou sua estratégia de exploração petrolífera, que até então priorizava parcerias internacionais e a exploração de campos mais rentáveis no exterior. Naquela época o Brasil importava 90% do petróleo que consumia e o novo patamar de preços tornou mais interessante explorar petróleo no país, e assim a Petrobrás passou a procurar petróleo em alto mar. Em 1974 a Petrobrás descobre indícios de petróleo na Bacia de Campos, confirmados com a perfuração do primeiro poço em 1976. Desde então esta região

da Bacia de Campos tornou-se a principal região petrolífera do país, chegando a responder por mais de 2/3 do consumo nacional até o início dos anos 1990, e ultrapassando 90% da produção petrolífera nacional nos anos 2000 (Sindipetro CE/PI, 2019).

Em 2007 a Petrobrás anunciou a descoberta de petróleo na camada denominada pré-sal, que posteriormente verificou-se ser um grande campo petrolífero, estendendo-se ao longo de 800 Km na costa brasileira, do estado do Espírito Santo ao de Santa Catarina, abaixo de espessa camada de sal (rocha salina) e englobando as bacias sedimentares do Espírito Santo, de Campos e de Santos. O primeiro óleo do pré-sal foi extraído em 2008, sendo que alguns poços iniciaram a fase comercial por volta de 2010 e outros encontram-se ainda em fase de teste.

O maior campo de petróleo do pré-sal, o Campo de Libra, situado na Bacia de Santos, foi leiloado em 2013. Segundo Portogente (2016, p. 1), “estima-se que o óleo recuperável na área do Campo de Libra, varie de 8 a 12 bilhões de barris”.

De acordo com Petrobrás[1] (2019, p. 1)

> Completamos, neste mês de maio, dez anos de produção no pré-sal da Bacia de Santos, com indicadores de eficiência e produtividade acima da média da indústria *offshore*. São 16 plataformas e mais de 150 poços em operação apenas naquele polo, que respondem por 90% de toda a produção no pré-sal brasileiro. O custo de extração abaixo de US$ 7 por barril e a alta produtividade dos campos elevam o pré-sal à condição de uma das fronteiras mais competitivas do setor.
>
> Nossa produção acumulada operada atingiu 2,5 bilhões de barris de óleo equivalente nessa camada em apenas uma década, um volume que corresponde a toda reserva provada da Argentina, por exemplo. Hoje, o pré-sal das bacias de Santos e Campos já responde por aproximadamente 60% da produção nacional.
>
> Em abril, a produção na camada pré-sal bateu novo recorde: média mensal de 1,94 milhões de barris de óleo equivalente por dia,

[1] Petrobrás. **Fatos e Dados:** Completamos dez anos de produção no pré-sal da Bacia de Santos, 2019

Em relação às expectativas futuras, e ainda de acordo com Petrorás[1] (2019, p. 1)

> Nos últimos 11 meses, seis plataformas iniciaram a operação no pré-sal da Bacia de Santos, cada uma com capacidade para produzir até 150 mil barris de petróleo por dia. E as expectativas para os próximos anos se mostram ainda mais promissoras, uma vez que os projetos destinados àquela camada são a nossa principal frente de investimentos: Das 11 plataformas previstas para os próximos cinco anos, sete serão instaladas no pré-sal da Bacia de Santos e uma no pré-sal da Bacia de Campos, com previsão de aporte de US$ 27 bilhões nos próximos cinco anos.

O volume de negócios gerado pelo pré-sal é um vetor que impulsiona o aprimoramento da cadeia de bens e serviços, aportando tecnologias, conhecimento, capacitação profissional e oportunidades para a indústria. A superação dos desafios tecnológicos na indústria do petróleo, em sua maioria, é obtida a partir da associação de esforços entre as equipes técnicas das operadoras e dos fornecedores, muitas vezes apoiados por estudiosos e pesquisadores das universidades e centros de tecnologias. O desenvolvimento do pré-sal induziu a vinda para o Brasil de centros de pesquisa de grandes fornecedores e uma política de conteúdo nacional que privilegia a competitividade associada às oportunidades de desenvolvimento que serão geradas com a superação dos desafios.

Conforme já citado, o petróleo é encontrado em terras firmes e profundas ou ultra profundas em bacias sedimentares. Sobretudo quando da localização abaixo dos mares e oceanos, torna-se ainda mais complexa a definição das estruturas necessárias para a exploração de suas jazidas, sendo então necessária a implementação de equipamentos e tecnologias específicas para a perfuração e extração dos poços de hidrocarbonetos.

Para a exploração destas jazidas, deve-se obedecer a três etapas básicas: a) prospecção: é o estudo ou a análise do solo e do subsolo para identificação das bacias sedimentares; b) perfuração: uma vez localizadas as bacias, a perfuração é iniciada para que se possa efetuar uma análise da viabilidade da extração do petróleo naquele ponto; c) extração: uma vez validadas as análises das duas etapas anteriores, bem como preparada toda a estrutura para extração e escoamento dos insumos, inicia-se a perfuração dos poços locais.

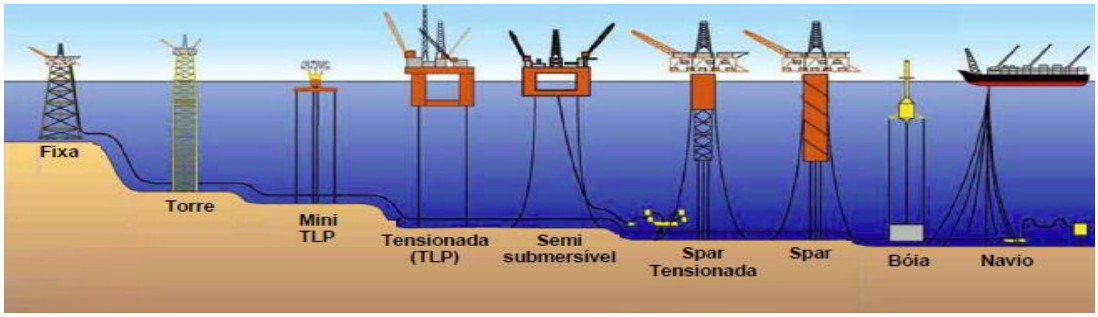
Depois que o petróleo é extraído e processado, ele é então transportado através de oleodutos até os portos de embarque ou os grandes petroleiros dão sequência ao transporte até os terminais marítimos a que se destinam. Chegando à costa, o óleo é bombeado até as refinarias, também através de oleodutos.

Os grandes petroleiros são tipos particulares de navios tanques utilizados para transporte de petróleo bruto e derivados. Os petroleiros são em geral os maiores navios que existem, e pelo seu enorme tamanho muitas vezes são incapazes de atracar em portos convencionais, tendo que usar terminais específicos construídos em alto mar ou efetuar a descarga/transferência dos hidrocarbonetos para navios menores.

As plataformas podem ser de perfuração, de produção (quando pode extrair o petróleo e separar óleo, água e gás), ou das duas funções juntas. As condições climáticas do reservatório (pressão e temperatura), a localização dos poços (profundidade, correntes marítimas e distância costeira), e as características físico-químicas dos hidrocarbonetos, devem definir o planejamento adequado para a extração dos insumos. Tal planejamento deve então estar alinhado com o tipo de plataforma a ser empregado naquele ponto de exploração.

A Figura 2 apresenta os diferentes tipos de plataforma atualmente utilizados no mundo.

Figura 2 - Ilustração dos tipos de plataformas atualmente utilizados no mundo



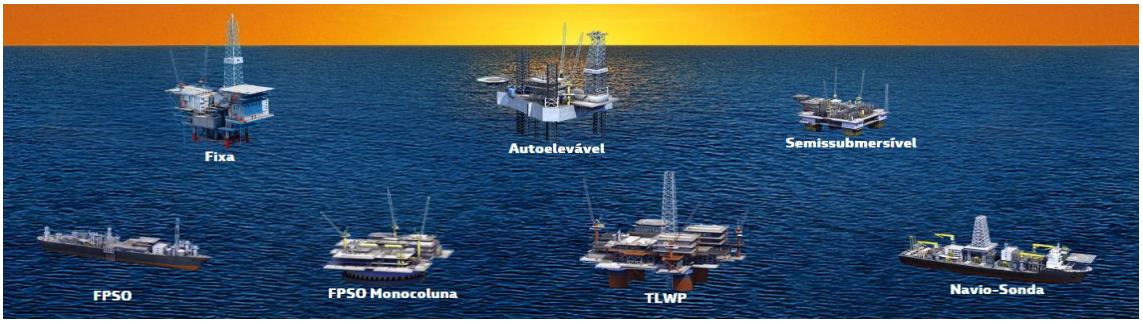
Fonte: (Oliveira, 2013)

Ao contrário do Brasil, nos Estados Unidos da América não são comuns os navios plataforma. Já na Noruega, são mais comuns as plataformas fixas com base

de concreto, sobretudo devido às condições ambientais extremas do Mar do Norte (Oliveira, 2013).

A Figura 3 ilustra os principais tipos de plataformas de produção utilizadas na costa brasileira.

Figura 3 - Ilustração dos principais tipos de plataformas implementadas no Brasil



Fonte: (Petrobrás, 2014)

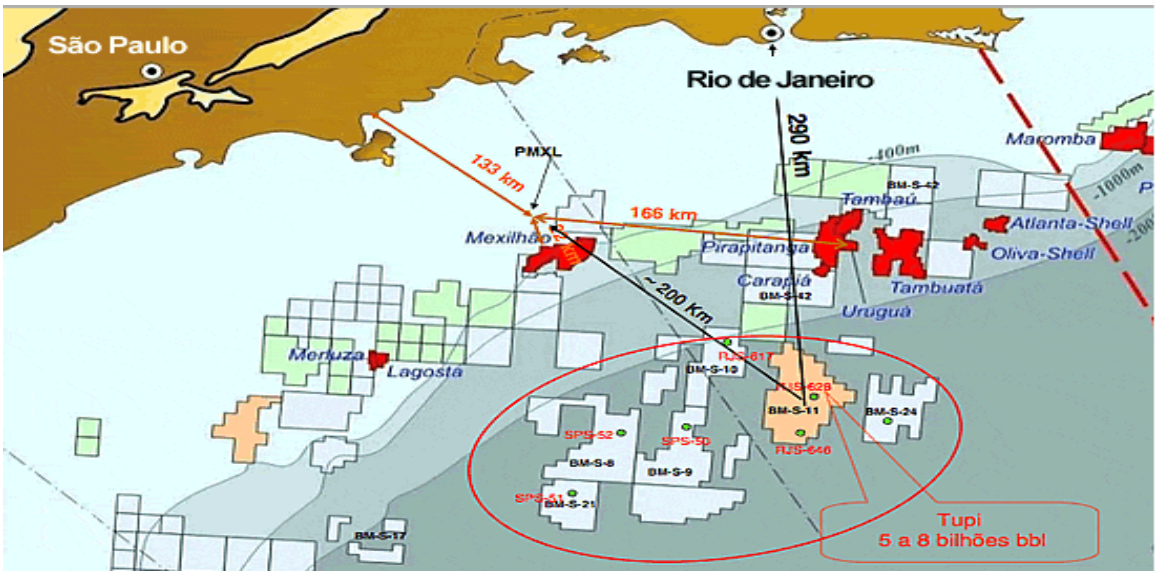
2.2 DA BACIA DE SANTOS

A maior bacia sedimentar *offshore* do Brasil é a Bacia de Santos, com área total de mais de 350 mil quilômetros quadrados e que se estende de Cabo Frio (RJ) a Florianópolis (SC). Os primeiros investimentos em estudos referentes à exploração e produção nesta bacia são dos anos 1970, sendo que a operação no pré-sal da Bacia de Santos teve início em 1° de maio de 2009, por meio de um Teste de Longa Duração (TLD) realizado pelo FPSO BW Cidade de São Vicente na área de Tupi (hoje chamada de Campo de Lula). Um ano mais tarde, em 28 de outubro de 2010, deu-se início o Sistema de Produção Definitiva do Campo de Lula, realizado por meio do FPSO Cidade de Angra dos Reis, que está instalado a cerca de 280 quilômetros da costa e em águas com profundidade de 2.200 metros. Atualmente, a Bacia de Santos é formada por diversos campos petrolíferos, sendo que alguns destes ainda se encontram sem exploração. De um modo geral, as plataformas

empregadas são fixas ou flutuantes e localizadas nos estados de São Paulo e Rio de Janeiro (Petrobrás, 2016).

A Figura 4 apresenta uma representação geográfica da Bacia de Santos no litoral brasileiro.

Figura 4 - Blocos do pré-sal da Bacia de Santos



Fonte: (Petrobrás, 2016)

A Tabela 1 apresenta a relação de plataformas da Bacia de Santos conforme seus campos e tipos.

Tabela 1 - Plataformas da Bacia de Santos

Plataforma	Campo	Tipo	Estado
FPSO Cidade de Ilhabela	Sapinhoá	Flutuante	SP
FPSO Cidade de Angra dos Reis (FPCAR)	Lula	Flutuante	RJ
Plataforma de Merluza (PMLZ)	Merluza, Lagosta	Fixa	SP
Plataforma de Mexilhão	Mexilhão	Fixa	SP
Plataforma BW Cidade de São Vicente (FPCSV)	Lula	Flutuante	RJ
FPSO Cidade de Santos (FPCST)	Uruguá	Flutuante	RJ
FPSO Cidade de Paraty	Lula	Flutuante	RJ
FPSO Cidade de Itajaí	Baúna	Flutuante	SP
FPSO Cidade de São Paulo	Sapinhoá	Flutuante	SP
FPSO Cidade de Mangaratiba	Lula	Flutuante	RJ
FPSO Cidade de Maricá	Lula	Flutuante	RJ
P-66	Lula	Flutuante	RJ
FPSO Cidade de Saquarema	Lula	Flutuante	RJ

Fonte: (Petrobrás, 2016)

2.3 DO SUPRIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA A PLATAFORMAS *OFFSHORE* DE ÓLEO E GÁS

Devido à característica de ambiente marítimo, os sistemas elétricos das unidades industriais das plataformas *offshore* de óleo e gás devem obedecer a certos requisitos técnicos voltados à confiabilidade do sistema segundo organizações técnicas e de classe.

Organizações técnicas:

- Associação Brasileira de Normas Técnicas – ABNT;

- Comissão Eletrotécnica Internacional – IEC;

- Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos – IEEE;

- entre outros;

Organizações de classe:

- Departamento de Portos e Costas da Marinha – NORMAM;

- Ministério do Trabalho e Emprego – MTE;

- Organização Marítima Internacional – IMO;

- Sociedades Classificadores;

- Bandeira da Embarcação;

- Legislação Brasileira

Mais especificamente sobre as normas provenientes das organizações técnicas, observa-se três grupos padrões: ABNT (que dá origem às normas *international standard organization* ou ISO), IEC e IEEE. Cada um destes grupos exerce diferentes tipos de influência em diferentes partes do mundo, contudo, o principal intuito é padronizar as soluções aplicáveis, contudo evitando-se que se tenha conflitos dentre as diferentes normas. Como exemplos, tem-se as grandes influências das normas ISO e IEC nos países europeus, enquanto nota-se a grande influência das normas IEEE nos EUA. Adicionalmente, enquanto as normas ISO abordam principalmente aspectos mecânicos, as normas IEC e IEEE tratam de padronizar aspectos elétricos aplicáveis às soluções para plataformas.

Normalmente, o sistema elétrico embarcado é do tipo isolado, isto é, não tem conexão com o Sistema Integrado Nacional – SIN. Devido a limitações de peso e dimensionamento, os sistemas de geração mais utilizados, sobretudo nas plataformas nacionais, têm se utilizado de soluções amparadas na utilização das seguintes máquinas/alternativas elétricas:

- Turbina a gás aero derivada (de 3 a 40 MVA);

- Turbina a vapor (de 2 a 25 MVA);

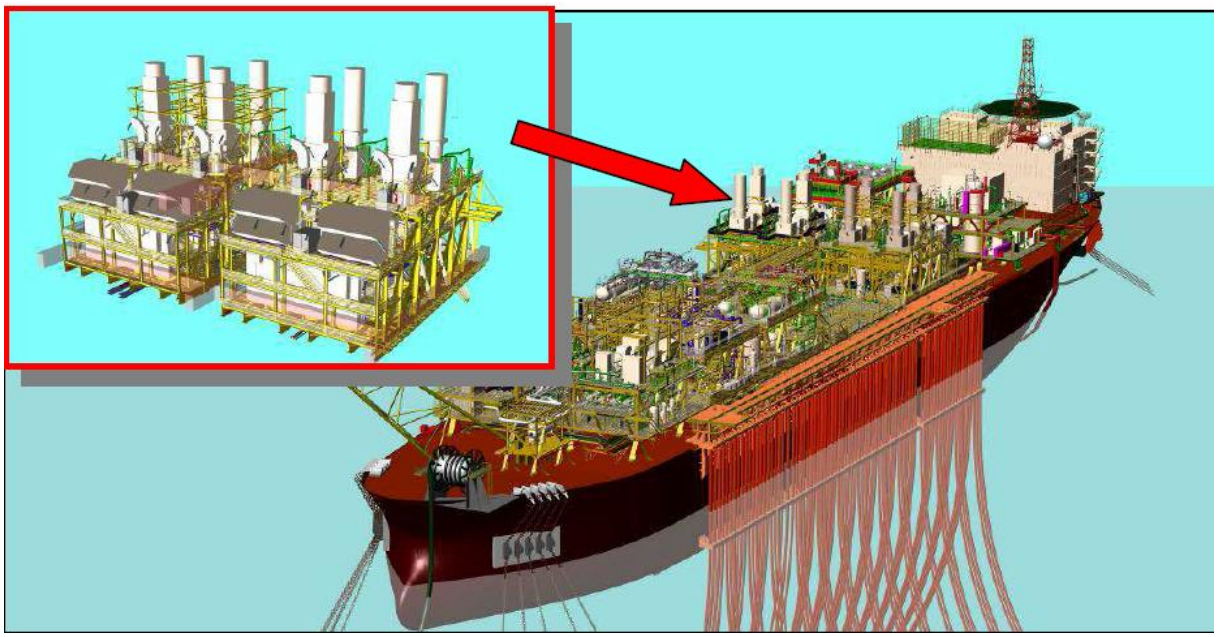
- Motor de combustão interna (de 0,3 a 20 MVA);

- Banco de Baterias (até 350 kVA) (Oliveira, 2013).

Tais sistemas para suprimento energético das plataformas fazem delas plantas industriais *offshore* autossuficientes, uma vez que são alimentadas a partir do gás natural extraído das próprias jazidas e de óleo diesel mantido nas instalações. No entanto, e conforme justificativas anteriormente explanadas, essa dissertação deve tratar da apresentação de propostas alternativas para suprimento de energia a plataformas de perfuração e produção baseadas no conceito de geração e transmissão a partir da costa, ou conceito da expressão em inglês *power from shore - PFS*. Assim, independentemente da forma de geração *onshore* utilizada (energia proveniente de usinas hidrelétricas, nucleares, parques solares ou eólicos, dentre outros), uma subestação costeira realiza a conversão da energia aos padrões de grandezas elétricas necessárias à sua transmissão até as plataformas *offshore*. Dentre os parâmetros a se levar em conta quando da avaliação da implementação de soluções amparadas no conceito PFS tem-se: confiabilidade do sistema, distância da costa, potência instalada necessária, proteção do sistema, possibilidade de controle remoto do sistema fora da própria plataforma, análise das cargas, possíveis perdas nos cabos (em caso de transmissão via cabos submarinos), estudos de injeção de distorções harmônicas e de rejeição de carga, estudos de faltas e ensaios de tensão induzida nos cabos. Fatores espaciais (projetos civil e eletromecânico das plataformas), e econômicos (como CAPEX e OPEX) também devem ser considerados.

De modo a exemplificar a implementação de sistemas elétricos em plataformas, a Figura 5 apresenta a imagem de projeto de módulo de geração de um navio plataforma. Esse módulo é composto por quatro turbo geradores principais de potência instalada de 25 MVA cada, um motor gerador auxiliar de 3,75 MVA e um motor gerador de emergência de 2,5 MVA. Tais potências são típicas para navios plataforma FPSO (Oliveira, 2013).

Figura 5 - Ilustração de módulo de geração de eletricidade da FPSO P-50, na Bacia de Campos



Fonte: (Oliveira, 2013)

O sistema elétrico de plataformas marítimas para produção de petróleo e gás natural é dividido e classificado de acordo com a importância da carga elétrica para a continuidade operacional e para a segurança da instalação e das pessoas. De acordo com esta classificação, a alimentação elétrica pode ser redundante em diversos níveis, de forma a garantir o funcionamento dos equipamentos e do sistema industrial em emergências.

Os tipos de cargas elétricas são:

- Normais;

- Auxiliares;

- Essenciais;

- Emergência.

As cargas normais ou não-essenciais são os equipamentos elétricos que suportam processos considerados passíveis de interrupção sem risco operacional ou de segurança. Por exemplo, os motores elétricos que acionam bombas de injeção de fluídos nos poços de hidrocarbonetos, ou para transferência de fluídos para

vasos separadores. Essas cargas são alimentadas somente pela barra de geração principal, com possibilidade de redundância de conexão. Caso o equipamento elétrico seja importante para o processo, podem ser instalados outros em paralelo, para o caso de falha.

As cargas auxiliares são similares às normais, mas são importantes para a retomada da produção e/ou permitem produção parcial. Essas cargas são alimentadas pelo gerador auxiliar, usualmente parte integrante do barramento principal. O acionamento desse gerador ocorre quando os geradores principais estão em modo de falha.

As cargas essenciais são os equipamentos elétricos que suportam sistemas considerados essenciais para a unidade marítima de produção de hidrocarbonetos. Por exemplo, as cargas consideradas “carga de emergência”. Essas cargas são alimentadas pelo barramento de emergência. Esse barramento é conectado ao barramento principal por no mínimo duas conexões. Essas cargas devem permanecer energizadas pelo gerador de emergência quando ocorrer desligamento durante falha da geração principal.

As cargas de emergência são os equipamentos elétricos que suportam os sistemas críticos da unidade marítima de produção de hidrocarbonetos. Esses sistemas são necessários à salvaguarda da vida a bordo, e à segurança operacional dos poços e equipamentos críticos de processo. Essas cargas são alimentadas pelo barramento de emergência e também por um sistema ininterrompível de energia elétrica (UPS), baseado em um retificador, inversor e baterias. Essas cargas devem permanecer energizadas durante o tempo entre o desligamento da geração principal e a partida do gerador de emergência ou também durante a falha do gerador de emergência. Os sistemas de emergência podem ser alimentados em 220 V em corrente alternada e 12, 24, 48 e 125 V em corrente contínua. Os sistemas industriais críticos, considerados cargas de emergência são:

- Detecção de gás e incêndio;

- Combate a incêndio por água e CO_2;

- Parada de emergência;

- Iluminação de emergência;

- Luzes de auxílio a navegação;

- Luzes de obstáculo aéreo;

- Telecomunicações e intercomunicadores;

- Alarme manual e automático visual e sonoro;

- Painel de controle do gerador de emergência;

- Painel de controle da bomba de incêndio;

- Equipamentos que compõem o sistema de controle e intertravamento (Oliveira, 2013).

Um modelo típico de projeto de distribuição de energia será discutido na Seção 4 deste trabalho através da apresentação de unifilar típico para plataformas alimentadas a partir de geração proveniente de turbinas a gás.

2.3.1 SUPRIMENTO ENERGÉTICO A PARTIR DE TURBINAS A GÁS

As turbinas a gás – TG são o tipo de máquina primária mais utilizado em plataformas *offshore* de óleo e gás onde peso e tamanho são premissas extremamente relevantes dentro de projetos para perfuração de jazidas de hidrocarbonetos e produção de petróleo e gás natural. Adicionalmente, as TG são eficazes em operações remotas que demandam alto grau de confiabilidade e simplicidade de operação para trabalhos à distância.

As TG são máquinas de combustão interna que podem operar desde 100 kW até 180 MW de potência ativa, concorrendo, portanto, com os motores a diesel e instalações a vapor. Suas principais vantagens, sobretudo para operações em plataformas *offshore,* são justamente volume e peso aliados à versatilidade, o que as fazem mais eficientes para tais projetos quando comparadas aos demais tipos de máquinas térmicas (MENESES, 2011).

Podendo ser utilizada como turbo máquina (máquina rotativa), as TG possuem grande vantagem quando comparadas com os demais motores de combustão interna, uma vez que nelas há ausência de movimentos alternativos e de atrito entre superfícies metálicas (pistão/camisa do cilindro). Há também um baixo consumo de óleo lubrificante (pois não entra em contato direto com as partes de temperaturas mais elevadas, nem com os produtos de combustão). Além disso, observa-se outras vantagens: alta confiabilidade deste equipamento e a baixa inércia térmica que permite a obtenção da plena carga em tempo reduzido, o que torna as turbinas a gás indicadas para sistemas de geração de energia elétrica de ponta, onde o processo de partida e a necessidade de carga plena no menor tempo possível são essenciais (MENESES, 2011).

A turbina é um equipamento rotativo, que normalmente opera em regime permanente, dedicado a fornecer trabalho na ponta de eixo (ou potência). O trabalho realizado na turbina é produzido à custa da queda de pressão do fluido de trabalho. Esses equipamentos podem ser agrupados em duas classes gerais: a formada pelas turbinas a vapor (ou outro fluido de trabalho), onde o vapor que deixa a turbina alimenta um condensador, e o vapor é condensado até o estado líquido; e as turbinas a gás, em que o fluido normalmente é descarregado na atmosfera, sendo que a pressão de descarga de todas as turbinas é fixada pelo ambiente onde é descarregado o fluido de trabalho, e a pressão na seção de alimentação na turbina é alcançada com um bombeamento ou compressão do fluído de trabalho.

As turbinas a gás podem ser consideradas turbo máquinas, pois são máquinas rotodinâmicas onde o fluído de trabalho se desloca continuamente em um sistema rotativo de pás (rotor). Assim sendo fornece ou absorve a energia deste rotor, conforme sendo turbina ou compressor, respectivamente. Por fim, deve-se ressaltar que ela traz como outra característica marcante a grande velocidade do fluído de trabalho, que pode atingir de 200 a 500 m/s ou mais.

2.3.1.1 Processos envolvidos na geração de energia elétrica a partir de turbinas a gás

Nesta seção serão abordadas algumas definições básicas para operações de TG relacionadas a ciclo simples e ciclo combinado, bem como abordado o tema de cogeração para maior aproveitamento da energia gerada através do gás natural, altamente disponibilizado nas plataformas.

Num ciclo simples, a caldeira ou a turbina a gás opera isoladamente conforme ciclo de *Brayton* ou *Rankine*.

O ciclo Brayton é uma aproximação dos processos térmicos que ocorrem nas turbinas a gás, descrevendo variações de estado (pressão e temperatura) dos gases constituídas basicamente de quatro etapas.

Primeiramente, o ar em condição ambiente passa pelo compressor, onde ocorre uma compressão adiabática e reversível com aumento de temperatura e consequente aumento de entalpia. Comprimido, o ar é direcionado às câmaras, onde se mistura com o combustível possibilitando queima e aquecimento, à pressão constante. Ao sair da câmara de combustão, os gases, à alta pressão e temperatura, se expandem conforme passam pela turbina, idealmente sem variação de entropia. Na medida em que o fluido exerce trabalho sobre as palhetas, reduzem-se a pressão e temperatura dos gases, gerando-se potência mecânica. A potência extraída através do eixo da turbina é usada para acionar o compressor e eventualmente para acionar outra máquina. A quarta etapa não ocorre fisicamente, se tratando de um ciclo termodinâmico aberto. Conceitualmente, esta etapa representa a transferência de calor do fluido para o ambiente. Na prática, uma turbina a gás produz energia a partir do resultado das seguintes etapas contínuas do ciclo *Brayton*: Admissão, Compressão, Combustão e Exaustão (MENESES, 2011).

O ciclo *Rankine* é um ciclo termodinâmico, e descreve a obtenção de trabalho numa turbina a vapor. Existem quatro processos num ciclo *Rankine*, cada um alterando as propriedades do fluído de trabalho (Panosso, 2003). Estas propriedades são identificadas abaixo:

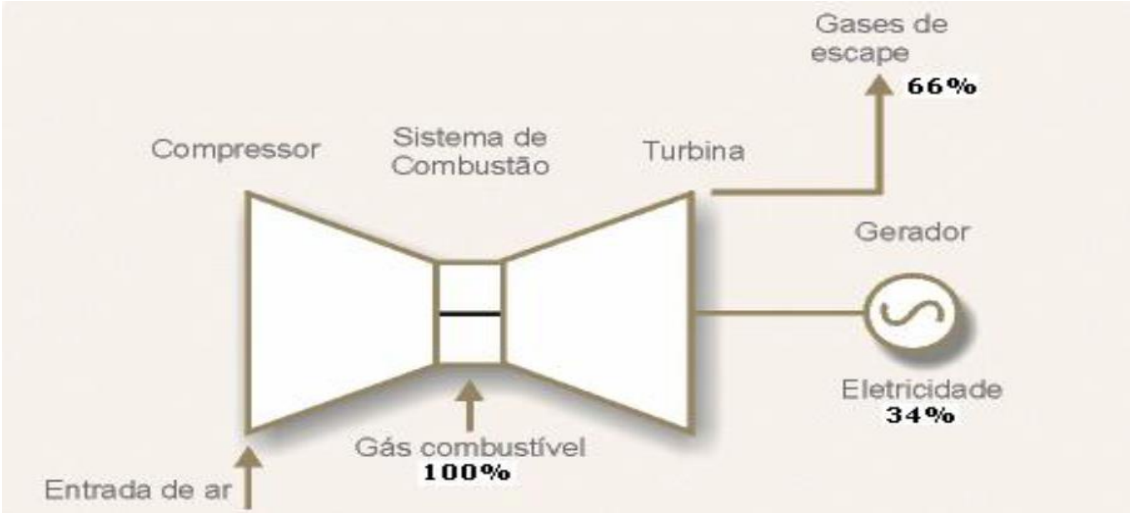
Primeiro, o fluído é bombeado (idealmente de forma isentrópica), de uma pressão baixa para uma pressão alta utilizando-se uma bomba. O bombeamento requer aporte de energia.

O fluído pressurizado entra numa caldeira, onde é aquecido à pressão constante até se tornar vapor superaquecido. Fontes comuns de calor incluem energia nuclear, carvão, e gás natural (que nas plataformas podem e devem ser utilizadas como combustível das turbinas, já que em vários casos há um excesso de gás natural que pode ser aproveitado para esse fim). O vapor superaquecido expande através de uma turbina para gerar trabalho. Idealmente esta expansão é isentrópica. Com esta expansão, tanto a pressão quanto a temperatura se reduzem. Posteriormente, o vapor entra num condensador, onde é resfriado até a condição de líquido saturado. Este líquido retorna à bomba e o ciclo se repete.

Em suma, o ciclo *Rankine* é semelhante ao ciclo *Brayton*, diferenciando-se apenas pelo uso de gás formado pela evaporação de um líquido.

A Figura 6 ilustra tal cenário para a implementação de máquinas a ciclo simples.

Figura 6 - Ilustração ciclo simples



Fonte: (MENESES, 2011)

Segundo Pantanal Energia (2010, p 1) “[...] de 100% da utilização de gás combustível, 66% se tornam gases de escape e apenas 34% é convertido em

energia elétrica". A partir dessa afirmação, verifica-se que a utilização do ciclo combinado e da cogeração da energia elétrica torna-se ainda mais importante para um maior aproveitamento do combustível e a redução de custos.

Em suma, o ciclo combinado constitui-se de um cenário onde os dois sistemas interagem (*Brayton* e *Rankine*), configurando-se o que atualmente se conhece por *Combined Cycle Power Plants* (CCPPs), traduzido do inglês para o português como "plantas de energia de ciclo combinado".

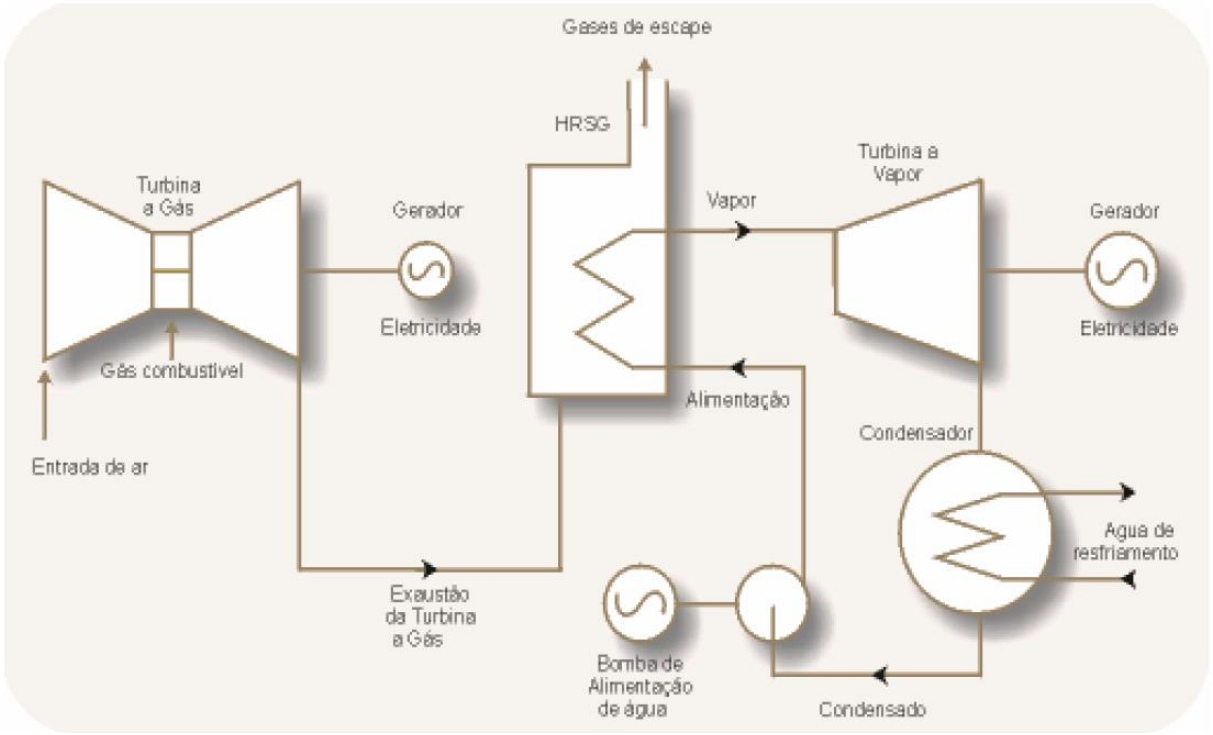
Sabe-se que o ciclo combinado se utiliza do emprego de mais de um ciclo térmico em uma planta de geração de energia elétrica. O chamado ciclo combinado faz uso do vapor liberado pelas turbinas a baixa temperatura e pressão tornando-se mais eficiente que o sistema de geração convencional simples (Pantanal Energia, 2010).

No ciclo combinado (CCPPs), temos como principais componentes a turbina a gás, o recuperador de calor (traduzido do inglês *Heat Recovery Steam Generator, ou HRSG*), e a turbina a vapor.

O uso efetivo do processo de cogeração da energia ou do ciclo combinado é muito importante, pois aumenta a eficiência do processo, diminui a emissão de gases com alto teor de carbono e reduz custos na plataforma. Além disso, o gás natural em excesso das plataformas é um ótimo combustível a ser utilizado, pois também reforça as vantagens econômicas e de redução dos poluentes. Segundo Thibaut & Leforgeais, 2012, o uso de recuperadores em ciclo combinado poderia aumentar a taxa de eficiência em Até 50%, atingindo cerca de 60%. (Maeland & Chokhawala, 2003) defendem uma taxa limítrofe de 40%.

A Figura 7 ilustra o ciclo combinado entre os processos de *Brayton* e *Rankine*.

Figura 7 - Ilustração ciclo combinado



Fonte: (MENESES, 2011)

2.3.1.2 Do sistema de geração de energia elétrica a partir de turbinas a gás

Em geral, um sistema de geração de energia elétrica a plataformas de petróleo e gás natural se utiliza dos seguintes componentes básicos: máquina primária, geradores, transformadores e sistema de proteção, controle e supervisão (SPCS).

A máquina primária tem como função realizar a transformação da energia potencial contida no combustível em energia mecânica que será posteriormente utilizada pelo gerador. A principal máquina primária utilizada em plataformas *offshore*, até mesmo, como já dito, pela sua eficiência, volume e peso, é a turbina a gás operando em ciclo fechado. Deste modo, a energia gerada pela combustão do gás natural utilizado como insumo deste processo é aproveitada no eixo de rotação do gerador na forma de energia mecânica. Alternativamente, pode-se também utilizar motores diesel para execução da mesma tarefa ou para a realização de tarefas periféricas das plataformas.

O gerador é o responsável pela transformação da energia mecânica presente no eixo da máquina primária (turbina a gás, vapor, eólica, hídrica, etc), em energia elétrica. A velocidade de rotação (dada em rotações por minuto, ou rpm), do eixo, deve ajudar a definir o número de polos do gerador e também a potência do mesmo, assim como demais parâmetros mecânicos e elétricos inerentes à especificação técnica desta máquina.

O transformador é o responsável por compatibilizar a energia elétrica gerada pelo sistema com os padrões de tensão e corrente exigidos pela carga. Desta forma, o transformador é capaz de elevar ou reduzir os níveis de tensão/corrente conforme demanda do projeto da plataforma.

A obtenção de energia elétrica sob os parâmetros elétricos potência aparente, tensão, corrente, frequência e fator de potência, por si só ainda não permite a conexão do sistema de suprimento à carga. De forma complementar, para que se possa conectar o sistema gerador seja à carga, seja a uma linha de transmissão ou de distribuição, é necessário prover o sincronismo elétrico entre ambos os sistemas. Como exemplo, um dos primeiros fatores para tal sincronismo é justamente o nível de tensão na saída do gerador, que não pode variar em +- 10% da tensão nominal do transformador então conectado. O controle da tensão é feito através da excitatriz do próprio gerador.

No entanto, não basta apenas compatibilizar a tensão. É necessário que se faça o sincronismo com a rede antes de comandar o fechamento da linha. Para que estas medidas sejam tomadas, são necessários vários equipamentos de manobra e proteção, tais como transformadores de corrente (TC’s), transformadores de potencial (TP’s), relés e disjuntores. O quadro de comando e proteção reúne os sinais integrados de todos estes equipamentos, e permite ao operador supervisionar o funcionamento do sistema e atuar imediatamente caso se faça necessário.

A frequência do sistema elétrico é a variável mais importante e a mais difícil de ser controlada. Para que o sistema de geração funcione corretamente, é necessário que a frequência de tensão de saída do gerador seja constante e de acordo com o sistema elétrico da região em que se encontra. Por exemplo, no Brasil a frequência de operação do sistema elétrico é de 60 Hz, e o sistema de geração de

energia elétrica do Paraguai é de 50 Hz. Esta frequência é a função da rotação do gerador, portanto o gerador deve funcionar sempre em uma rotação fixa, que é aplicada pela máquina primária. Portanto ela depende da velocidade de rotação da máquina primária. Cabe ao sistema de controle atuar nos reguladores de velocidade das máquinas primárias e assim garantir uma frequência fixa da tensão na saída do gerador.

A potência elétrica de saída do gerador é diretamente proporcional à potência mecânica transmitida pela máquina primária através do eixo. Sabe-se que a potência mecânica (P) na ponta do eixo de uma máquina girante é diretamente proporcional ao produto da velocidade de rotação (n) e o torque na ponta de eixo (C):

$$P = k \cdot C \cdot n \qquad (1)$$

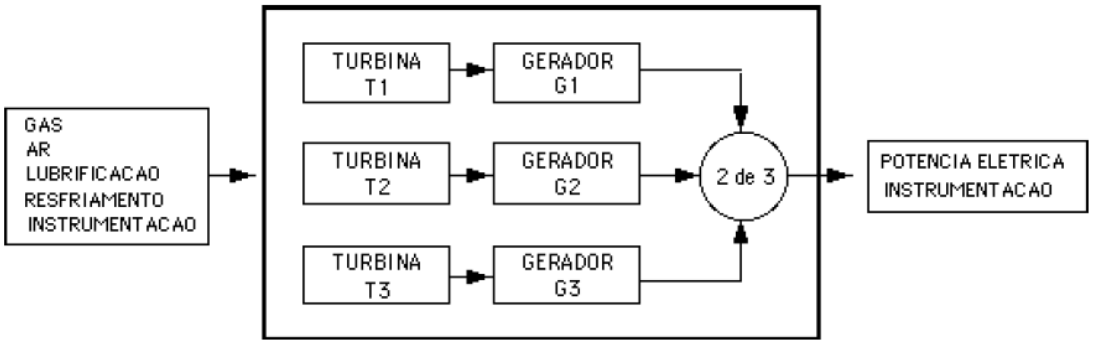
Onde k é uma constante de proporcionalidade.

Portanto, se o gerador precisar entregar mais potência para o sistema devido a um aumento súbito de carga, a máquina primária precisa aumentar o torque transferido ao gerador, uma vez que a rotação deve se manter constante (MENESES, 2011).

A partir de todas essas considerações, torna-se evidente o caráter essencial para os sistemas de suprimento energético de plataformas. Complementarmente, faz-se trivial a existência dos sistemas turbogeradores em plataformas autossuficientes para que a atividade fim (exploração) seja de fato realizada. Além disso, diversos sistemas de segurança dependem do correto suprimento elétrico.

As turbinas utilizadas nas plataformas marítimas de produção de óleo e gás tem potência que varia de 15 MW a 25 MW e rotação que varia de de 12 a 20 mil rpm (AVELINO, 2008). Na figura 8 é mostrada uma representação esquemática exemplificando um sistema de geração de energia elétrica que pode ser empregado em uma plataforma, dependendo da capacidade requerida pela mesma.

Figura 8 - Exemplo de sistema de geração em plataforma



Fonte: (Avelino, 2008)

Nessa configuração, o sistema é composto de três turbinas a gás acopladas em série a geradores de corrente alternada. Os três conjuntos turbogeradores estão conectados em paralelo, e para atender à potência requerida pela carga da plataforma apenas dois turbogeradores são suficientes e neste caso o terceiro fica como reserva. A utilização de uma máquina reserva é muito importante, afim de evitar eventuais falhas do sistema.

Em algumas plataformas esse sistema reserva é feito com motores diesel e não com turbinas a gás, dependendo do projeto, das especificações requeridas e peculiaridades da plataforma em que o sistema será implantado. A potência elétrica utilizada nas plataformas geralmente é produzida no próprio local, embora, às vezes, seja utilizada a energia excedente de outra plataforma, transmitida por cabos submarinos. Como exemplo, tem-se alguns *clusters offshore* com conexão submarina para dutos de óleo e gás e cabos umbilicais para suprimento de energia elétrica.

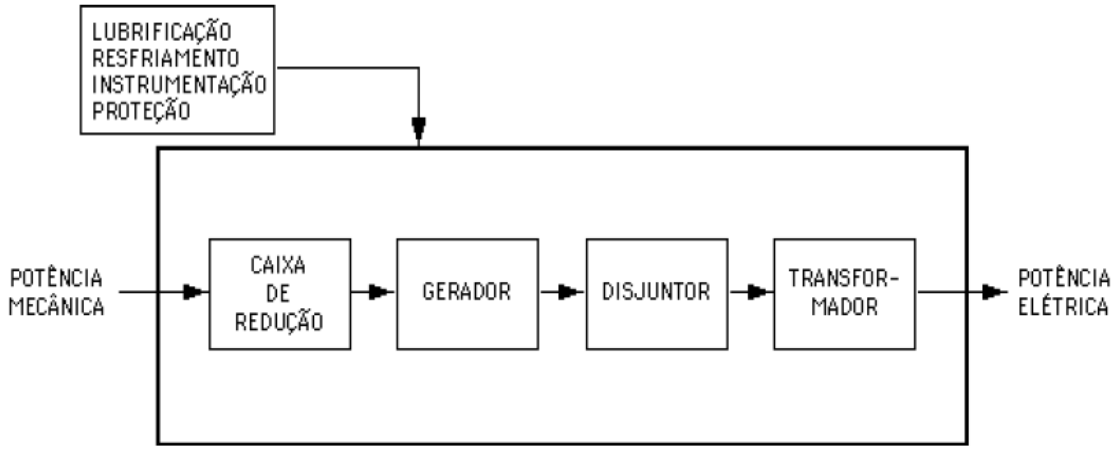
O gerador é acoplado à turbina por meio de uma caixa de redução de velocidades porque a rotação da turbina é de 5 a 10 vezes maior que a do gerador. Como a geração é trifásica em 13,8 kV, a saída da potência elétrica passa por um transformador abaixador para a tensão de consumo, que é de 440 Volts (Avelino, 2008).

No Brasil, praticamente todas as plataformas da Petrobrás contam com TG no seu sistema de geração de energia elétrica. Como exemplo, tem-se um módulo

típico de geração de plataformas da Petrobrás na área do Pré-Sal composto por 4 turbinas de 30 MW e 4 geradores (todos os geradores com tensão de 13,8kV e potência de 31.250 kVA, trabalhando numa velocidade de 1800 rpm e são acionados por turbinas a gás).

A figura 9 demonstra as fases depois da geração de potência mecânica feita pela TG até a geração de energia elétrica, passando pela caixa de redução, o gerador, disjuntor e o transformador.

Figura 9 - Arranjo do sistema para geração de energia elétrica a partir de TG



Fonte: (Avelino, 2008)

2.3.2. Power from Shore – PFS

Assim como já analisado nas seções anteriores, o sistema elétrico para suprimento das plataformas de óleo e gás é o coração destes complexos *offshore*. Sem o mesmo, a atividade de perfuração e produção não é possível, seja devido à limitação do atendimento à sua própria essência, seja pelo atendimento aos requisitos básicos de segurança necessários para qualquer atividade de trabalho.

Neste contexto, a geração baseada em TG e geradores a diesel consta como a principal forma atualmente utilizada para composição de sistemas de suprimento a plataformas através da integração a geradores, transformadores e sistemas de proteção, comando e controle. As TG construídas nas plataformas *offshore* utilizam,

em sua maioria, do ciclo simples de geração, principalmente devido às limitações de peso e espaço. Os sistemas de suprimento elétrico que contam com TG em ciclo simples, quando operados abaixo da plena capacidade, apresentam baixas taxas de conversão energética. A melhor taxa de eficiência operacional da geração com TG oscila em uma faixa entre 25 e 30%. Em adendo, a queima de $1m^3$ de gás natural produz cerca de 3kWh de eletricidade (energia) e ao mesmo tempo gera cerca de 2 kg de CO_2 (Maeland & Chokhawala, 2003). Uma plataforma com capacidade de geração de 100 MW poderia então gerar cerca de 500.000 toneladas de CO_2 por ano combinados a cerca de 300 toneladas de NO_x. A máxima taxa de conversão energética (eficiência operacional) se daria com a utilização de HRSGs em ciclo combinado e atingiria uma faixa entre 35 e 40%. Ainda, e não obstante, os custos com manutenção das TG devem ser considerados. Tais custos devem ser pluralizados, visto não ser incomum a presença, em uma plataforma exemplar de 100 MW, de cinco ou seis TG considerando redundâncias de projeto e planejamento para atendimento à demanda (Maeland & Chokhawala, 2003).

Apesar de esta ser a forma de trabalho mais frequentemente utilizada em ambiente nacional, algumas experiências internacionais têm demonstrado resultados interessantes, sobretudo a partir de análises econômicas, ambientais, de segurança e de centralização de comandos (otimização das soluções de engenharia).

Toda a pesquisa internacional justifica-se na observação das baixas taxas de conversão energéticas dos sistemas que se utilizam de TG, no alto grau de poluição atribuído à emissão de gases NO_x e CO_2 pela indústria do óleo e gás natural dos países, e em melhorias sistêmicas/técnicas que outras alternativas possam apresentar. Essas análises tornam-se ainda mais fortalecidas quando da avaliação do ciclo de vida operacional de todas estas soluções – *Life cycle operational expenditure (LC Opex)* que pode ser demonstrada a partir de (Maeland & Chokhawala, 2003), sob o intuito de discutir os custos operacionais ao longo do tempo (horizonte de 20 anos), comparando-se soluções baseadas em TG e PFS implementadas na Europa e na Noruega em específico (regiões estas que atualmente já impõem taxas frente às emissões de gases de impacto para o efeito estufa). A partir do trabalho supracitado, verifica-se que as janelas de oportunidade apresentam melhores tempos de amortização para as soluções PFS aliados a

drásticas reduções das emissões de CO_2 e NO_x e melhores taxas de conversão energética dos sistemas de transmissão via cabos submarinos em CC ou CA. Em outras palavras, pode-se dizer que a substituição da geração de energia nas próprias instalações por soluções PFS deve apresentar ao menos duas vantagens principais: a) para as companhias deve ser economicamente viável considerando-se eficiência energética nas cadeias de geração, transmissão e distribuição, custos com manutenção, custos com funcionários embarcados, eventuais multas de regulação relacionadas a emissão de gases poluentes, entre outros; b) para o meio ambiente deve colaborar com a diminuição da poluição.

Um outro critério bastante relevante para a seleção de um esquema único e totalmente elétrico (PFS-CA ou PFS-CC), em detrimento a um sistema eletromecânico (TG), é a disponibilidade. Os motores elétricos têm geralmente requisitos de manutenção muito menos rigorosos que aqueles equipamentos implementados nos serviços básicos de uma plataforma. No caso onde TG são utilizadas como os "*drivers*", acontece justamente o contrário; as TG requerem paradas mais frequentes e até mais longas que os equipamentos do sistema. Portanto, o tempo dispendido com manutenção (seja ele preventiva ou corretiva), passa a ser maior podendo resultar em perdas de produtividade da planta. As perdas de disponibilidade podem ser ainda maiores quando, por exemplo devido a limitações espaciais, não existe redundância de TG incluída na concepção do projeto. Isto é, a premissa "disponibilidade" está diretamente conectada à premissa "espaço" e também à premissa "custo" para aquisição de TG, visto que, para que se possa garantir a disponibilidade integral da planta deve-se investir em redundância N+1 ao sistema, o que consequentemente demanda custos adicionais para amortização futura e principalmente espaço físico, quesito este bastante limitador para aplicações em plataformas de óleo e gás. Ainda sobre disponibilidade, o processo de *start-up* dos motores elétricos apresenta-se muito mais simples e menos susceptível a falhas (do equipamento ou até mesmo falhas humanas), do que das TG. Com isso pode-se promover inclusive a redução do número de pessoas embarcadas nas plataformas, melhoria essa implícita à solução PFS, algo ainda mais notável quando da implementação desta solução a eventuais *brownfields*.

Já em relação ao dimensionamento da potência e às margens de potência, no esquema eletromecânico convencional os compressores e as bombas do sistema devem se submeter ao dimensionamento proveniente das faixas de compatibilidade de projeto das TG. Ainda, devido a fatores de desgaste e envelhecimento, as TG devem ser sobre dimensionadas. Embora este aspecto seja preventivo, o mesmo não beneficia a solução quando comparada à PFS, pois nesta última suas margens de potência podem se consolidar junto ao dimensionamento de potência demandada do sistema.

A partir destes dados evidencia-se da importância pela pesquisa de novas soluções em atendimento ao tema da geração de energia para plataformas no mundo. Mais do que simplesmente uma questão operacional, este tema faz-se trivial para a saúde do segmento nos âmbitos comercial, ambiental e de segurança.

Em vista destas premissas, pode-se reforçar a ideia de fornecimento de energia às plataformas através do seu envio diretamente do continente. Esse conceito deve atuar justamente na contramão da geração no próprio local de exploração, ou em alto mar, sobretudo por contrapor a ideia da autossuficiência das plataformas e, tendo, portanto como fundamentação, a ideia da transmissão via cabos submarinos desde a costa até as plataformas localizadas segundo o posicionamento geográfico das jazidas de hidrocarbonetos. Tal conceito PFS já vem sendo implementado e executado em diversos projetos no Mar do Norte tais como Martin Linge, Borwin, Dolwin, Helwin, entre outros, evidenciando-se bons resultados de novas propostas de estudos de viabilidade previamente desenvolvidos para estes casos.

Tendo em posse esta realidade, essa dissertação busca motivar a discussão sobre este novo conceito em ambiente nacional. Segundo MAELAND e CHOKHAWALA (2003, p 2), "... apenas na Noruega, 20% da emissão anual de CO_2 provém da indústria do petróleo e gás natural. Além do fator poluição, a retirada de TG reduziria em demasia os riscos inerentes à operação nas plataformas". Tal fato motiva o enfrentamento das indústrias do ramo pela busca de novas soluções para maior eficiência de seus negócios tanto economicamente, quanto ambientalmente e socialmente, visando plantas em desenvolvimento ou em atualização.

Dentro do conceito de PFS, a transmissão pode ser executada via corrente alternada (CA) ou corrente contínua (CC), isto é, tem-se as extensões da solução PFS para PFS-AC e PFS-DC. Conexões em CA, apesar de promoverem soluções simples e de custos mais baixos para pequenas distâncias, tornam-se vulneráveis a riscos associados a fenômenos elétricos complexos à medida que aumentam as distâncias dos cabos devido às grandes distancias costeiras até as plataformas exploratórias das jazidas em águas profundas ou ultra profundas. Em outra vertente, conexões CC demandam estações conversoras em ambas as pontas dos circuitos.

Os principais pontos de ambas as soluções serão explanados nas subseções a seguir a partir de um levantamento de mercado dos projetos PFS já implementados no mundo que servirão posteriormente de *benchmarking* para a seção 4 deste trabalho.

2.3.2.1 Transmissão via cabos submarinos em corrente alternada (PFS – AC)

De forma geral, sistemas com transmissão CA requerem elementos como: a) cabos isolados monopolares ou tripolares, dependendo da quantidade de energia a ser transmitida, da distância e do nível de tensão; b) unidade transformadora *offshore* para conexão à rede submarina de transmissão incluindo compensadores para evacuação da potência reativa excedente gerada na linha.

Maiores custos com cabos (principalmente devido à maior quantidade de cobre), perdas elétricas e ocorrência de harmônicos são características inerentes a sistemas PFS-AC. Sabe-se que quanto maior for o comprimento L do condutor, maior será a sua resistência, pois maior será o espaço que as cargas elétricas percorrerão, aumentando a probabilidade de colisões internas e perda de energia. Cabos CA incorrem em maiores perdas dielétricas, pois à medida que aumentam o comprimento da linha de transmissão e por consequência sua resistência, aparecem correntes induzidas e a potência reativa excedente gerada nos cabos aparece como fator limitante para com o comprimento destas linhas de transmissão submarinas.

O tipo de isolação dos cabos aparece como um fator de alta relevância para com a limitação do comprimento das linhas. Até bem pouco tempo os cabos *oil filled*

(OF) eram os mais constantemente empregados nos projetos em CA no mundo. Contudo, atualmente os cabos XLPE (polietileno reticulado) têm obtido maior adesão no mercado devido a sua menor constante dielétrica e seu menor fator de perda dielétrica. Cabos XLPE possuem arranjos tripolares mais simples e podem atender a projetos com classe de tensão de até 220 kV para longas distancias submarinas e 420 kV para curtas distâncias de transmissão, apresentando melhor custo benefício para a aplicação (Grasselli, Quacquarelli, & Gentili, 2014).

Sabe-se que com uma menor constante dielétrica, tem-se uma menor capacitância do cabo, e, portanto, pode-se obter maiores montantes de potência ativa transmitida. Em condições normais e na ausência de estações compensadoras, excedentes de potência reativa aumentam com o comprimento da linha, limitando a viabilidade do projeto e diminuindo a capacidade de transmissão de potência ativa. Sendo assim, e de forma a maximizar a eficiência do projeto, deve-se escoar a potência reativa em ambos os lados terminais da linha.

Neste sentido, os estudos desenvolvidos em Grasselli, Quacquarelli, & Gentili et al. (2014, p. 2) e Gatta, Geri, Lauria, & Maccioni et al. (2012, p. 160-169), tratam de demonstrar que em uma linha supostamente sem perdas e com compensação simétrica com valores de tensão iguais para ambos os terminais da linha (tensão nominal ou tensão máxima), a equação a seguir relaciona a máxima transmissão de potência ativa P_{max} ao seu comprimento (L):

$$P_{\mathrm{Max}}(L) = S_{\mathrm{Z}} \cdot \sqrt{1 - \left[\frac{P_{\mathrm{c}}^2 - S_{\mathrm{Z}}^2}{2P_{\mathrm{c}}S_{\mathrm{Z}}} \cdot \tan(K''L)\right]^2} \qquad (2)$$

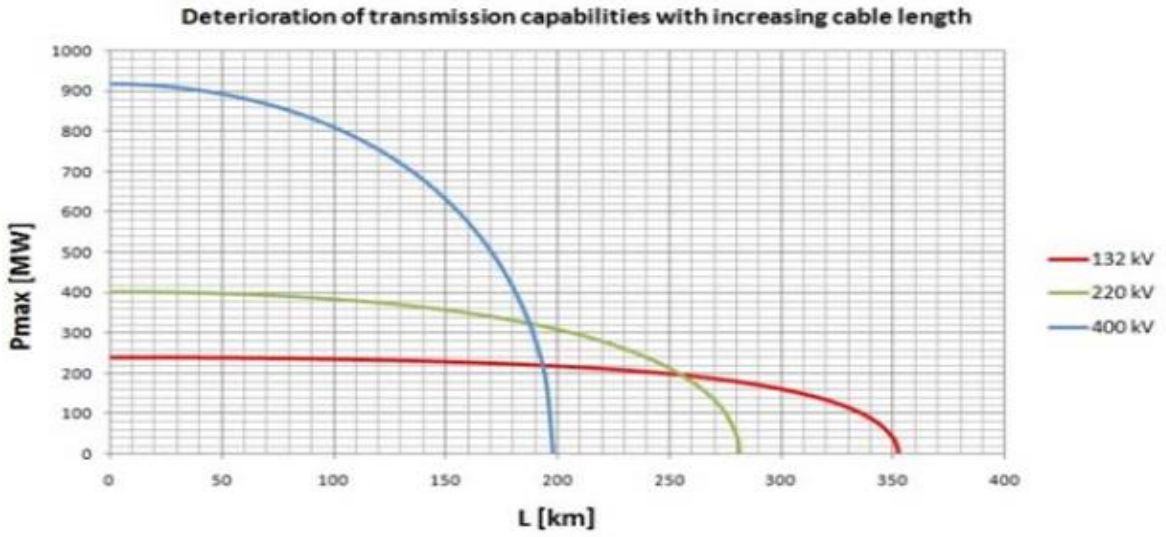
onde, S_z é a potência aparente ao limite térmico da linha, K'' é a constante de propagação e P_c é a potência ativa na carga SIL (*surge impedance loading*).

Para que se possa encontrar o limite teórico máximo (L_{max}) da linha de transmissão sem necessidade de qualquer derivação, deve-se aplicar $P_{max}(L)=0$ para que se resolva a equação (2) em L segundo a equação (3):

$$L_{\mathrm{Max}} = \frac{1}{K''} \cdot \tan^{-1}\left(\frac{2P_c S_Z}{P_c^2 - S_Z^2}\right) = 2 \cdot L_{\mathrm{Crit}} \quad (3)$$

A partir da equação (2), (Grasselli, Quacquarelli, & Gentili, 2014) simulam três situações para comprovar a deterioração da potência transmitida a diferentes valores de tensão aplicados aos terminais da linha com cabos XLPE.

Figura 10 - Simulação para capacidade de transmissão em função do comprimento das linhas.



Fonte: (Grasselli, Quacquarelli, & Gentili, 2014)

- $L_{max,\ 132kV}$ = 354 Km

- $L_{max,\ 220kV}$ = 281 Km

- $L_{max,\ 400kV}$ = 200 Km

Portanto, pode-se concluir que maiores níveis de tensão permitem maiores montantes de energia transmitidas, porém a menores distâncias.

Em geral, a máxima potência ativa transmitida em uma linha CA de comprimento $L_{max}/2$ é da grandeza de 85-90%da potência aparente no limite térmico do cabo (Grasselli, Quacquarelli, & Gentili, 2014).

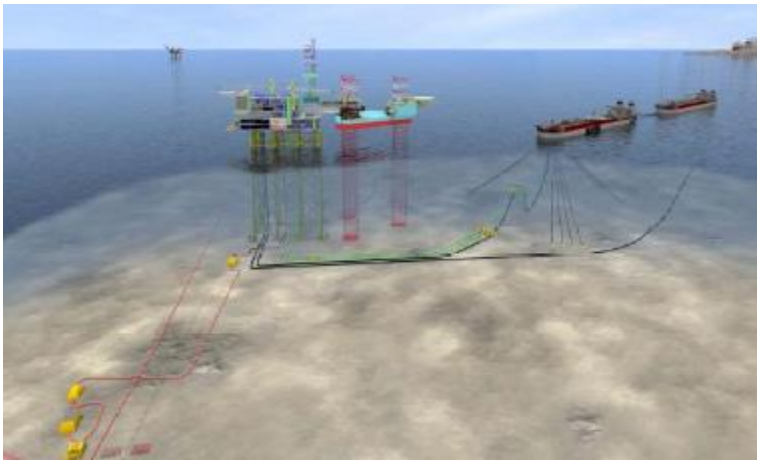
Até bem pouco tempo atrás não existiam muitas aplicações de cabos submarinos para transmissão CA no mundo. Contudo, e de modo a fornecer

exemplo para essa dissertação e *benchmarking* para a indústria do óleo e gás nacional, pode-se proceder com a abordagem do estudo de caso do campo de Martin Linge, no Mar do Norte.

Operada majoritariamente pela Total E&P Norge AS (49%), tendo como parceiras a Petoro (30%), e a Statoil (21%), a jazida de Martin Linge (formalmente conhecida como Hild), foi descoberta em 1975. Situada na porção continental norueguesa conhecida como *Norwegian Continental Shelf* (NCS) a uma distância de 161 Km de Kollsnes (*onshore to offshore side*), e com potência ativa máxima (demanda) de 55 MW, a jazida consiste de várias falhas e acumulações de condensado de gás segmentado do período jurássico. O campo também inclui o reservatório de Frigg que é uma acumulação de óleo viscoso fino. Tendo produção de aproximadamente 100 kboepd (mil barris de óleo equivalente por dia) durante o *start-up* no primeiro trimestre de 2016, e com aproximadamente 70 kboepd durante o platô de gás, as reservas totais esperadas são de 176 Mboe (milhões de barris de óleo equivalente). O mecanismo de acionamento utilizado para os poços de Hild será depleção de pressão, não sendo utilizados poços de injeção para a manutenção da pressão do reservatório. O desenvolvimento do campo em Hild comporta uma plataforma e uma unidade de descarregamento conhecida como *floating storage offloading unit* (FSO). O gás processado deve ser exportado ao terminal de St Fergus, no Reino Unido via link existente conectado a Frigg. Os poços de petróleo Frigg se utilizam de elevação artificial de gás. A água produzida é reinjetada no aqüífero do reservatório de Frigg (Thibaut & Leforgeais, 2012).

A Figura 11 exemplifica o projeto de desenvolvimento do sistema para Martin Linge.

Figura 11 - Ilustração Sistema Martin Linge



Fonte: (Thibaut & Leforgeais, 2012)

Este campo possui o projeto de mais extensa conexão via cabos submarinos em corrente alternada do mundo para plataformas do segmento. Durante a concepção do projeto de Martin Linge, a ideia inicial era de se considerar esquemas elétricos em toda parte indeferindo esquemas mecânicos decentralizados, sendo que somente motores elétricos poderiam comandar os equipamentos rotativos da plataforma. Com o aumento das restrições governamentais relacionadas às emissões de gases NO_x e CO_2 na região NCS, evidentemente que o uso de esquemas elétricos intrínsecos à maioria das aplicações do projeto reduziria o impacto ambiental da solução, justamente por evitar do uso de turbinas a gás. Partindo-se destas discussões, decidiu-se por adotar a solução PFS associada a um esquema elétrico total para o projeto de Martin Linge, ao invés de se ter uma planta de geração *offshore* autossuficiente. Com este conceito de aplicação definido, os engenheiros poderiam obter uma planta mais centralizada, e também com maior disponibilidade operacional, afinal os tempos de manutenção dos motores empregados são muito menores quando comparados aos tempos de parada de manutenção das turbinas a gás. Desta forma, menores tempos de parada, e também paradas de manutenção menos frequentes deveriam impactar diretamente nos custos de operação da planta. Complementarmente, o esquema elétrico comportaria a redundância N+1 da mesma forma que a solução baseada em TG, porém com menores espaços físicos consumidos. Nesta nova configuração, Martin Linge

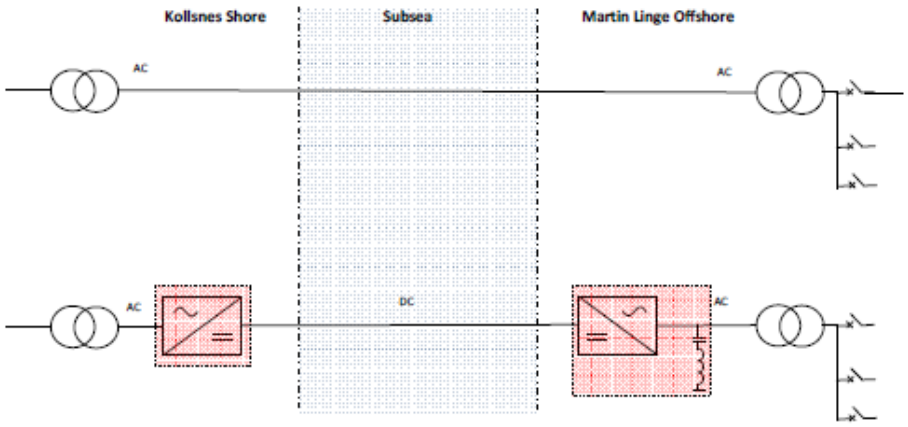
poderia ainda ser operada a distância, isto é, a plataforma poderia ser desumanizada, reduzindo riscos operacionais ao extremo.

Uma vez discutidas todas essas vantagens, a próxima decisão seria referente à adoção de PFS-CA ou PFS-CC, cada uma destas soluções tendo suas vantagens e suas desvantagens quando comparadas entre si.

Conforme já discutido, a solução PFS-CA pode passar a apresentar algumas restrições técnicas para longas distâncias de transmissão tais como variações de tensão, riscos de ressonância e geração de potência reativa através do cabo submarino. Contudo, para o caso de Hild tal solução permitia a manutenção do *lay-out* inicial do projeto, visto que minimizava o número de equipamentos *offshore* instalados. Para o caso de transmissão em corrente alternada, apenas GIS (*gas insulated substation*), e transformadores seriam inicialmente necessários, enquanto que, para o caso de transmissão em corrente contínua, inversores deveriam ser implementados em ambas as pontas dos circuitos (ponta *onshore* Kollnes e ponta *offshore* Martin Linge), além ainda de filtros de harmônicos.

A Figura 12 demonstra um comparativo simplificado para os esquemas em corrente alternada e corrente contínua discutidos.

Figura 12 - Comparação de esquemas CA e CC para Martin Linge.



Fonte: (Thibaut & Leforgeais, 2012)

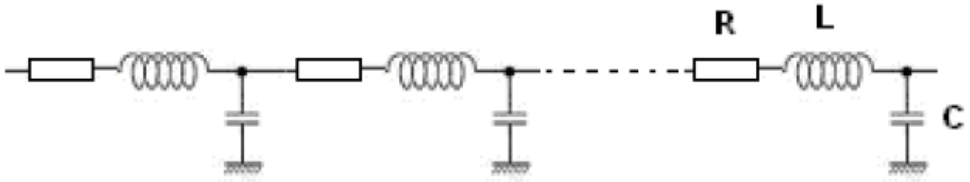
Mesmo que a solução PFS-CA já fosse a solução definida devido aos critérios espaciais, ainda assim seriam necessários estudos de fluxo de potência e faltas para

que pudéssemos definir sua aplicação indeferindo a implementação de PFS-CC (tal discussão técnica não faz parte do enfoque deste trabalho). Ainda assim, estudos de disponibilidade relacionando potência ativa e distância de transmissão foram realizados para confirmar a possibilidade de utilização de transmissão em corrente alternada via cabos submarinos para este caso.

Em termos teóricos, tem-se que um sistema de transmissão em CA pode ser representado como uma combinação de vários circuitos RLC (ver Figura 13). Para longas linhas convencionais os principais parâmetros são a resistência R e a indutância L, sendo a capacitância C muito pequena. Contudo, para linhas de transmissão submarinas, tal capacitância não pode ser vista como muito pequena, e a linha passa a apresentar ressonâncias a pequenas frequências.

Como meta para a capacitância do cabo, tem-se, pela IEC 60840, uma tolerância <8%, mas alguns fabricantes conseguem atingir menos de 4%. Uma vez que os cabos submarinos podem ser interpretados como grandes capacitores, o tempo de descarga dos cabos deve ser determinado para que se avalie os requisitos de equipamentos adicionais para descarga do cabo à terra (por exemplo através de resistor de aterramento ou diretamente à terra). A resistência do cabo deve ser dada à mínima temperatura do solo marítimo e à máxima temperatura de operação do condutor de forma a se avaliar os efeitos ressonantes no *start-up* e também durante a operação usual do sistema.

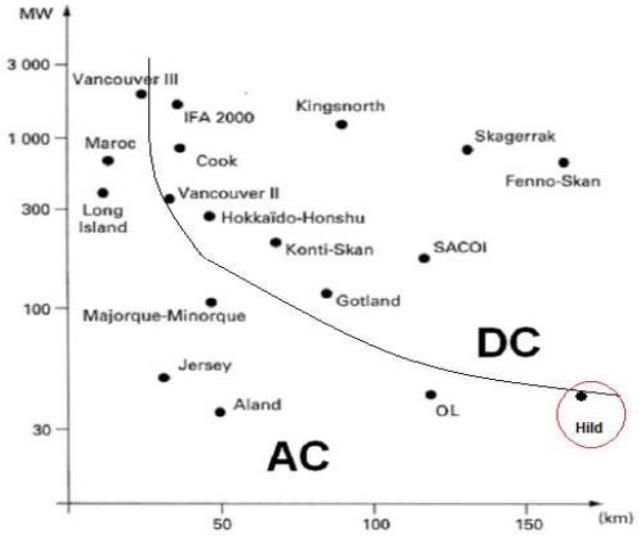
Figura 13 - Modelo teórico para linha de transmissão



Fonte: (Thibaut & Leforgeais, 2012)

A Figura 14 demonstra que o projeto em questão encontra-se justamente em ponto limítrofe de implementação CA quando observada a questão da limitação da utilização de linhas CA em função do comprimento da linha de transmissão.

Figura 14 - Relação potência ativa x distância de transmissão: Projetos CA e CC no mundo.



Fonte: (Thibaut & Leforgeais, 2012)

Uma vez definida da utilização de PFS-CA para o projeto de Martin Linge, o desafio ainda assim se mantém na otimização de espaço através de um número reduzido de equipamentos instalados na plataforma. Por este motivo, optou-se por prosseguir com o projeto sem a presença de um reator de compensação *offshore*, mesmo que tal decisão pudesse prejudicar a distribuição de corrente entre os dois terminais do cabo (*onshore* e *offshore*). Além disso, o sistema sem reator de compensação *offshore* pode ser configurado contando com o auxílio dos *static VAR compensators* (SVCs) de forma a ter uma maior estabilidade de tensão *offshore,* visto que no caso de rejeição de carga *offshore*, a variação de potência reativa *offshore* é pequena quando comparada à potência reativa consumida continuamente em terra em Kollsnes.

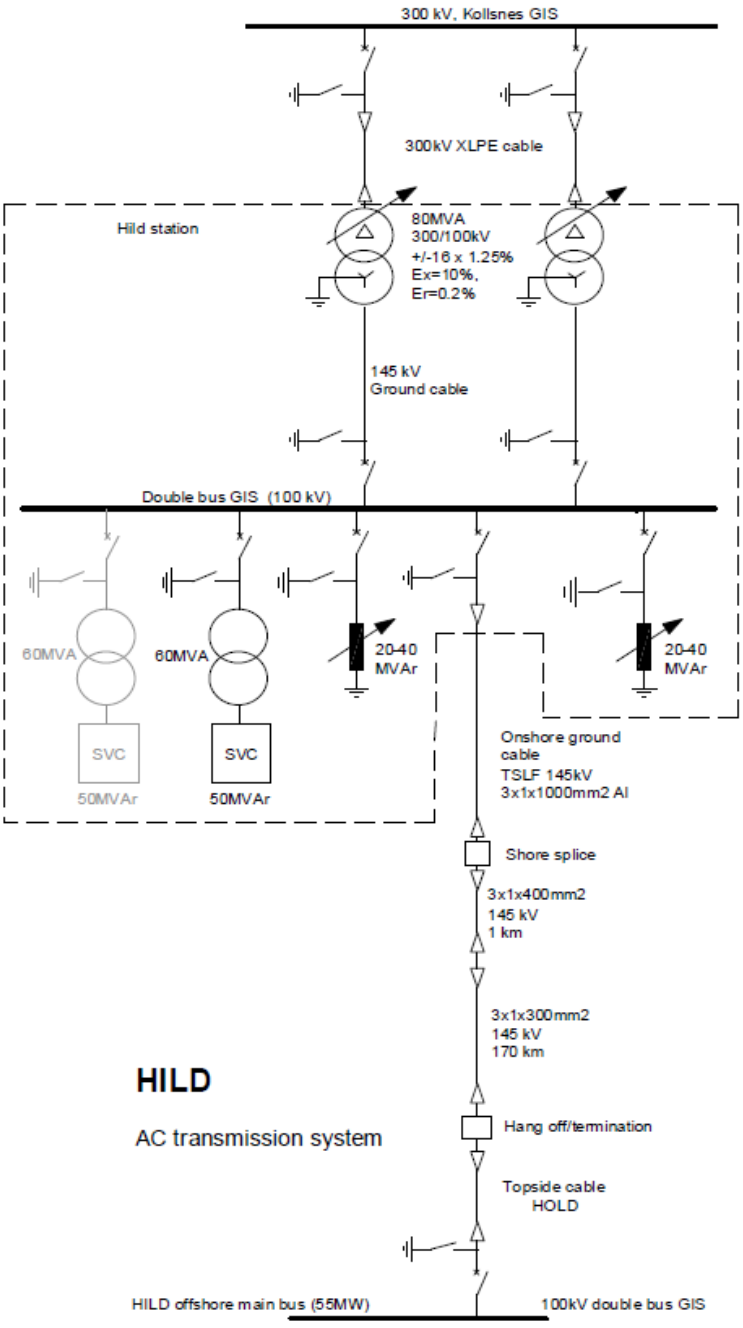
O projeto de implantação de PFS-CA em Martin Linge conta com dois transformadores redundantes 300 kV/100 kV - 80 MVA, com *on load tap changer* (OLTC), no lado primário *onshore* de Kollnes. O propósito do OLTC é regular a tensão secundária *offshore* de 100 kV na GIS em Martin Linge durante a variação natural da carga. O OLTC tem uma larga zona de operação para prover energização do cabo submarino a aproximadamente 80% da tensão de forma a prevenir estresses na linha, correntes de surto, e potência reativa quando da energização dos cabos. O lado secundário do sistema (100 kV), deve ser solidamente aterrado para

prevenir sobretensões em faltas fase-terra dentre os 161 Km de extensão do cabo de transmissão. Devido a essa característica compacta de disponibilidade, um circuito GIS barra dupla é instalado em ambas as pontas. A janela de tensão de operação normal da GIS será de 90,5 kV a 106 kV, com possibilidades de operar em 80 kV durante operações de energização.

De modo a regular o fator de potência no lado 300 kV *onshore*, dois SVCs são instalados também no lado *onshore*. O intuito dos SVCs é controlar de forma dinâmica a exportação da potência reativa da rede, levando-a a zero. Tendo-se que o SVC reage muito mais rapidamente que o OLTC do transformador, o SVC será também utilizado para controlar as variações de tensão durante os transientes (exemplo: período de rejeição da carga), exceto quando da energização dos cabos, que deverá ser feita com mínima tensão de saída regulada a partir dos transformadores (e seus OLTCs). Neste caso a operação de controle de tensão dos SVCs deve ser suspensa (Thibaut & Leforgeais, 2012).

O diagrama unifilar disposto na Figura 15 foi projetado de modo a permitir a máxima disponibilidade com equipamentos redundantes integrados ao sistema.

Figura 15 - Diagrama Unifilar projeto Martin Linge.



Fonte: (Thibaut & Leforgeais, 2012)

Em Martin Linge, a necessidade de compensação de potência reativa do sistema pode atingir 75 MVAR, com requisição dinâmica máxima de 50 MVAR. Para responder a tal demanda reativa, a ideia adotada é de se projetar SVCs de 50 MVAR e combiná-los (redundantemente), com reatores trifásicos. Desta forma, tem-se que os reatores devem prover compensação básica, enquanto os SVCs devem

prover compensação dinâmica. Esta é tida como a melhor das soluções, visto que as perdas dos reatores são menores que aquelas dos SVCs. Os SVCs devem utilizar eletrônica de potência de rápida resposta e alta frequência com dispositivos semicondutores para minimizar harmônicos. Dois reatores redundantes devem ser instalados com *taps* que permitam ajustes de reativo entre 20 e 40 MVAR devido às incertezas provenientes das respostas dos circuitos capacitivos dos cabos submarinos geradores de tal potência reativa. Os cabos submarinos selecionados são de cobre, secção de 300 mm² e classe de isolação 145 kV. Na ponta *onshore*, o cabo subterrâneo é de alumínio de secção 1000 mm² com mesma classe de isolação. Recomenda-se ainda que, para cerca de 1 Km da terra firme, se utilize cabos de secção maior (400 ou 500 mm²), devido a incertezas de condições térmicas na região. Ainda, recomenda-se que se utilize a mesma empresa para lançamento de cabos desde a costa até a plataforma, de modo a mitigar riscos e divergências de execução do projeto básico (Thibaut & Leforgeais, 2012).

Para a especificação técnica dos cabos utilizados, diferentes tipos (90, 100 e 110 kV), devem ser avaliados e comparados através de processos iterativos tais como:

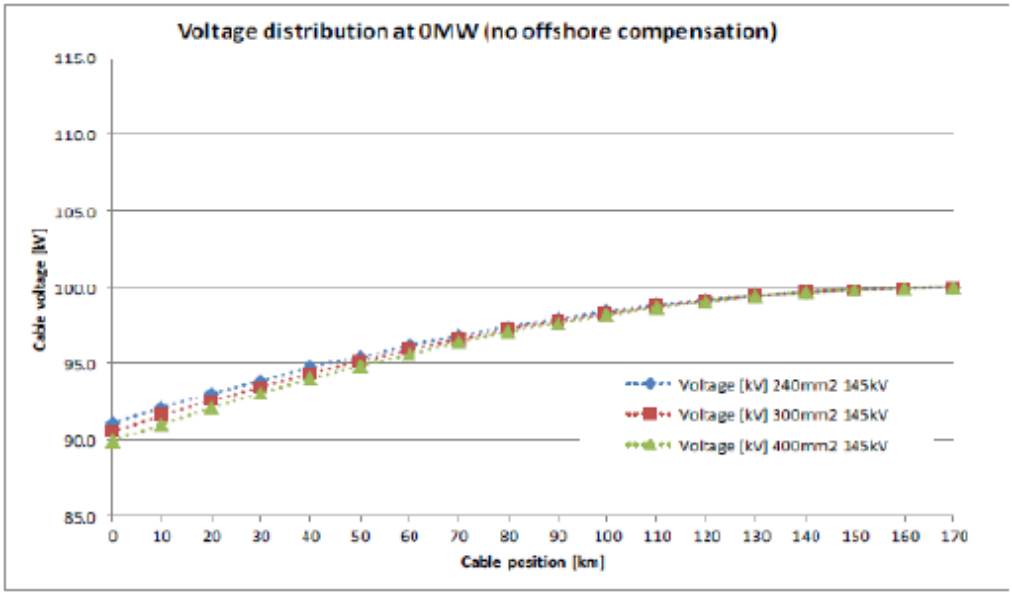
- ✓ Análise de fluxo de carga com corrente e tensão ao longo do cabo;
- ✓ Perdas nos cabos;
- ✓ Estudos de transientes de tensão (harmônicos, impacto de carga e rejeição, etc.);
- ✓ Estudos de faltas;
- ✓ Condições de site e instalações;
- ✓ Estudos de tensão induzida;

Como já citado anteriormente, esta dissertação não tem por intuito detalhar cada um destes estudos.

Com respeito à tensão de operação do barramento *offshore* de 100 kV, pode-se dizer que durante a normalidade do sistema, desde o estado de vazio até o estado de carga total, os OLTCs dos transformadores *onshore* devem permitir

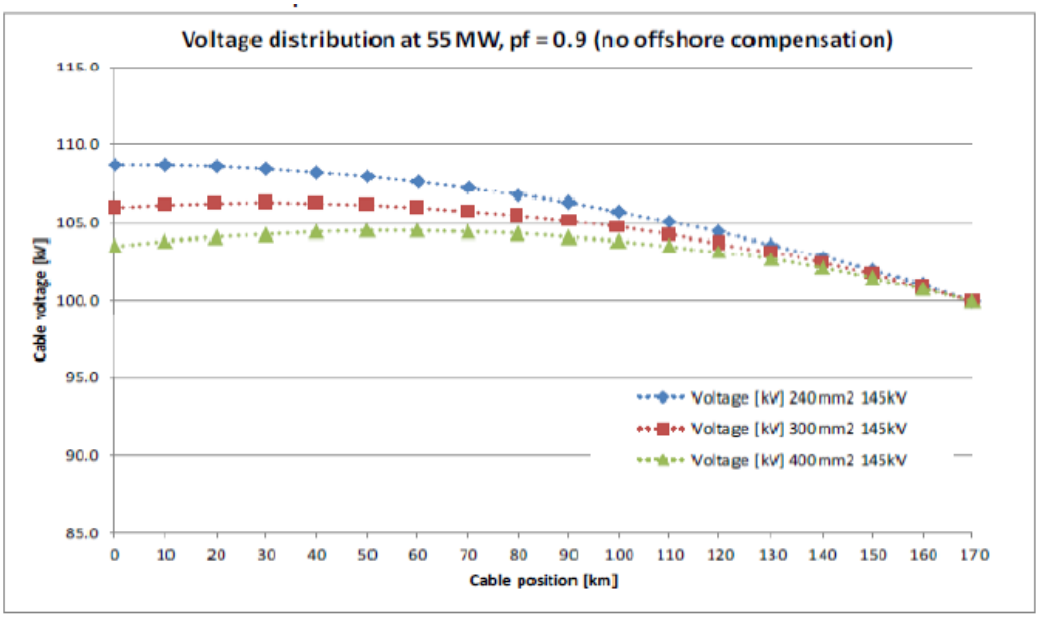
operações entre +/- 10% de variação desta tensão (instabilidade natural da rede). Deste modo, com a definição da utilização de 100 kV como tensão de operação no secundário dos transformadores e consequentemente tensão na barra de saída para transmissão, verifica-se que pode haver uma flutuação de tensão nos terminais do circuito *onshore* entre 90,5 kV (vazio – 0 MW), e 106 kV (carga total – 55 MW para o caso de Martin Linge), isto é, uma variação de 90 a 106%, o que está totalmente em linha com as especificações requeridas pelos transformadores. As Figuras 16 e 17 demonstram a adequação desta tensão de operação para transmissão em função da distância de 161 Km desde a costa até a plataforma de Hild para os três diferentes tipos de secções dos cabos empregados no projeto.

Figura 16 - Perfil de tensão de transmissão para carga em vazio com OLTC em 90,5 kV



Fonte: (Thibaut & Leforgeais, 2012

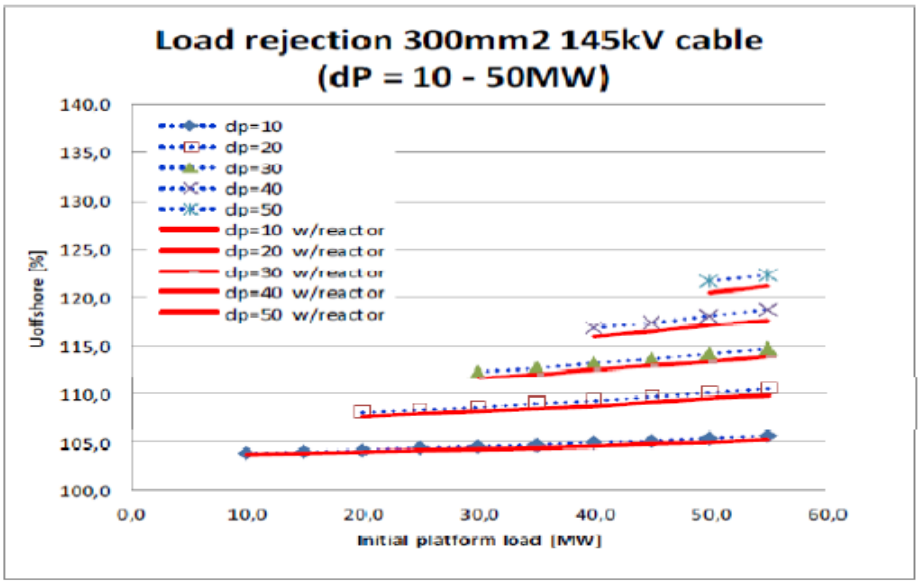
Figura 17 - Perfil de tensão de transmissão para carga total com OLTC em 106 kV



Fonte: (Thibaut & Leforgeais, 2012)

Durante o modo transiente (rejeição ou impacto de carga), a variação de tensão não pode exceder +/- 20%. Com a tensão de operação em 100 kV, este critério é sempre obedecido, exceto quando há uma rejeição de carga maior que 50 MW (neste caso o transiente é de 22% - Ver Figura 18). De qualquer forma, e para o caso em questão com rejeição de carga de 55 MW, isto não deverá ser um problema uma vez que, neste caso a plataforma deve receber um *trip* total como uma parada de emergência. No entanto, preventivamente o SVC entraria em operação para rapidamente reduzir a tensão e evitar que o sistema fosse submetido a tal situação.

Figura 18 - Rejeição de carga - Simulação 100 kV



Fonte: (Thibaut & Leforgeais, 2012)

Conforme citado, todos os exercícios acima foram feitos considerando-se uma tensão de transmissão de 100kV. Já com uma tensão de operação de 110 kV, o transiente de tensão seria menor que 20% em todos os casos de rejeição de carga, porém a potência reativa gerada nos cabos submarinos seria demasiada grande e faria com que o projeto incorporasse secções maiores a tais cabos, aumentando então o custo do projeto. Para o último dos casos examinados, ou seja, com tensão de operação de 90 kV, o transiente de tensão seria muito maior que o ideal (>30%) (Thibaut & Leforgeais, 2012).

Por consequência, um outro critério utilizado na definição da tensão de transmissão do projeto é a perda de energia que tem impacto direto custos operacionais. A Tabela 1 apresenta alguns resultados de simulações feitas em Thibaut&Leforgeais et. al. (2015, p. 6), com relação a perdas no projeto em questão. Conforme tal simulação, pode-se perceber uma situação de “meio termo” para a solução de cabo de 300 mm^2 a 100 kV que quando associada à discussão do impacto de carga, nos permite concluir sobre estarmos diante da melhor solução aplicável.

Tabela 2 - Perdas a carga total para o projeto de Hild

Perdas a plena carga 55 MW, FP = 0,9	90 kV	100 kV	110 kV
Secção de cabo 300 mm^2	6,8 MW	6,1 MW	5,9 MW

Fonte: (Thibaut & Leforgeais, 2012)

Quando comparada à solução de cabos subterrâneos, a utilização de cabos submarinos apresenta uma diferença conceitual. Cabos subterrâneos apresentam principalmente características indutivas, isto é, à medida que a tensão aumenta, a corrente é reduzida na secção do cabo. Esta não é a regra pra cabos submarinos que possuem caractéristicas capacitivas com geração de potência reativa (ver 4), ou seja, à medida que a tensão aumenta, a corrente também aumenta.

$$Q = 2\pi fCU^2 \qquad (4)$$

Onde,

Q: potência reativa

C: capacitância

f: frequência

U: tensão de linha

O aumento da secção do cabo faz com que se tenha um aumento da corrente transferida. Isto ocorre porque a capacitância do cabo também aumenta com a secção do cabo.

Finalmente, tem-se que o cabo escolhido para o projeto em questão foi o de secção 300 mm^2 de cobre com classe de isolação 145 kV e tensão de operação de 100 kV. A classe de isolação de 145 kV foi escolhida em detrimento à classe de 123 kV devido a sua menor capacitância que reduziria o montante de reativo gerado na rede pelo cabo. Ainda, ficariam reduzidos com tal tensão de 145 kV os desgastes dos cabos, acarretando em um efeito positivo para a vida útil do projeto.

2.3.2.2 Transmissão via cabos submarinos em corrente contínua (PFS – CC)

Como já discutido anteriormente, o fornecimento de energia elétrica a instalações *offshore* é uma tarefa de ampla análise e alto grau de complexidade, não existindo, por consequência, uma regra clara e generalista sobre qual a melhor solução a se empregar para todos as aplicações estudadas, sendo importante a análise de cada caso em específico para que se defina dentre a utilização de TG, PFS-CA ou até mesmo PFS-CC.

Em casos onde as distâncias e/ou as cargas demandadas são pequenas, pode-se optar pela transmissão em corrente alternada, mas tal solução se torna impraticável para longas distâncias ou grandes potências. Além disso, a demanda de energia para uma plataforma de óleo e gás é algo muito particular e depende de requisitos definidos pelos sistemas de extração das jazidas, bem como dos equipamentos necessários para tal operação da planta. Deste modo, a potência instalada pode variar para cada caso desde KW a MW, sendo que, para a indústria de óleo e gás, a substituição da forma de geração local *offshore* pela solução PFS apresenta principalmente duas vantagens: ser economicamente viável e ser ambientalmente pertinente por ser menos poluidora. Adicionalmente, esta nova solução envolve menor manutenção, maior ciclo de vida, disponibilidade, segurança e flexibilidade do sistema.

De maneira geral, e para uma dada potência e para uma dada distância, a solução PFS-CC envolve custos menores com cabos quando comparada à solução PFS-CA (trifásica). Porém, deverá incorrer em custos iniciais maiores devido à inclusão das estações conversoras CA-CC e CC-CA, e custos inerentes à vida útil do projeto devido à existência de perdas, senão na linha de transmissão como ocorre na solução PFS-CA, mas sim nessas mesmas estações conversoras. Correntes reativas e dissonâncias como o efeito *skin* (corrente em altas freqüências flui principalmente na superfície de um condutor, reduzindo o campo magnético dentro do fio.) são excluídas desta solução.

Logo, com o aumento das distâncias costeiras das jazidas, com a eliminação da restrição denominada “potência reativa em excesso” para transmissão de energia via cabos submarinos, e ainda com o fato de que as perdas nos conversores são

menores que aquelas nas linhas CA, torna-se evidente o fato de estarmos diante de uma solução com menores percentuais de perdas durante a transmissão de grandes pacotes de energia a longas distâncias, estando, portanto, suas principais desvantagens elencadas somente aos custos das estações conversoras.

O primeiro sistema comercial PFS-CC (HVDC), foi implantado na ilha de Gotland em 1954, na Suécia, sob aplicação para geração hidrelétrica, a uma distância costeira de 96 Km e à tensão nominal de transmissão de 100 kV e potência ativa nominal de 20 MW. Desde então, mais de 100 sistemas HVDC foram instalados ao redor do mundo. Dentre os principais avanços relacionados a esta tecnologia, tem-se a introdução de tiristores nos anos 70 e os conversores IGBTs[2] no final dos anos 90. No entanto, foi apenas no ano de 2005 que ocorreram as primeiras implementações relacionadas a plataformas de óleo e gás *offshore*.

Todas as mais recentes aplicações de HVDC *offshore,* sobretudo a partir do final do último século, fazem uso da solução técnica amparada em *voltage source converters* (VSC). No entanto, há um contraste com a solução tradicional HVDC dominada por *current source converters* (CSC), de primeira aplicação comercial feita justamente em Gotland em 1954. Através de altas tensões e aplicações de tiristores, o sistema CSC pode transferir altos montantes de potência; frequentemente até 7200 MW a cerca de 800 kV e a mais de 2000 Km de linha monopolar em terra; e, 1000 MW para cerca de 500 kV para bipolo submarino (podendo atingir 2000 MW para cerca de 600 kV). Em contrapartida, os sistemas VSC correntemente em operação atingem cerca de 200 kV a 400 MW. Sistemas de cerca de 320 kV, 1000 MW encontram-se em desenvolvimento pela indústria. Estes dados mostram que, muito embora os sistemas HVDC-CSC sejam aplicações maduras e confiáveis, as capacidades dos links submarinos individuais apresentam certas limitações. Uma estação conversora de 600 kV (a mais alta tensão de transmissão viável para cabos CC), por exemplo, poderia manusear 5 GW através de cada linha de seu bipolo. No entanto, os cabos CC apresentam taxas térmicas limitantes para a transmissão associadas a correntes de no máximo 1600 A para águas rasas e somente 1000 A

[2] IGBT: Insulated Gate Bipolar Transistor ou, em português Transistor Bipolar de Porta Isolada

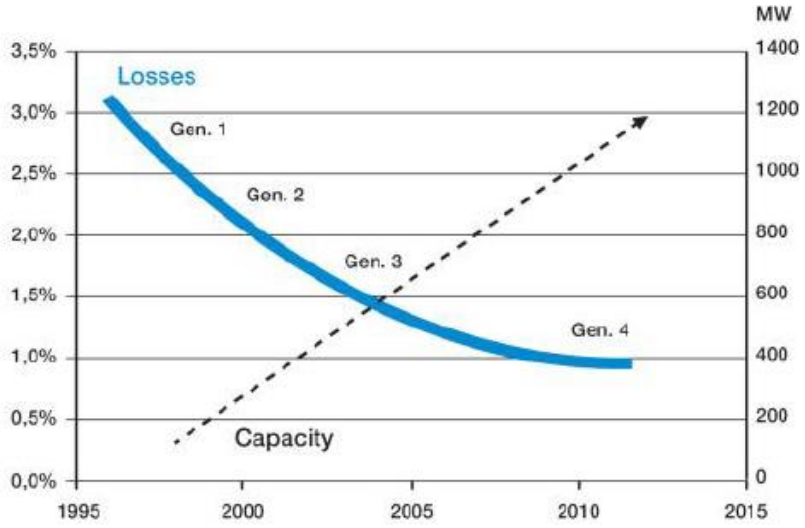
para os casos mais severos de águas profundas. Isto é, uma aplicação bipolar 600 kV usando um cabo por polo poderia transferir pouco mais de 2 GW em água rasas e 1,2 GW em águas profundas. Assim, a exploração total de um conversor (tais 5 GW), deveria requerer até mais de 4 cabos por polo, tendo, portanto, um fator multiplicador de custos aproximadamente da mesma grandeza. Mesmo assim, atualmente esta é a única forma de transferir significativos montantes de energia elétrica desde o Norte da África à Europa, por exemplo (Grasselli, Quacquarelli, & Gentili, 2014).

A primeira aplicação comercial de HVDC-VSC se deu também na ilha de Gotland, em 1997.Desde então diversas melhorias têm ocorrido nestes sistemas. A potência ativa e a tensão de operação nesta primeira aplicação para Gotland Light ™ eram de 50 MW e 80 kV, respectivamente. Como referência, em 2012 tais padrões já haviam aumentado em uma ordem de grandeza de vinte vezes para a potência e seis vezes para a tensão. Como exemplos tem-se os projetos de INELFE entre França e Espanha com 2 x 1000 MW de potência ativa, e o projeto Skagerrak 4 entre a Noruega e a Dinamarca com 500 kV de tensão. Desde 2005 a tecnologia HVDC-VSC passou a ser empregada em plataformas de óleo e gás, sendo que com o desenvolvimento dos conversores permitiu-se reduzir bruscamente os percentuais de perdas por conversor de taxas iniciais (primeira aplicação em Gotland), de 3%, para taxas menores que 1% (Callavik, Lundberg, Bahrman, & Rosenqvist, 2012).

Ainda segundo Callavik, Lundberg, Bahrman, & Rosenqvist (2012, p. 2), a redução das perdas nos conversores se deu principalmente a partir de três melhorias centrais: inicialmente, a evolução dos IGBTs reduziu as perdas dos tempos de “chaveamentos” e as perdas durante os tempos de condução através de componentes mais otimizados e também possibilitou o aumento dos níveis de tensão/corrente por dispositivo (4.5 kV/ 2000 A ao invés de 2.5 kV/ 1200 A); em segundo plano, a topologia do conversor foi alterada desde dois níveis para dois níveis em cascata (*cascated two level converter* – CTL), reduzindo perdas em plena carga e reduzindo a necessidade por filtros AC; em terceiro, os esquemas de chaveamento foram otimizados reduzindo as perdas durante operação estável do sistema de forma a prover rápidas respostas a faltas.

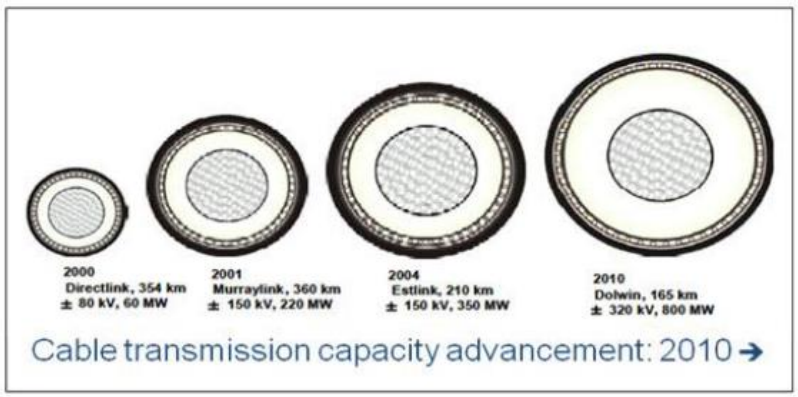
Ainda, as tecnologias empregadas na fabricação dos cabos têm avançado substancialmente. A chave para tal desenvolvimento passa pela melhoria das propriedades dos cabos CC como condutividade e isolação e na forma como a indústria passou também a lidar com seus acessórios como conectores e terminações. As Figuras 19 e 20 apresentam, respectivamente, a evolução da diminuição das perdas nas unidades conversoras e o desenvolvimento dos cabos CC citando as taxas de tensão e potência ativa fornecidas pela indústria desde 1997 até 2012.

Figura 19 - Evolução das perdas nas estações conversoras desde 1997 até 2012.



Fonte: (Callavik, Lundberg, Bahrman, & Rosenqvist, 2012)

Figura 20 - Desenvolvimento das tecnologias para cabos CC com taxas de tensão e corrente de projetos pelo mundo.

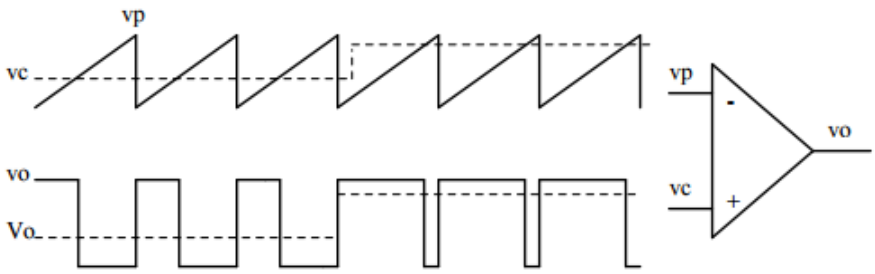


Fonte: (Callavik, Lundberg, Bahrman, & Rosenqvist, 2012)

Existem no mercado dois tipos de HVDC-VSC: os baseados em conversores de dois ou três níveis usando modulação por largura de pulso (Modulação PWM – *pulse width modular*), e também aqueles envolvendo conceitos multiníveis (MMC – *multilevel modular converters*). Resumidamente, em Modulação por Largura de Pulso – MLP (em inglês, PWM), opera-se com frequência constante, variando-se o tempo em que o interruptor permanece conduzindo. O sinal de comando é obtido, geralmente, pela comparação de um sinal de controle (modulante) com uma onda periódica (portadora). Para que a relação entre o sinal de controle e a tensão média de saída seja linear, como desejado, a portadora deve apresentar uma variação linear. Além disso, a sua frequência deve ser, pelo menos, 10 vezes maior do que a modulante, de modo que seja relativamente fácil filtrar o valor médio do sinal modulado (MLP), recuperando, sobre a carga, uma tensão contínua proporcional à tensão de controle (vc). A ponte conversora consiste de módulos que atuam como fontes de tensão discretas e que podem ser controlados individualmente. Quanto maior o número de módulos, menor a quantidade de harmônicos que podem ser gerados.

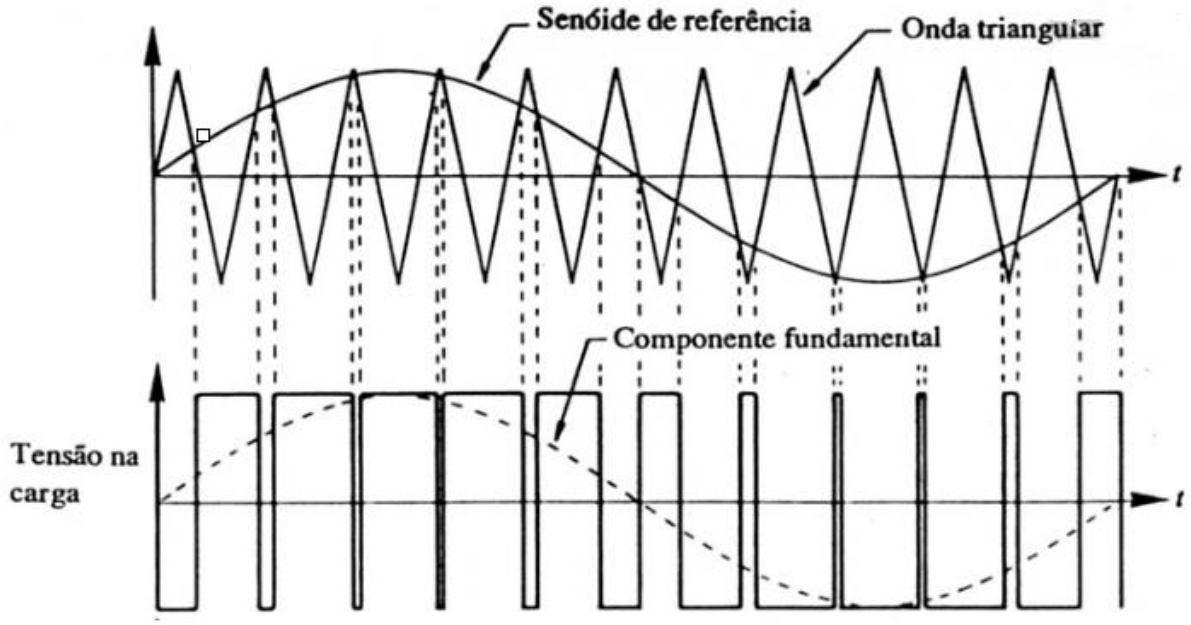
A Figura 21 demonstra o conceito básico de modulação PWM. A Figura 22 apresenta um exercício de aplicação de modulação PWM dado através da comparação entre uma onda senóide de referência e uma onda triangular. Os pontos de cruzamento determinam os chaveamentos dos tiristores para sintetização das larguras dos pulsos (variações da altura da onda de referência devem alterar o comprimento dos pulsos). Através da figura pode-se observar ainda a sintetização de uma onda resultante de tensão na carga com componente fundamental que se aproxima de uma senoide.

Figura 21 - Modulação PWM



Fonte: (Pomilio, 2014)

Figura 22 - Tensão de Saída CA para uma carga com modulação PWM.



Fonte: (FATEC SENAI, 2012)

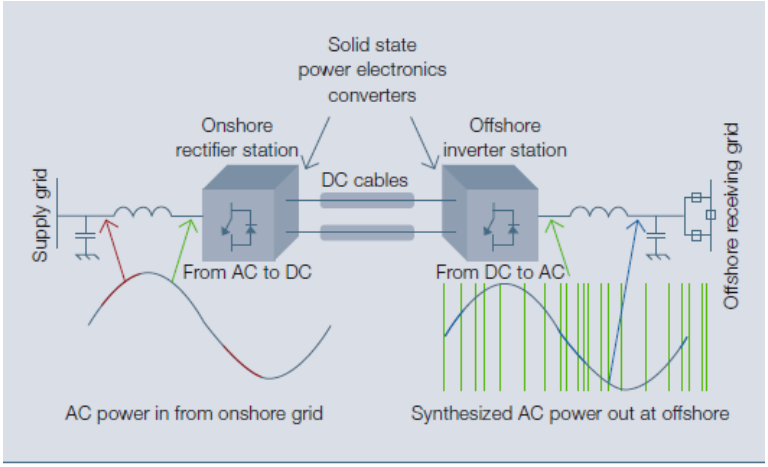
A principal vantagem para a escolha de VSC sobre CSC em conexões *offshore* se dá nos reduzidos tamanhos das unidades conversoras devido aos reduzidos requisitos dos filtros CA. Isto ocorre porque o espectro harmônico CA é deslocado ou amplamente suprimido para os casos com modulações PWM ou MMC das soluções VSC, incorrendo em significativa melhora das formas de onda das saídas dos circuitos. Tal fato permite grande redução de custos para as plataformas *offshore*. Além disso, sistemas VSC podem exportar potência reativa em ambas direções simultaneamente às suas atuações como conversores de potência ativa.

A partir destas discussões, pode-se concluir pelas atuais aplicações das soluções HVDC VSC como o mais usual sistema PFS-CC, sobretudo pelas suas otimizações e pela sua capacidade de interromper correntes por conta própria sem necessidade de tensão para comutar inclusive como ocorre nas redes PFS-CA. Isto significa que não necessários condensadores síncronos ou outras formas de compensação de reativo, o que apresenta significativa viabilidade principalmente no caso das plataformas.

Sistemas PFS-CC baseados em VSC são designados para transmissão de grandes montantes de energia para grandes distâncias de transmissão submarina. A

principal diferença entre a transmissão PFS-CC e PFS-CA é a presença dos conversores, o primeiro um retificador para a conversão *onshore* CA-CC, visto que a maioria do Sistema Integrado Nacional (SIN), está adequado em CA, e o segundo um inversor *offshore* para conversão CC-CA para utilização nos circuitos distribuidores da plataforma. A Figura 23 ilustra o esquemático dos principais equipamentos presentes nesta topologia.

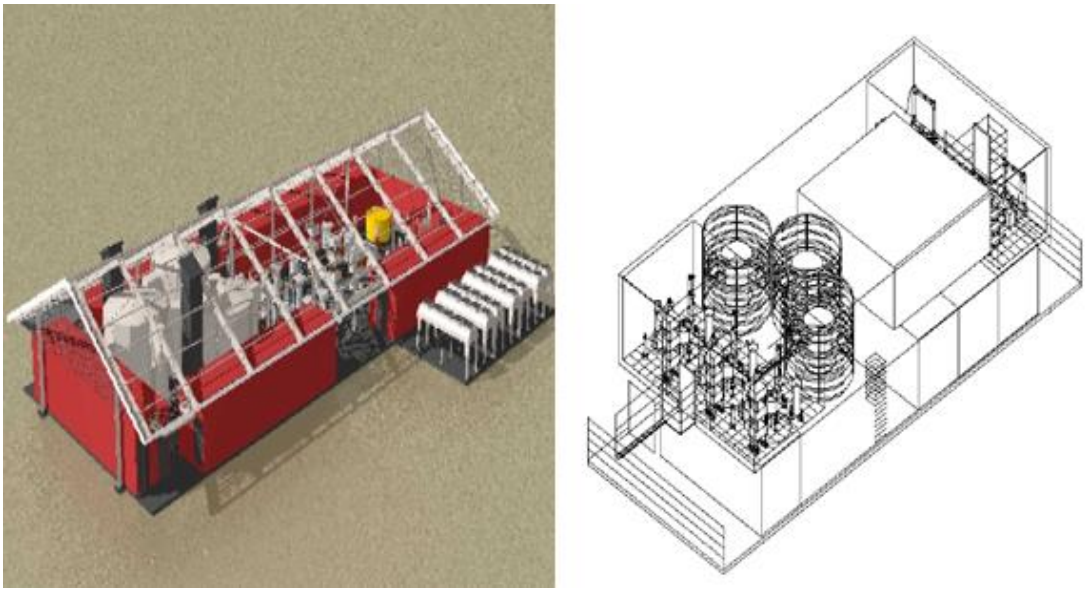
Figura 23 - Componentes de um sistema HVDC VSC



Fonte: (Chokhawala, 2008)

Em 1997, a ABB anunciou seu sistema próprio de aplicação à tecnologia HVDC VSC: o HVDC Light ™. Tal sistema, fundamentado nos conceitos PWM/MMC permite o livre controle de magnitude e fase de tensão além de um rápido e simultâneo controle de fluxo de potências ativa e reativa nos sistemas de potência. Ainda, o produto inclui o desenvolvimento de cabos flexíveis e economicamente mais viáveis a aplicações em CC. Estes cabos são instalados próximos nos bipolos com correntes antiparalelas eliminando os campos magnéticos e possibilitando menores variações de tensão sobretudo quando relacionados à transmissão CA. Deste modo, o HVDC Light ™ se apresenta como um sistema para ampla utilização na transmissão a plataformas *offshore*. Uma vez que os filtros são pequenos e condensadores síncronos não são necessários, tal tecnologia apresenta ainda mais vantagens justamente por ser mais compacta: menor espaço e peso. A Figura 24 visa demonstrar a compacidade da solução. Já a Figura 25, apresenta o módulo HVDC Light ™ na plataforma de Troll A.

Figura 24 - a) Uma estação HVDC Light TM requer somente 18 x 45 m, sem o transformador. b) Esquema de módulo 250-300 MW de aproximadamente 30 x 40 x 20 m (W x L x H), com o transformador



Fonte: (Horle, Eriksson, Maeland, & Nestli, 2002)

Figura 25 - Módulo HVDC Light TM na plataforma Troll A da Statoil

Fonte: (Chokhawala, 2008)

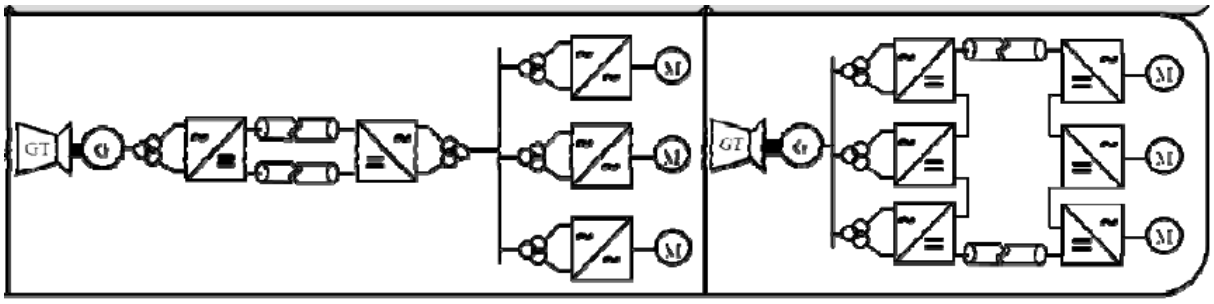
A versatilidade do HVDC Light™ permite muitos arranjos para as configurações dos sistemas. Evidentemente, a configuração básica seria a transmissão de ponto a ponto desde a costa até a plataforma. Como na maioria das vezes as cargas nas plataformas costumam ser alinhadas a motores e o sistema auxiliar das mesmas costuma ser em CA, logo se fazem necessários

transformadores como em todos os demais casos. O rápido controle de potência ativa e reativa faz da transmissão VSC um excelente instrumento para controle de frequência e tensão de modo a suprir distúrbios no barramento CA. Assim, as várias cargas CA da plataforma são alimentadas via estação conversora VSC com frequência e tensão comum. A distribuição para serviços básicos se faz através de transformação de forma usual. Em caso de interligação de plataformas próximas (*offshore clusters*), toda a distribuição pode ser realizada via PFS-CA.

Apesar das vantagens elencadas ao emprego do HVDC Light ™, pode-se afirmar que as otimizações para PFS-CC não param por aqui. Tais sistemas são capazes de atingir altos valores de tensão CC através das conexões em série de muitos dispositivos semicondutores especialmente projetados. Tais dispositivos demandam ainda complexos transportes, complexas instalações, e baixo teor de flexibilidade para futuras expansões. Neste contexto que surgem os módulos empilhados em CC, do inglês, *modular stacked direct current* (MSDC), especialmente projetados para aplicações na indústria *offshore* de óleo e gás, e que tem como propósito atingir altos valores de tensão justamente pelo empilhamento de vários blocos conversores em série, tanto do lado de envio de energia quanto do lado de recebimento através do bipolo CC. Desde o lado de envio, o sistema deve ser controlado para se comportar como uma fonte de corrente. Em relação à outra ponta do bipolo, cada módulo atua como receptor e manipulador da frequência, ou mais precisamente um *variable frequency driver* (VFD). Cada bloco é similar e os VFDs são pequenos e de fácil transporte e instalação. Além disso, a modularidade da arquitetura dos MSDC rende ao sistema um maior nível de tolerância a faltas e maior adaptabilidade para novas configurações, potencialmente oferecendo custos ainda menores e uma solução de maior confiabilidade.

De forma a resumir ambos candidatos potenciais para tecnologias de transmissão e distribuição de energia a plataformas a longas distâncias, apresenta-se a Figura 26 que trata de representar a aplicação HVDC-VSC mais moderna (à esquerda), e a nova proposta HV-MSDC (à direita). Nas figuras, as simbologias “GT” (do inglês, *gas turbines*), devem ser entendidas como quaisquer tipos de fontes de geração *onshore*. As simbologias representadas pela letra “M” representam quaisquer cargas *offshore*.

Figura 26 - Tecnologias CC disponíveis para aplicações a plataformas offshore a longas distâncias de transmissão e distribuição de energia via cabos submarinos.



Fonte: (Manguelle, et al., 2012)

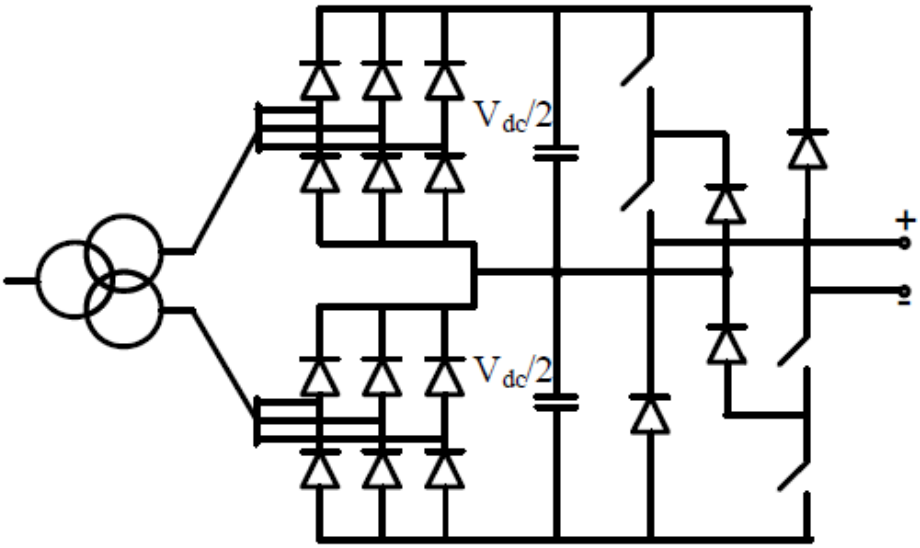
Como pode-se notar, tal sistema pode ser acoplado à rede CA do SIN através de um ponto comum de acoplamento. Posteriormente ao ponto comum há um transformador cuja função é de prover a isolação requerida e melhorar a distorção harmônica total de corrente minimizando o tamanho do filtro de harmônico do lado CA do sistema. A primeira estação conversora *onshore*, mais conhecida como unidade conversora terminal de envio, tem como função converter a tensão CA para uma tensão CC variável e regulada. Tal unidade é baseada em conexões em série dos módulos conversores AC-CC. Assim, a energia pode ser transmitida através do bipolo CC até a unidade conversora terminal de recebimento que consiste basicamente de conexões em série dos módulos conversores CC-CA, analogamente ao que ocorre na unidade terminal conversora de envio. Por fim, a saída de cada módulo deve orientar a velocidade variável dos motores elétricos da plataforma. Através da topologia citada, a unidade de envio (*lado onshore*) deve comportar-se como uma fonte de corrente controlada por uma tensão de saída variável da unidade de recebimento (*lado offshore*).

Cada módulo conversor da unidade conversora terminal de envio constitui-se de um conversor CA-CC seguido de um conversor CC-CC. Em casos específicos o conversor CA-CC, ou retificador, pode ser compreendido como um retificador de 12 pulsos. Já o conversor CC-CC deve ser configurado para operar como um conversor Buck[3]. A figura 27 trata de demonstrar simplificadamente um módulo conversor de

3 Conversor Buck: é um conversor abaixador CC/CC que diminui a tensão (enquanto aumenta a corrente) de sua entrada (alimentação) para sua saída (carga).

unidade de envio. A tensão V_{dc} é fatiada pelo conversor Buck, sendo V_{SE1} função de Vdc conforme equação 5.

Figura 27 - Configuração de um módulo de uma unidade conversora terminal de envio



Fonte: (Manguelle, et al., 2012)

sendo,

$$V_{SE1} = (2d - 1)\, V_{dc};\ 0 <= d <= 1 \qquad (5)$$

onde d corresponde ao ciclo do conversor

Desta forma, para que se possa atingir maiores níveis de tensão deve-se "empilhar" diversos módulos conversores em série sendo que a tensão de saída será dada pela soma de todas as tensões V_{SEn} de cada módulo.

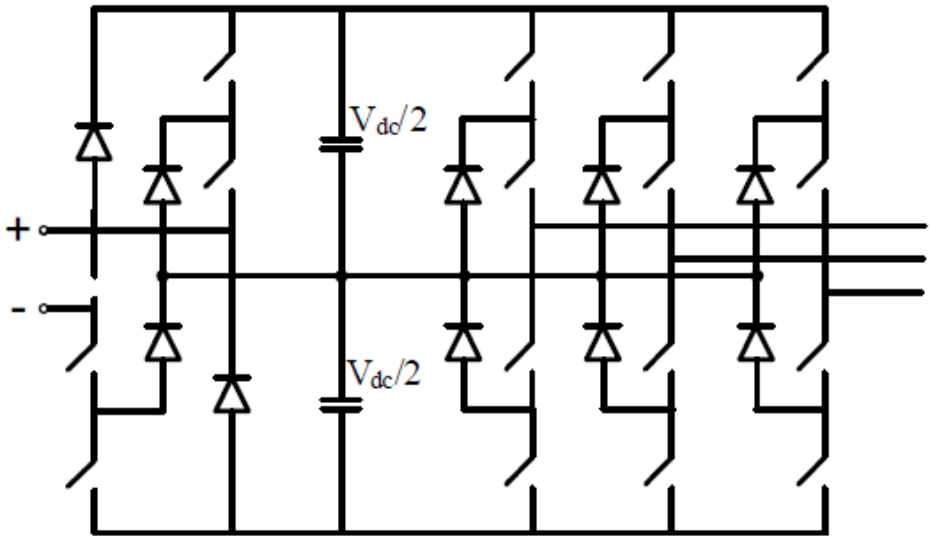
Para que se reduzam os níveis dos harmônicos na tensão da linha de transmissão, utiliza-se de modulação PWM para ajuste do *ripple* e operação a maiores frequências.

A unidade conversora terminal de recebimento deve operar com um conversor CC-CC configurado como um conversor Boost[4] de três níveis convertendo

4 conversor Boost: é um conversor amplificador CC/CC que aumenta a tensão (enquanto diminui a corrente) de sua entrada (alimentação) para sua saída (carga)

a fonte de corrente em uma fonte de tensão. De acordo com a flutuação da carga, a tensão *offshore* de entrada V_{RE1} deve ser ajustada de forma a manter a potência demandada a valores de corrente e tensão constantes no link CC. Por fim, a conversão CC-CA é realizada através de um conversor de três níveis com neutro isolado. Os detalhes de um módulo receptor *offshore* pode ser representado através da Figura 28:

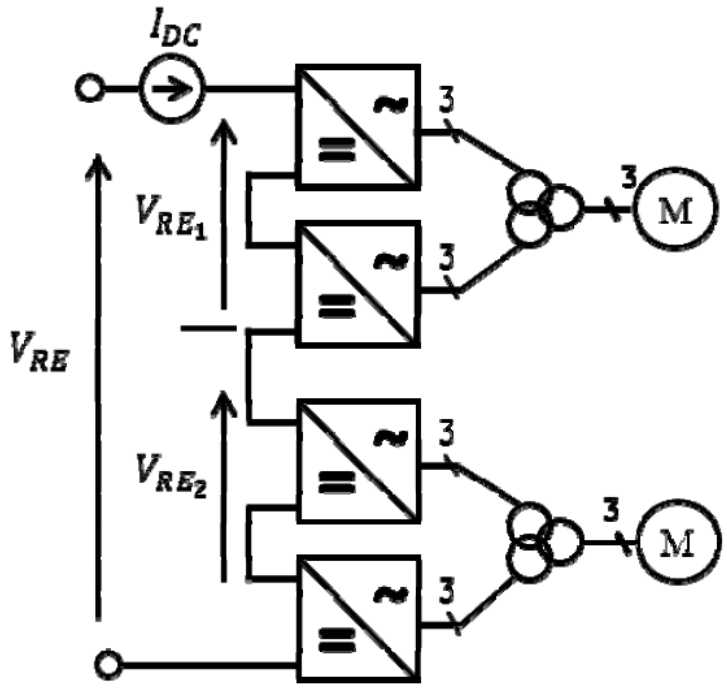
Figura 28 - Configuração de um módulo de uma unidade conversora terminal receptora *offshore*



Fonte: (Manguelle, et al., 2012)

Agora, a Figura 29 demonstra uma possível configuração *offshore* para aplicações com altas potências baseada na conexão em série de dois módulos conversores padrão. Neste caso, um transformador de saída é requerido para garantir a isolação da tensão. Uma vez que tal solução é modular, pode-se empregar módulos redundantes para que se obtenha maior confiabilidade N+1 do sistema. Tal abordagem pode ser utilizada também para o lado da unidade de envio.

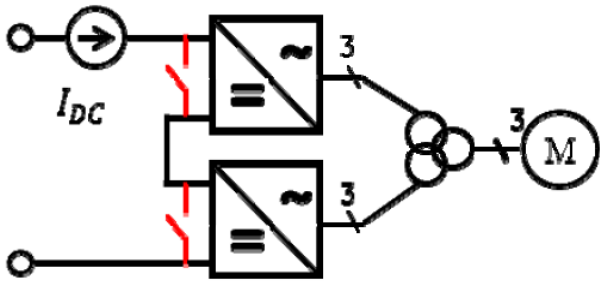
Figura 29 - Configuração para unidades receptoras *offshore* conectadas em série para aplicações em altas potências demandadas pelas cargas nas plataformas de óleo e gás



Fonte: (Manguelle, et al., 2012)

Conforme representado na Figura 29, a unidade de envio dos sistemas MSDC são controladas para que se comportem como fontes de corrente e as cargas são conectadas em série. Portanto, os dispositivos de proteção das cargas, tais como tiristores de *by-pass,* devem ser conectados em paralelo buscando-se maior efetividade e rápida resposta.

Figura 30 - Representação do mecanismo de proteção

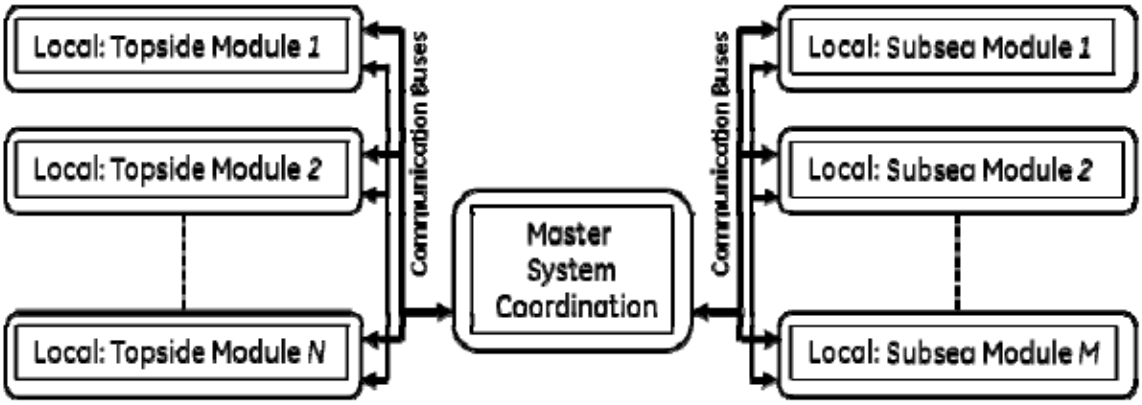


Fonte: (Manguelle, et al., 2012)

A arquitetura modular apresenta-se como a premissa dos sistemas MSDC. Ademais, os módulos conversores devem ser conectados simetricamente dentre

ambos os terminais da linha de transmissão para que controladores possam regular os valores de tensão e corrente do sistema conforme demanda de potência da plataforma. Tais controladores devem atuar de forma independente e autônoma controlando o fluxo de potência precisamente e administrando situações de faltas a partir de definições de valores de referência e operações em malhas fechadas garantindo máxima comunicação dentre ambos os terminais. A Figura 30 apresenta resumidamente a arquitetura de controle de sistemas MSDC.

Figura 31 - Arquitetura de controle para sistemas MSDC



Fonte: (Manguelle, et al., 2012)

3 METODOLOGIA

A partir das referências teóricas identificadas na Seção 2 desta dissertação, o intuito desta nova seção é enumerar os próximos passos que servirão de base para levantamento de dados e consequente análise de resultados na Seção 4. Para tanto, busca-se identificar pontos de referência que possibilitem abordar de forma simples e direta da atual situação do suprimento de energia elétrica a plataformas de óleo e gás no Brasil, buscando-se identificar possibilidades de implementação de soluções PFS assim como já tem sido feito em países principalmente da Europa e da América do Norte.

3.1. CARACTERIZAÇÃO DA ÁREA DA PESQUISA

O local escolhido para desenvolvimento desta pesquisa foi a área de exploração e produção de petróleo e gás natural na Bacia de Santos sob tutela da Petrobrás, cuja apresentação encontra-se demonstrada na seção 2.2 deste trabalho.

A Bacia de Santos possui uma excelente infraestrutura com cerca de 280 quilômetros da costa e em águas com profundidade de 2.200 metros com mais de 10 campos com operações iniciadas e investimentos constantes junto a diversos parceiros que proporcionam melhores condições para o desenvolvimento dos negócios na região além de ótima qualificação de seus especialistas ali alocados (Petrobrás, 2016).

Assim, a realização deste estudo teve como sujeito de pesquisa as plataformas fixas e flutuantes de óleo e gás da Bacia de Santos, mais precisamente seus esquemáticos (unifilares), para suprimento de energia elétrica *offshore,* baseando-se ainda nas lições aprendidas através de referências de projetos predecessores desenvolvidos fora do país. Neste intuito, tendo em vista o pequeno montante de material de pesquisa referente a soluções PFS em ambiente nacional, este trabalho visa prover referências baseadas nas experiências internacionais que

devem servir de *benchmarking* às aplicações em ambientes nacional conforme discussões da seção 2.3.

3.2 DO LEVANTAMENTO DOS DADOS

Para levantamento de dados, buscou-se contatos de engenheiros já conhecidos de empresas, tanto em públicas quanto privadas. Ao todo foram relacionados 7 engenheiros da empresa ABB, tanto no Brasil quanto na Suécia e na Noruega através dos Departamentos de Power Grids, Industrial Automation, FACTS e HVDC, que se tornaram também suporte de pesquisa. Foram também utilizadas pesquisas via Google e especificações técnicas sigilosas de projetos da Statoil Brasil Óleo e Gás Ltda, da Petrobrás S.A. e da ABB Brasil Ltda, cujos detalhamentos fornecidos serão todos omitidos neste trabalho, que deverá se limitar, não obstante, a tratar sob potencial acadêmico e não corporativo, todas as discussões pertinentes ao tema ao qual se propõe.

Os desenvolvimentos dos unifilares devem se utilizar da plataforma do *software* PSCAD® limitando-se às apresentações, análises e discussões das configurações das arquiteturas.

Como passo a passo a ser utilizado neste trabalho tem-se:

I. Análise de unifilar para plataforma fixa *offshore* de óleo e gás da Bacia de Santos:
   a. levantamento de diagrama unifilar típico e segregação da planta;
   b. identificação de tipos cargas;
   c. discussões das lógicas de geração da solução baseada em TG visando maior compreensão das cargas e da sistemática da distribuição de energia em uma plataforma de óleo e gás.

II. Análise de unifilar alternativo representando um case arbitrário com conexão de unidade FPSO a uma plataforma fixa *offshore* de óleo e gás da Bacia de Santos:

   a. levantamento de diagrama unifilar típico e segregação da planta;

   b. identificação de tipos cargas;

   c. discussões das lógicas de geração da solução baseada em TG.

III. Identificação de novas alternativas para suprimento de energia elétrica:

   a. concepção de novas propostas de projetos utilizando PFS-CA;

   b. concepção de novas propostas de projetos utilizando PFS-CC (cenário HVDC Convencional/HVDC Light™;

   c. concepção de novas propostas de projetos utilizando PFS-CA;

IV. Avaliações de recomendações de aplicações a plantas existentes da Bacia de Santos:

   a. levantamento de dados de produção e localização dos campos da Bacia de Santos;

   b. definição de recomendações de soluções aplicáveis a cada campo considerando-se capacidades produtivas dos principais campos da Bacia de Santos, suas demandas e distâncias costeiras;

   c. compilação de vantagens e desvantagens para os diferentes tipos de arquiteturas propostas avaliadas a partir de conceitos teóricos e aplicações no mundo considerando-se *brownfields* como lições aprendidas visando novas implementações em *greenfields*;

V. Estudos de atratividade ambiental para implementação de soluções PFS:

   a. identificação das premissas assumidas para estudos de atratividade em função das emissões de *green house gases* - GHG;

   b. definição de equações para cálculos das reduções de emissões de GHG tendo por base a região *Norwegian Continental Shelf* – NCS (com regulação mais rigorosa no mundo);

   c. apresentação de resultados para redução de GHG para regiões NCS, Europa e Brasil com tabelas e gráficos para cada janela de oportunidade de relação potência ativa x distância costeira da jazida.

4 ANÁLISE DOS RESULTADOS

Atualmente, plataformas podem ser vistas como plantas flutuantes ou fixas em alto mar com geração de energia própria. Sabe-se que toda a energia gerada é utilizada para alimentar suas mais diversas cargas tais como iluminação, aquecimento, resfriamento, bombeamento, extração, separação, transporte, dentre diversas outras. Tais plataformas usualmente utilizam-se de turbinas a gás e sistemas motores-geradores a diesel que são empregados em conjunto de forma a atender às demandas elencadas às atividades de exploração e produção de petróleo e gás.

Esta seção tem por objetivo seguir os tópicos citados na metodologia em concordância com os objetivos gerais e específicos desta dissertação. Para tanto, deve-se utilizar de demonstrações de unifilares típicos a partir do *software* PSCAD® com dois exemplos iniciais de plataformas com geração a partir de TG, e outras três propostas de arquiteturas de transmissão de energia elétrica que possam substituir tais TG conectadas a barramentos principais das plataformas utilizando-se de soluções amparadas nos conceitos PFS com referencial teórico desenvolvido na Seção 2 deste trabalho.

4.1 APRESENTAÇÃO DOS DADOS

Com esta seção tem-se por objetivo analisar unifilares de plataformas que atualmente operam sob o emprego da solução baseada em TG e apresentar diferentes propostas tecnológicas para fornecimento de energia baseadas em soluções PFS. Apesar da utilização de diferentes tipos de plataformas, sobretudo na Bacia de Santos, sistemas elétricos devem ser adaptáveis e específicos para cada situação. Assim sendo, os estudos a seguir desenvolvidos para promoção das

discussões em torno das novas propostas devem ser melhor detalhados conforme as relações a seguir:

- unifilar típico para plataforma fixa;
- case arbitrário com conexão de unidade FPSO a uma plataforma fixa (representação de um conjunto de plataformas formando um campo protótipo da Bacia de Santos);
- unifilar típico para sistema de transmissão sob conceito PFS-CA;
- unifilar típico para sistema de transmissão sob conceito HVDC convencional (PFS-CC);
- unifilar típico para sistema de transmissão sob conceito MSDC (PFS-CC).

4.1.1. SOLUÇÕES PARA PLATAFORMAS FIXAS

As plataformas fixas destinam-se geralmente a águas rasas, sobretudo sendo empregadas em profundidades de até 200 ou 300 metros, para perfuração e produção. Sendo assim, uma vez que as primeiras unidades de exploração foram descobertas em profundidades pequenas, estas foram as primeiras plataformas a serem empregadas no mundo.

Suas construções amparam-se fundamentalmente na ancoragem no fundo do mar de estruturas modulares de aço instaladas no local de operação. Portanto, e como o próprio nome diz, estas plataformas não podem ser transferidas para outros locais após o término da exploração das jazidas locais. Logo, e uma vez que em média os campos de hidrocarbonetos têm vida útil de cerca de 30 anos, este seria também o tempo médio de utilização para tais plataformas de perfuração e produção. Quando de suas desativações, tais plataformas podem servir como criadouros de peixes como arrecifes artificiais.

A estrutura base da plataforma, mais conhecida como jaqueta, é a primeira parte da plataforma a ser construída em grandes estaleiros na posição horizontal. Uma vez finalizada, a jaqueta é lançada verticalmente ao mar no ponto de operação, tendo, portanto, seus “pés” fixados no fundo. Posteriormente a jaqueta recebe as partes superiores da plataforma que constituem equipamentos de segurança, estocagem de materiais, alojamento de pessoal, e as instalações necessárias para a produção dos poços. Finalmente, estas plataformas escoam a produção diretamente por dutos ou para navios, uma vez que não possuem tanques de armazenamento.

A Figura 32 apresenta a plataforma fixa de Mexilhão, na Bacia de Santos, para produção de gás natural e condensado. Neste caso específico, a jaqueta, de base quadrada de 70 m² e topo também quadrado de 40 m² e 11.300 toneladas tem 182 m de altura, estando seu topo a 10 metros do nível do mar. A altura da plataforma, do solo marinho até o ponto mais alto dos módulos é de 227 metros. Os dois módulos colocados sobre a jaqueta pesam, juntos, mais de doze mil toneladas. Neles estão as instalações de processamento de gás, utilidades incluindo capacidade de 10 MW de geração de energia elétrica, acomodações para 100 pessoas e heliporto.

Figura 32 - Plataforma fixa de Mexilhão em operação na Bacia de Santos.

Fonte: [Adaptado de (Oliveira, 2013) e (Petrobrás, 2014)]

As Figuras 33 e 34 exibem um diagrama unifilar típico para uma plataforma fixa onde é possível que se identifique cargas não-essenciais, auxiliares, essenciais e emergenciais sob a ótica dos conceitos de confiabilidade do sistema. Tal diagrama

típico encontra-se dividido em duas partes e é resultado de análises de especificações técnicas, análises frente a referências bibliográficas e projetos desenvolvidos para atendimento às atividades de produção de óleo e gás em plataformas da Bacia de Santos.

O projeto típico apresenta a geração principal da plataforma com 3 TG de 10 MVA e 1 gerador auxiliar de 1,25 MVA conectados ao barramento principal de tensão 4,16 kV, sendo que toda a plataforma deve operar em baixa tensão e corrente alternada, em sua maior parte 440 V ou 220 V. As operações das cargas em corrente contínua devem ser mantidas em 125 Vdc ou 24 Vdc. Deve-se destacar ainda as configurações redundantes com pelo menos duas vias para energização dos barramentos de forma a promover o conceito de confiabilidade do sistema.

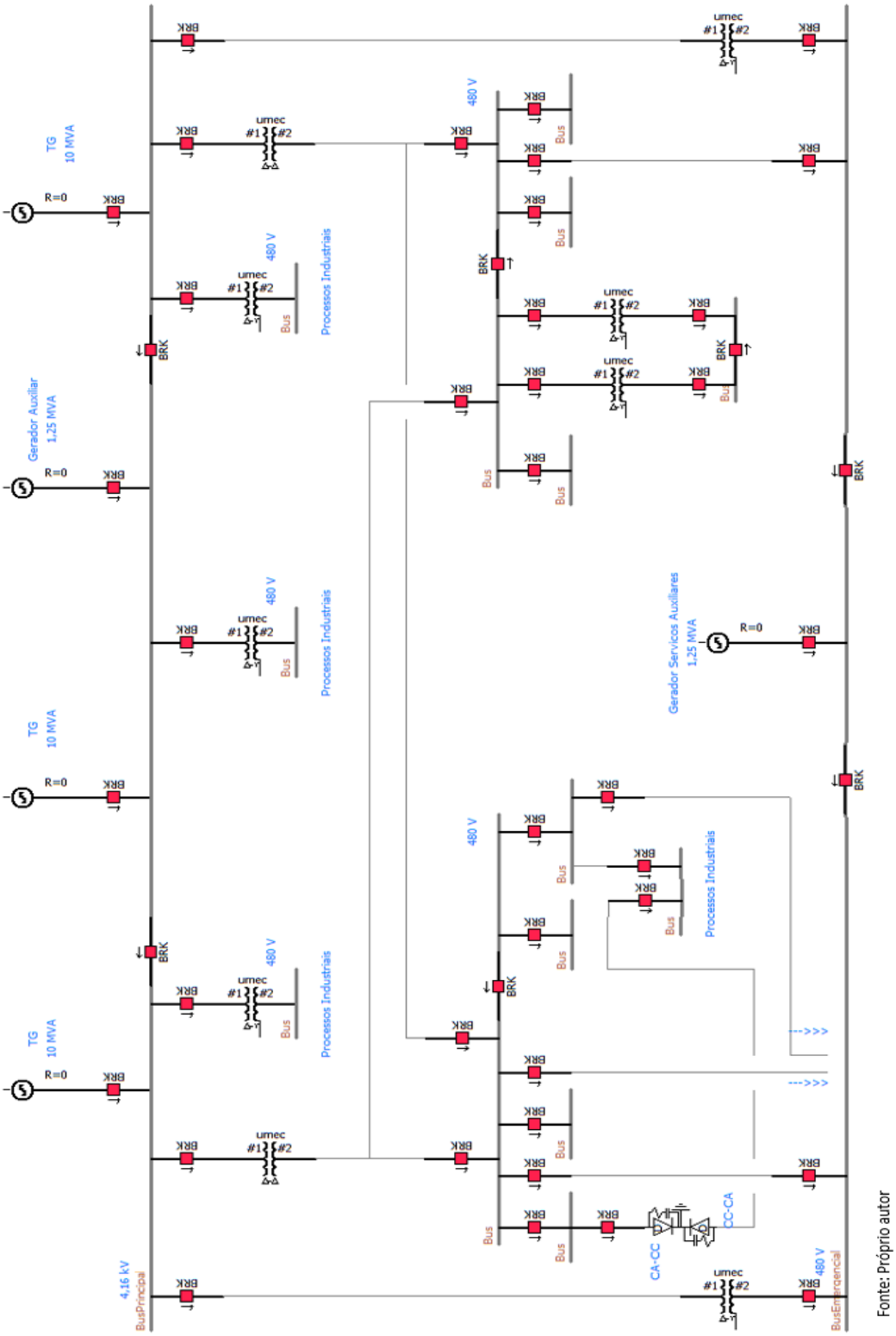


Figura 33 - Diagrama Unifilar Típico para plataforma *offshore* de óleo e gás - cargas normais e auxiliares

Fonte: Próprio autor

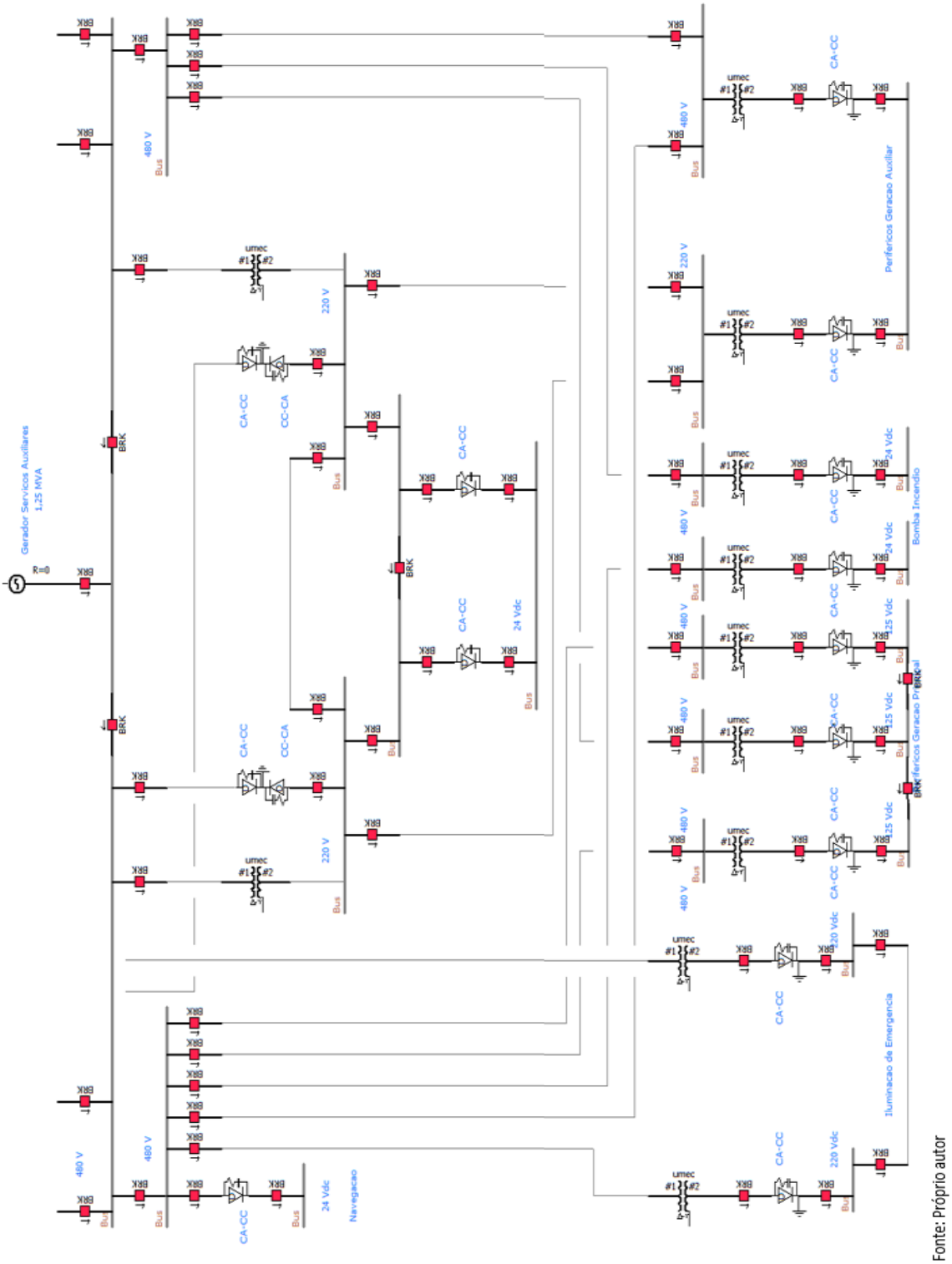


Figura 34 - Diagrama Unifilar Típico para plataforma offshore de óleo e gás - cargas essenciais, emergenciais e conexões em baixa tensão

Fonte: Próprio autor

A partir da Figura 33 pode-se observar cargas normais ou não essenciais, que conforme citado na Seção 2.3, são passíveis de interrupção sem riscos operacionais ou de segurança, tais como motores de acionamento das bombas de injeção de fluídos nos poços ou motores de acionamento para transferência de óleo e gás. Tais cargas devem permanecer desligadas em caso de desligamento parcial dos sistemas industriais de processos ou equipamentos, desligamento dos sistemas industriais de processos sem impactos aos equipamentos essenciais, e desligamento parcial e total dos sistemas industriais de processos e de equipamentos não essenciais. Através dos *breakers* (BRK), que podem ser utilizados como disjuntores ou chaves seccionadoras, pode-se reforçar o conceito de confiabilidade através de intertravamentos lógicos dos circuitos elétricos. Ainda, cargas auxiliares podem ser demonstradas através das cargas destacadas como “processos industriais”. Tais cargas são similares às normais, mas são importantes para a retomada da produção, permitindo, em alguns casos, produção parcial. Conforme citado na Seção 2.3, essas cargas são alimentadas pelo gerador auxiliar, parte integrante do barramento principal. O acionamento desse gerador ocorre quando os geradores principais estão em modo de falha.

A Figura 34 apresenta as cargas essenciais e as emergenciais. Como pode-se notar, as cargas essenciais são alimentadas pelo gerador de emergência de 1,25 MVA através do barramento de emergência. Além disso, o barramento de emergência conecta-se ao barramento principal através de conexões com transformadores redutores ligados ao barramento principal necessários para reduzir os níveis de tensão desde 4,16 kV a 480 V. As cargas essenciais devem permanecer ligadas pelo gerador de emergência mesmo em casos de desligamento parcial dos sistemas industriais de processos ou equipamentos, desligamento dos sistemas industriais de processos sem impactos aos equipamentos essenciais, e desligamento parcial e total dos sistemas industriais de processos e de equipamentos não essenciais.

Cargas emergenciais tais como cargas necessárias para navegação, iluminação de emergência, bombas de incêndio, periféricos de geração auxiliar e segurança do processo industrial, encontram-se conectadas pelo barramento de emergência ao gerador de emergência e também a sistemas UPS com retificadores,

inversores e baterias (neste caso, apresenta-se tal redundância de forma a incrementar a confiabilidade do sistema). Conforme Seção 2.3, essas cargas devem permanecer energizadas durante o tempo entre o desligamento da geração principal e a partida do gerador de emergência ou também durante a falha do gerador de emergência. Os sistemas de emergência podem ser alimentados em 220 V em corrente alternada e 12, 24, 48 e 125 V em corrente contínua.

4.1.2 SOLUÇÕES PARA FPSO CONECTADAS A PLATAFORMAS FIXAS

O avanço da exploração para águas profundas exige uma solução rápida e economicamente viável para colocar em produção campos localizados a profundidades superiores a 500 metros. Nesse horizonte de profundidade tem-se como tecnicamente inviável instalar plataformas fixas, cravadas no leito marinho. Assim, em meio exigência de que os campos recém-descobertos sejam colocados rapidamente em produção, tem-se como solução converter navios petroleiros de grande porte, com a instalação de módulos de processamento no convés, transformando-os em unidades de produção.

Os navios plataforma, também conhecidos em língua inglesa como *floating, production, storage and offloading* – FPSOs, são navios de produção com capacidade para processar, armazenar e realizar a transferência de petróleo. O conceito básico é que essa embarcação seja uma unidade flutuante estacionária, com sistema de ancoragem e casco de navio. No convés do navio é instalada uma planta de processo, com separadores de água-gás-óleo, sistemas de facilidades, além de instalações de apoio como alojamentos, heliporto e outros.

O processo industrial é projetado para separar e tratar primariamente os fluídos produzidos pelos poços. Após a separação, o petróleo é armazenado nos tanques do próprio navio. Quando os tanques de armazenamento estão próximos de sua capacidade máxima, o petróleo é transferido por um navio aliviador.

Uma vantagem desse tipo de plataforma, em comparação com o tipo fixa, é de poder ser realocada em campos diferentes. Ou seja, não é necessário abandonar

sua estrutura ao fim da vida útil do reservatório. As desvantagens desse tipo de plataforma em relação à fixa estão relacionadas ao grande porte, ou seja, não é adequada a pequenos projetos, além da limitação de utilização em água rasas.

A Figura 35 apresenta o FPSO Cidade de Angra dos Reis, localizado na área de Tupi, no pré-sal da Bacia de Santos. O FPSO Cidade de Angra dos Reis está ancorado em profundidade de água de 2.149 metros e tem capacidade para produzir, por dia, até 100 mil barris de óleo e processar até cinco milhões de metros cúbicos de gás. No pico de produção, seis poços produtores de petróleo, um poço injetor de gás, um injetor de água e outro capaz de injetar água e gás alternadamente encontram-se conectados ao navio (Petrobrás, 2014).

O óleo produzido é escoado por navios aliviadores para terminais instalados em terra. O gás é separado do óleo nas instalações do FPSO. Uma parte é aproveitada para geração de energia a bordo e o excedente tem dois destinos: pode ser reinjetado no reservatório de petróleo no processo de produção, ou exportado para terra por gasoduto que ligará o FPSO à plataforma de Mexilhão, que opera um campo de gás na mesma bacia em águas rasas. De Mexilhão, o gás é escoado para a Unidade de Tratamento de Gás Monteiro Lobato, na cidade de Caraguatatuba (SP). Ali ele é tratado antes de ser despachado para o mercado consumidor.

Figura 35 - FPSO Cidade de Angra dos Reis, Bacia de Santos

Fonte: (Petrobrás, 2014)

No contexto de plataformas fixas e FPSOs, pode-se ainda propor soluções híbridas com geração conectada a um barramento central em uma unidade FPSO e conexões de curtíssimas distâncias (até 5 Km), via cabos submarinos umbilicais até

plataformas fixas. Apesar do fato de existirem diferentes configurações possíveis, inclusive mesclando-se outros tipos de plataformas, este trabalho propõe-se a apresentar, a partir das Figuras 36, 37 e 38, um exemplo de unifilar típico com geração a partir de TG em uma FPSO com cargas de diferentes categorias e conexões via cabos submarinos umbilicais até uma plataforma fixa, visando o aumento de produção de óleo e gás em um campo típico da Bacia de Santos.

Inicialmente, a Figura 36 ilustra a geração principal da planta amparada em TG de 30 MVA, 13,8 kV. Tal sistema apresenta redundância de geração para 60 MVA sob o conceito N+1, onde, em caso de falha de alguma das duas TG principais, uma terceira deve atuar de forma a manter a operação normal da planta. Contudo, e de forma alternativa conforme unifilar da Seção 4.1.1, pode-se também optar por alternativa de uma geração auxiliar de menor escala capaz de alimentar as cargas auxiliares, o que apresenta custos reduzidos, no entanto limita-se a uma menor capacidade de operação quando da ausência de geração através de alguma das TG principais.

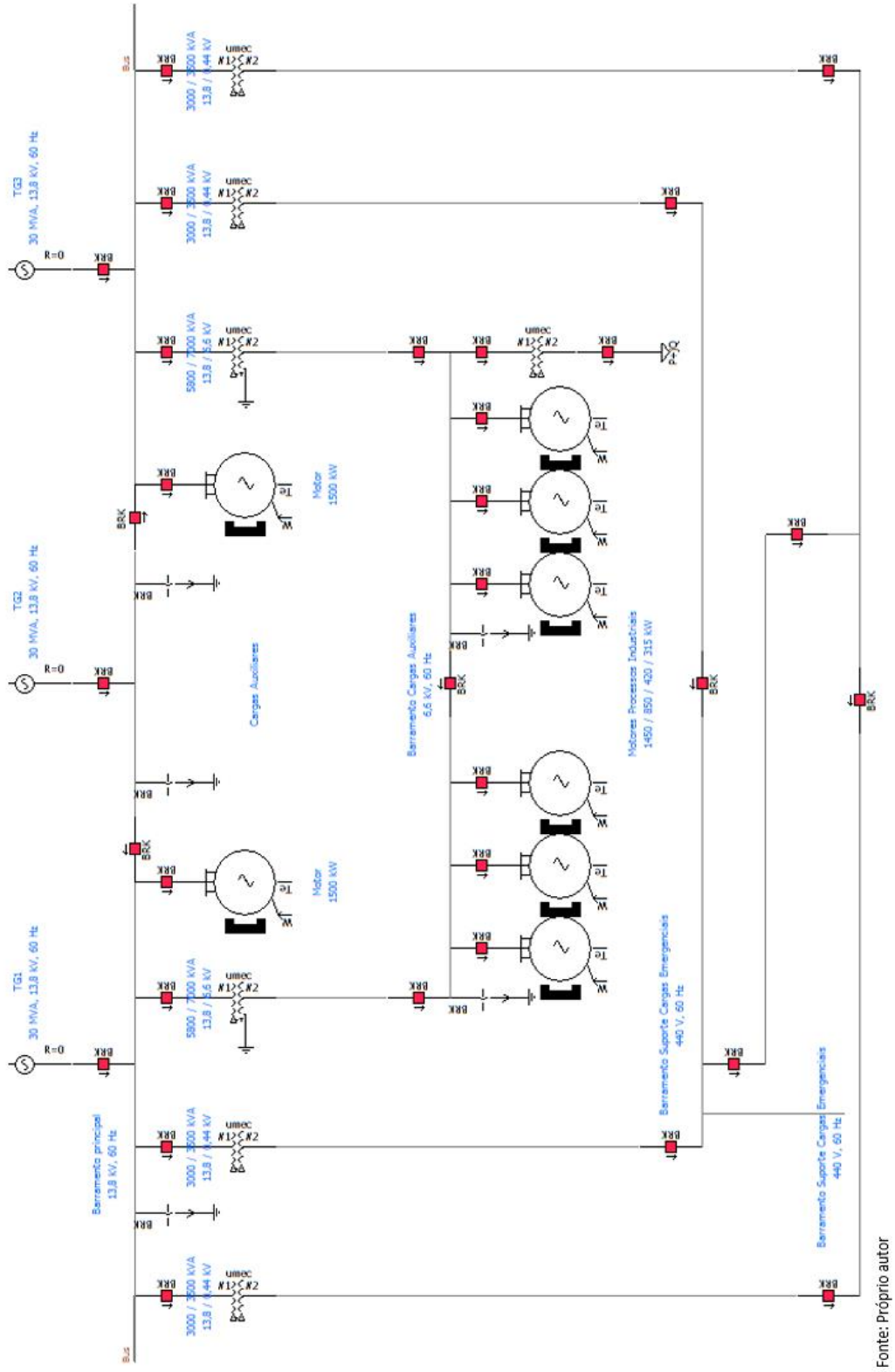


Figura 36 - Diagrama Unifilar Típico para conexão FPSO e plataforma fixa – barramento principal com cargas normais e auxiliares

Fonte: Próprio autor

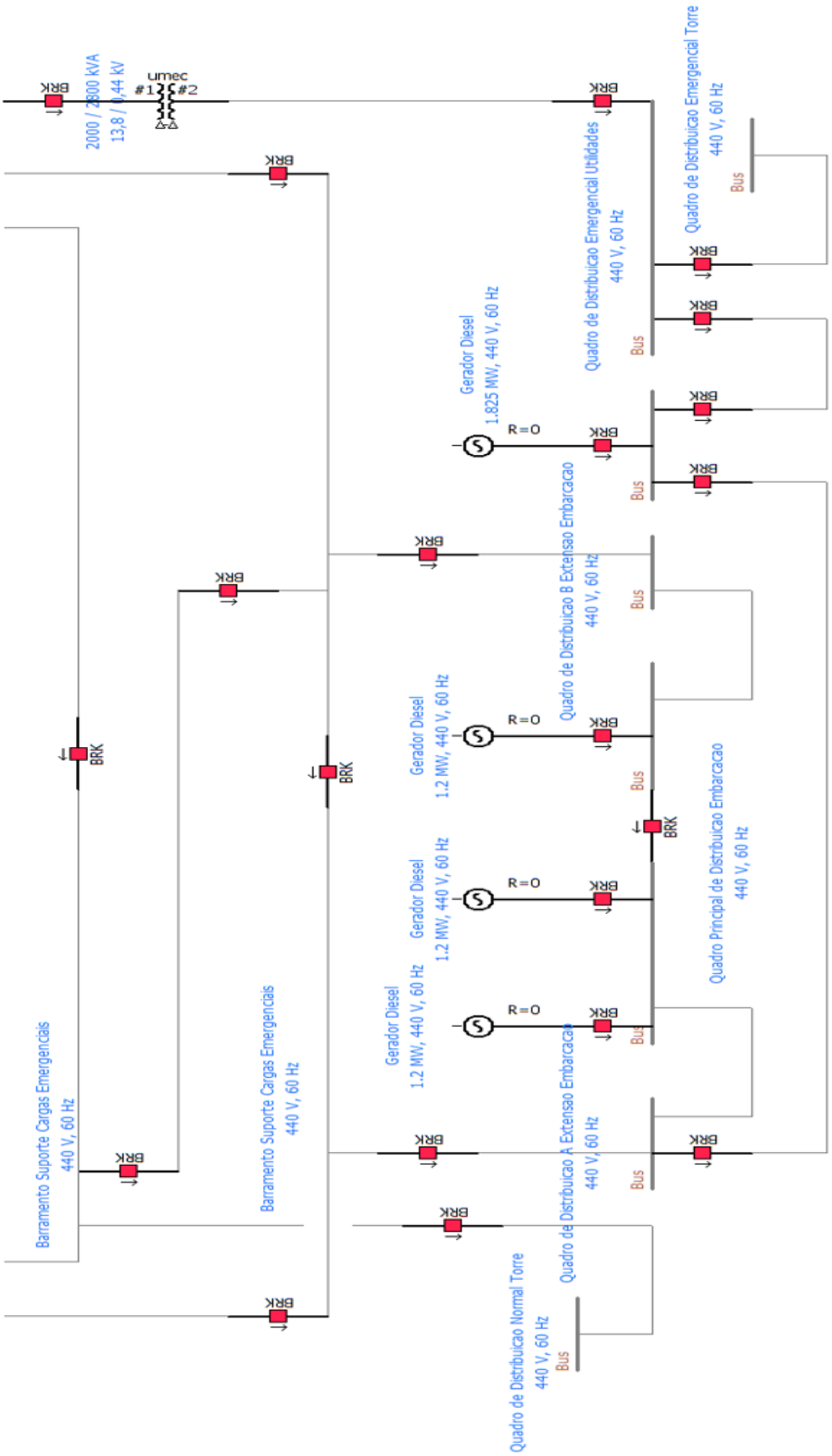


Figura 37 - Diagrama Unifilar Típico para conexão FPSO e plataforma fixa – barramento de emergência da unidade FPSO

Fonte: Próprio autor

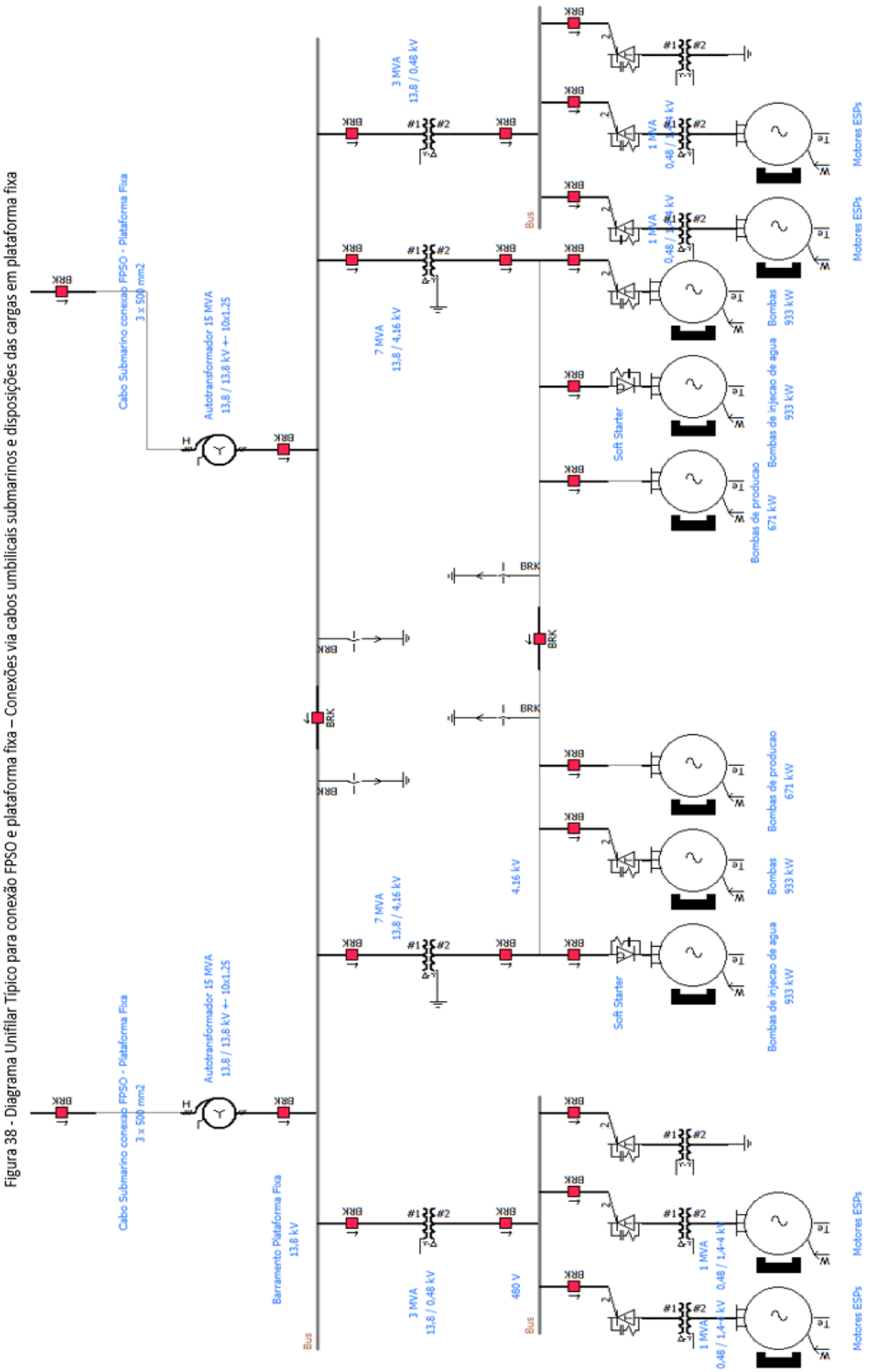


Figura 38 - Diagrama Unifilar Típico para conexão FPSO e plataforma fixa – Conexões via cabos umbilicais submarinos e disposições das cargas em plataforma fixa

Fonte: Próprio autor

Ainda conforme a primeira parte desse unifilar, verifica-se que a geração principal deve alimentar o barramento principal em tensão de 13,8 kV que deve apresentar circuitos para alimentação de cargas normais e auxiliares. Para tanto, deve-se utilizar de alguns transformadores redutores de tensão 13,8 / 6,6 kV e 7 MVA quando da conexão ao barramento de cargas auxiliares com motores de diferentes valores de potência ativa. Contudo, alguns motores trifásicos tidos como cargas auxiliares são conectados diretamente no barramento principal. Disjuntores e chaves secionadoras devem ser utilizado de forma a garantir intertravamentos e maior confiabilidade do sistema. Transformadores 13,8 kV / 0,44 kV e 3500 MVA são utilizados para redução da tensão que deve alimentar o barramento de cargas emergenciais que tem sua lógica de proteção e intertravamento deliberada através da Figura 37, onde é possível de se notar as cargas emergenciais e essenciais da FPSO e geradores a diesel empregados para garantir a operação destas cargas mesmo em casos críticos.

Conectados ao barramento principal encontram-se também dois circuitos trifásicos de cabos umbilicais para que a energia seja transmitida a uma distância de cerca de 5 Km desde a FPSO até a plataforma fixa típica (ver Figura 38). Neste caso, utiliza-se de cabos trifásicos modelo XLPE 3x500mm^2 no maior nível de tensão disponível possível na planta (evitando-se ao máximo perdas na transmissão em corrente alternada). Autotransformadores reguladores devem ser instalados na plataforma de forma a promover a confiabilidade do sistema e efetuar ajustes de tensão através de seus taps (neste caso, a energia pode fluir desde um lado do barramento principal como do outro lado, conforme lógica da aplicação e demanda das cargas contidas na plataforma fixa). Uma vez que muitos dos motores utilizados são associados a bombas e demandam altas correntes principalmente para realização de suas partidas, sistemas *soft starter* devem ser utilizados de forma a “suavizar” as correntes nos inícios das operações.

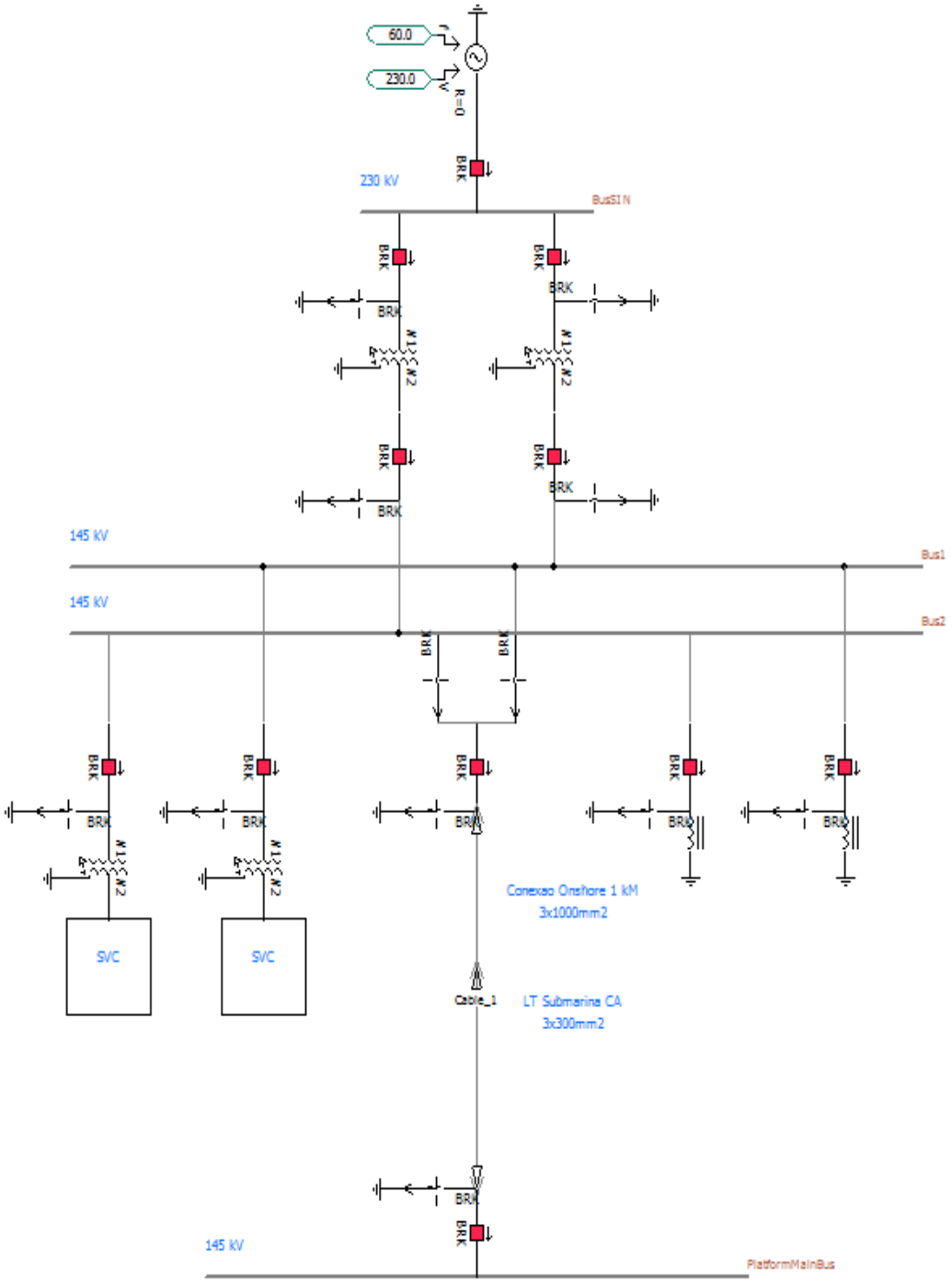
4.1.3 PROPOSTA DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA COM SOLUÇÃO PFS - CA

A Figura 39 ilustra o unifilar típico para um sistema de alimentação de uma plataforma fixa *offshore* através de uma solução PFS-CA. Em geral, pode-se adotar uma solução muito parecida com aquela empregada em Martin Linge. Com licença das diferenças entre distintos projetos, tem-se que a proposta pode utilizar de arquitetura semelhante, desde que possa se adequar às condições específicas do campo de produção de óleo e gás em questão.

Em suma, tal figura representa um sistema conectado ao SIN com subestação costeira e com transformadores redundantes e reatores e SVCs que se utilizam de eletrônica de potência avançada de forma a minimizar os efeitos harmônicos na linha de transmissão trifásica submarina (desnecessária a consideração de linhas trifásicas submarinas na configuração N+1). Para tanto, utiliza-se de um circuito barra dupla com transmissão a tensão nominal de 145 kV.

Nestas condições, a plataforma *offshore* deve ainda demandar transformadores para redução da tensão que deve alimentar seu barramento principal.

Figura 39 - Unifilar para proposta de transmissão de energia a partir de solução PFS-CA

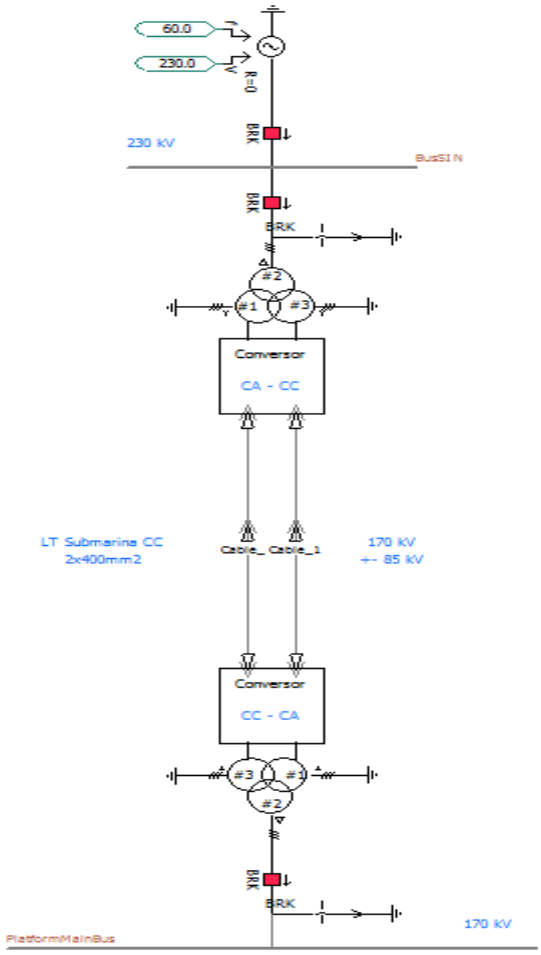


Fonte: Próprio autor

4.1.4 PROPOSTA DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA COM SOLUÇÃO PFS – CC

Conforme citado em seções anteriores, sistemas baseados em soluções PFS-CA apresentam limitações que podem ser eliminadas através do emprego de soluções convencionais PFS-CC. Sendo assim, a Figura 40 trata de ilustrar um unifilar típico para tal sistema PFS-CC aplicável à Bacia de Santos. Esse sistema conta com um retificador *onshore* para conversão CA-CC, um bipolo submarino para transmissão em corrente contínua e um conversor CC-CA *offshore* para reestabelecimento da corrente alternada para aplicações na plataforma.

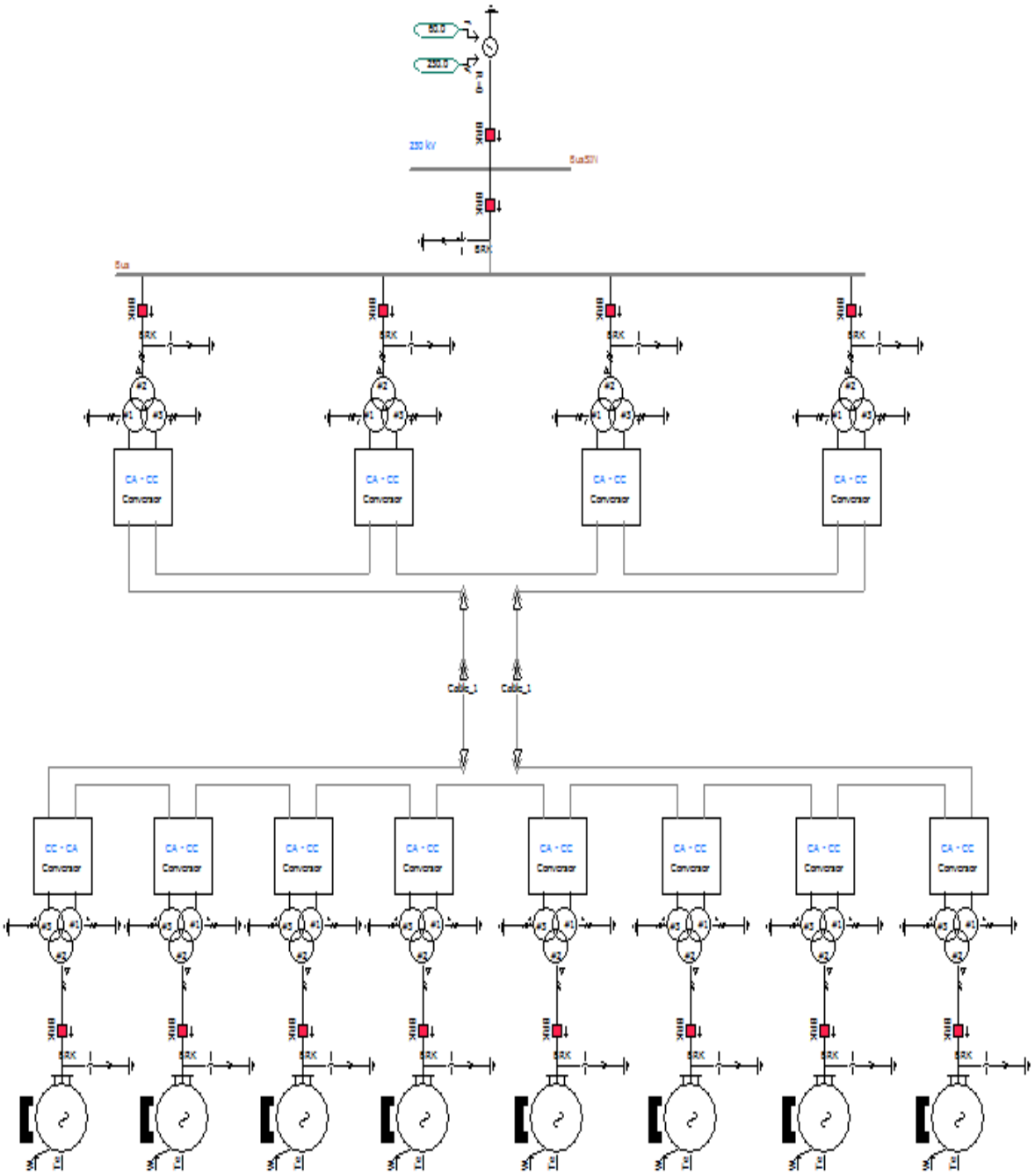
Figura 40 - Proposta para transmissão a partir de solução HVDC convencional



Fonte: Próprio autor

Contudo, pode-se também propor arquiteturas propor de soluções MSDC para aplicações na Bacia de Santos. A Figura 41 trata de apresentar unifilar típico como módulos *back to back* com ênfase ao bipolo de transmissão via cabos submarinos e conexões às cargas da plataforma.

Figura 41 - Proposta de transmissão a partir de solução MSDC



Fonte: Próprio autor

4.1.5 DAS APLICAÇÕES À BACIA DE SANTOS

Com base nos tópicos discutidos anteriormente, esta seção tem por intuito relacionar os campos da Bacia de Santos com as recomendações de novas soluções aplicáveis a cada um destes campos baseando-se principalmente nos principais parâmetros distância (comprimento da linha de transmissão) e potência (demanda da plataforma baseada na capacidade de produção da mesma).

Para isso, inicialmente tem-se do levantamento da produção total de gás e de óleo em cada uma das plataformas conforme Tabela 3 com grandezas dadas em metros cúbicos por dia (m^3/dia) e barris de petróleo por dia (bpd).

Tabela 3 - Plataformas da Bacia de Santos e suas capacidades nominais de produção

Plataforma	Campo	Produção Gás (m^3/dia)	Produção óleo (bpd)
FPSO Cidade de Ilhabela	Sapinhoá	6.000.000	150.000
FPSO Cidade de Angra dos Reis (FPCAR)	Lula	4.000.000	100.000
Plataforma de Merluza (PMLZ)	Merluza, Lagosta	1.500.000	-
Plataforma de Mexilhão	Mexilhão	15.000.000	20.000
Plataforma BW Cidade de São Vicente (FPCSV)	Lula	-	30.000
FPSO Cidade de Santos (FPCST)	Uruguá	10.000.000	25.000
FPSO Cidade de Paraty	Lula	5.000.000	120.000
FPSO Cidade de Itajaí	Baúna	2.000.000	80.000
FPSO Cidade de São Paulo	Sapinhoá	5.000.000	120.000
FPSO Cidade de Mangaratiba	Lula	8.000.000	150.000
FPSO Cidade de Maricá	Lula	6.000.000	150.000
P-66	Lula	6.000.000	150.000
FPSO Cidade de Saquarema	Lula	6.000.000	150.000

Fonte: (Petrobrás, 2019)

Posteriormente, apresenta-se as relações de distância costeira conforme (Petrobrás, 2019), e a produção total dada em m^3/dia para cada plataforma conforme disposição da Tabela 4. O objetivo de se equalizar toda a produção através da unidade de volume única (Vol) dada m^3/dia pode ser obtido a partir da Equação 6.

$$Vol = \frac{b}{0{,}158984} \qquad (6)$$

Tabela 4 - Plataformas da Bacia de Santos e suas distâncias costeiras e demandas de potência ativa

Plataforma	Campo	Distância costeira (Km)	Produção Total calculada (Mm^3/dia)
FPSO Cidade de Ilhabela	Sapinhoá	310	6,9
FPSO Cidade de Angra dos Reis (FPCAR)	Lula	250	4,6
Plataforma de Merluza (PMLZ)	Merluza, Lagosta	180	1,5
Plataforma de Mexilhão	Mexilhão	145	15,1
Plataforma BW Cidade de São Vicente (FPCSV)	Lula	185	0,2
FPSO Cidade de Santos (FPCST)	Uruguá	160	10,1
FPSO Cidade de Paraty	Lula	300	5,7
FPSO Cidade de Itajaí	Baúna	210	2,5
FPSO Cidade de São Paulo	Sapinhoá	300	5,7
FPSO Cidade de Mangaratiba	Lula	240	8,9
FPSO Cidade de Maricá	Lula	250	6,9
P-66	Lula	290	6,9
FPSO Cidade de Saquarema	Lula	300	6,9

Fonte: (Petrobrás, 2019)

Partindo da premissa de que uma plataforma com capacidade produtiva de 6 Mm^3/dia de gás e 100.000 bpd demanda capacidade instalada de 100 MW, pode-se linearizar a capacidade instalada das plataformas da Bacia de Santos (Oliveira, 2013). A Tabela 5 tem por intuito identificar cada plataforma à demanda de potência ativa ou capacidade instalada dada em MW.

Tabela 5 – Relação de capacidade instalada estimada para as plataformas da Bacia de Santos

Plataforma	Campo	Capacidade Instalada estimada (MW)
FPSO Cidade de Ilhabela	Sapinhoá	100
FPSO Cidade de Angra dos Reis (FPCAR)	Lula	70
Plataforma de Merluza (PMLZ)	Merluza, Lagosta	25
Plataforma de Mexilhão	Mexilhão	230
Plataforma BW Cidade de São Vicente (FPCSV)	Lula	5
FPSO Cidade de Santos (FPCST)	Uruguá	150
FPSO Cidade de Paraty	Lula	90
FPSO Cidade de Itajaí	Baúna	40
FPSO Cidade de São Paulo	Sapinhoá	90
FPSO Cidade de Mangaratiba	Lula	140
FPSO Cidade de Maricá	Lula	100
P-66	Lula	100
FPSO Cidade de Saquarema	Lula	100

Fonte: Próprio autor

A Tabela 6 trata de identificar cada tipo de solução aplicável a cada plataforma da Bacia de Santos conforme unifilares típicos apresentados nas seções 4.1.1, 4.1.2 e 4.1.3 desta dissertação. Desta forma, apresentam-se as recomendações que podem ser futuramente analisadas para implementações em *brownfields* e exemplos de utilização para *greenfields* da Bacia de Santos.

Tabela 6 - Relação de recomendações de soluções para suprimento de energia elétrica às plataformas da Bacia de Santos

Plataforma	Tipo	Distância costeira (Km)	Capacidade Instalada estimada (MW)	Solução recomendada
FPSO Cidade de Ilhabela	Flutuante	310	100	MSDC
FPSO Cidade de Angra dos Reis (FPCAR)	Flutuante	250	70	MSDC
Plataforma de Merluza (PMLZ)	Fixa	180	25	HVDC Light
Plataforma de Mexilhão	Fixa	145	230	HVDC Light
Plataforma BW Cidade de São Vicente (FPCSV)	Flutuante	185	5	TG
FPSO Cidade de Santos (FPCST)	Flutuante	160	150	MSDC
FPSO Cidade de Paraty	Flutuante	300	90	MSDC
FPSO Cidade de Itajaí	Flutuante	210	40	MSDC
FPSO Cidade de São Paulo	Flutuante	300	90	MSDC
FPSO Cidade de Mangaratiba	Flutuante	240	140	MSDC
FPSO Cidade de Maricá	Flutuante	250	100	MSDC
P-66	Flutuante	290	100	MSDC
FPSO Cidade de Saquarema	Flutuante	300	100	MSDC

Fonte: Próprio autor

Como pode-se notar, as relações distância e potência ativa de demanda para capacidade instalada futura dos *brown fields* permitem as implementações das tecnologias PFS nas plataformas da Bacia de Santos. Como a maior parte das plataformas é de tipo flutuante com longas distâncias costeiras, mesmo que as potências ativas sejam variadas as soluções MSDC apresentam-se como excelentes alternativas justamente devido à flexibilidade proveniente de sua arquitetura modular. Para os casos de plataformas fixas, soluções HVDC Convencional, HCDC Light e MSDC podem ser empregadas, contudo, a recomendação se dá para as soluções HVDC Light em função do custo benefício. Ainda, uma vez que as plataformas da Bacia de Santos apresentam, em sua maioria, grandes distâncias costeiras, soluções PFS-CA apresentariam necessidade de grandes filtros e SVCs

de forma a mitigar perdas e efeitos harmônicos, além de altos custos com cabos trifásicos em corrente alternada. Deste modo, não são deferidas recomendações para aplicações PFS-CA na Bacia de Santos.

Por fim, a Tabela 7 apresenta um resumo das principais vantagens e desvantagens elencadas a cada tipo de solução aplicável à Bacia de Santos.

Tabela 7 - Quadro comparativo de vantagens e desvantagens por tipo de solução para suprimento energético a plataformas *offshore* de óleo e gás

Solução	Vantagens	Desvantagens
TG	- Geração local - Aproveitamento de insumos (gás) no próprio local de operação - Flexibilidade de escolha entre valores de potência aparente para turbinas e gás e até mesmo turbinas a vapor - Possibilidade de configuração ciclo combinado - Peso - Tamanho	- Altas taxas de emissão de gases poluentes à atmosfera terrestre - Baixas taxas de eficiência energética - Necessidade de redundância para sistema N+1 - Regulação (aplicável para países da Europa) - Falta de flexibilidade para adequação aos valores precisos do projeto

continuação

Solução	Vantagens	Desvantagens
PFS-CA	- Maior eficiência energética - Sistema ambientalmente limpo - Possibilidade de conexão ao SIN - Confiabilidade - Segurança - Controle em condições remotas - Redução da tripulação das plataformas	- Apresenta limitações técnicas para longas distâncias de transmissão - Geração de potência reativa - Harmônicos - Comportamento da linha de transmissão como um capacitor - Maior custo com transformadores e cabos - Maior custo com reatores e SVCs
PFS-CC (HVDC Convencional)	- Maior eficiência energética - Ambientalmente limpo - Possibilidade de conexão ao SIN - Confiabilidade - Segurança - Controle em condições remotas - Redução da tripulação das plataformas - Menor custo com cabos - Menores perdas elétricas	- Necessidade de conversores - Peso - Tamanho - Menor flexibilidade em relação aos sistemas modulares

continuação

Solução	Vantagens	Desvantagens
PFS-CC (MSDC)	- Maior eficiência energética - Sistema ambientalmente limpo - Possibilidade de conexão ao SIN - Confiabilidade - Segurança - Controle em condições remotas - Redução da tripulação das plataformas - Menor custo com cabos - Menores perdas elétricas - Flexibilidade da solução modular - Eletrônica de Potência avançada	- Necessidade de conversores - Maiores custos com conversores

Fonte: Próprio autor

4.1.6 DOS ESTUDOS AMBIENTAIS DE ATRATIVIDADE

Conforme discussões anteriores, toda a pesquisa internacional referente às formas de suprimento energético a plataformas *offshore* justifica-se atualmente na observação das baixas taxas de conversão energéticas dos sistemas que se utilizam de TG, no alto grau de poluição atribuído à emissão de gases NO_x e CO_2 pela indústria do petróleo e gás natural dos países, e em melhorias sistêmicas/técnicas que outras alternativas possam apresentar. As TG construídas nas plataformas *offshore* utilizam, em sua maioria, do ciclo simples devido às limitações de peso e espaço. Os sistemas de suprimento elétrico que contam com TG em ciclo simples,

quando operados abaixo da plena capacidade, apresentam baixas taxas de conversão energética. Como adendo, a queima de $1m^3$ de gás natural produz cerca de 3kWh de eletricidade (energia) e ao mesmo tempo gera cerca de 2 kg de CO_2. Uma plataforma com capacidade de geração de 100 MW poderia então gerar cerca de 500.000 toneladas de CO_2 por ano combinados a cerca de 300 toneladas de NO_x (Maeland & Chokhawala, 2003).

Tendo em posse esta realidade, esta dissertação busca ainda motivar a discussão sobre este novo conceito em ambiente nacional. Segundo MAELAND e CHOKHAWALA (2003), "... apenas na Noruega, 20% da emissão anual de CO_2 provém da indústria do óleo e gás natural. Além do fator poluição, a retirada de TG reduziria em demasia os riscos inerentes à operação nas plataformas". Tal fato motiva o enfrentamento pelas indústrias do ramo pela busca de novas soluções para maior eficiência de seus negócios tanto economicamente, quanto ambientalmente e socialmente, visando plantas em desenvolvimento ou em redesenvolvimento.

Os modelos a seguir tratam de apresentar dados da relação 100 MW x 100 km que posteriormente poderão ser linearizados para aplicações correspondentes às jazidas da Bacia de Santos, foco final deste trabalho. Todas as equações citadas neste capítulo terão suas aplicações demonstradas a seguir através de tabelas e gráficos.

Para que se possa mensurar a produção de GHG em um estudo de atratividade com premissas especificamente adotadas, e consequentemente obter sua potencial redução anual, este estudo deve assumir a relação já citada para na bibliografia básica para a janela 100 MW x 100 km variando-se apenas as taxas de eficiências energéticas das TG utilizadas em cada uma das regiões seguindo as políticas ali implementadas. Assim, quão maior a política restritiva, maior a necessidade da utilização de artifícios tais como WHR+STs, por exemplo, logo maior também a taxa de eficiência energética da solução TG, e, portanto, menor a contribuição de GHG à atmosfera terrestre. Uma vez assumido que a contribuição de GHG das soluções PFS é nula, logo toda esta contribuição da solução TG pode ser dada como a redução anual da plataforma pela simples troca de solução utilizada. Partindo-se da premissa demonstrada em MAELAND, A., CHOKHAWALA R. S, 2003 [21], em que para a região NCS, com 40% de eficiência

da solução TG, deve-se produzir com $1Sm^3$ algo em torno de 3kWh de eletricidade (energia) e 2kg de CO_2, e uma plataforma com capacidade de 100 MW poderia gerar 459.000 toneladas de CO_2 e 350 toneladas de NO_x, pode-se utilizar a seguinte equação para regiões com soluções de diferentes taxas de eficiência energética:

Equação 7 - Emisão anual de GHG para janela 100MW x 100km para diferentes taxas de eficiência energética da solução TG.

$$GHGEr = \left(\frac{GTERncs - GTERr}{GTERncs}\right) x\ GHGEncs$$

sendo,

GHGEr – *greenhouse gas emission for respective region* (dado em toneladas);

GTERncs – *gas turbine efficiency rate for Norwegian Continental Shelf region* (dado em porcentagem);

GTERr - *gas turbine efficiency rate for respective region* (dado em porcentagem);

GHGEncs – *green house gas emission for Norwegian Continental Shelf region* (dado em toneladas).

Dado que a emissão de GHG é zero para aplicações PFS, logo:

Equação 8 - Redução anual de GHG por implementação de solução PFS em detrimento à solução TG.

$$\text{ARGHGE} = GHGEgt - GHGEpfs$$

portanto,

$$\text{ARGHGE} = GHGEgt$$

sendo,

ARGHGE – *annual reduction of green house gas emission* (dado em toneladas);

GHGEgt – *green house gas emission related to GT solution* (dado em toneladas);

GHGEpfs – *green house gas emission related to PFS solution* (dado em toneladas);

Conforme discussões anteriores, verifica-se como a fomentação no Brasil de iniciativas voltadas à implementação de soluções PFS passa também pela regulação nacional. Na prática é dizer: A implementação de políticas restritivas e rigorosas sobre as empresas poluidoras à atmosfera que possam criar taxas por emissão de GHG poderia maximizar ainda mais este alto potencial que existe para os OPEX *savings*. Tal fato poderia ser, portanto, compreendido como um marco regulatório para a migração desde a solução TG para PFS.

Aplicando-se agora a equação 7 para que possamos encontrar as reduções anuais de CO_2 e NO_x à atmosfera terrestre, obtém-se as seguintes relações conforme Tabelas 8 e 9 a seguir:

Tabela 8 - Redução anual estimada de CO_2 para aplicação de PFS.

Yearly Reduction of CO2 emission	NCS (ton)	European Average (ton)	Brazil (ton)
10 MW, 10 Km	45990	61320	61320
25MW, 25 Km	114975	153300	153300
50 MW, 50 Km	229950	306600	306600
75 MW, 75 Km	344925	459900	459900
100 MW, 100 Km	459900	613200	613200
125 MW, 125 Km	574875	766500	766500
150 MW, 150 Km	689850	919800	919800
175 MW, 175 Km	804825	1073100	1073100
200 MW, 200 Km	919800	1226400	1226400

Fonte: Próprio autor

Tabela 9 - Redução anual estimada de NOx para aplicação de PFS.

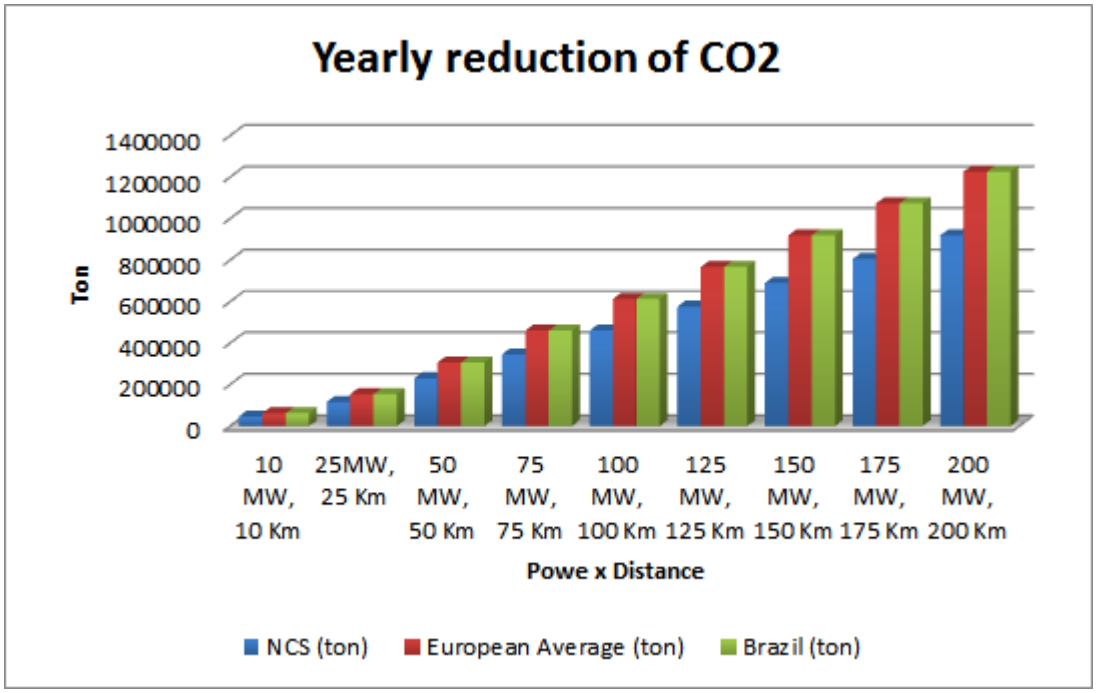
Yearly Reduction of NOx emission	NCS (ton)	European Average (ton)	Brazil (ton)
10 MW, 10 Km	35	35	35
25MW, 25 Km	88	88	88
50 MW, 50 Km	175	175	175
75 MW, 75 Km	263	263	263
100 MW, 100 Km	350	350	350
125 MW, 125 Km	438	438	438
150 MW, 150 Km	525	525	525
175 MW, 175 Km	613	613	613
200 MW, 200 Km	700	700	700

Fonte: Próprio autor

Como pode-se notar, os montantes dados em toneladas de GHG variam em função das taxas de eficiência energética das TG. Para tanto, o estudo em questão trata de assumir a contribuição zero das soluções PFS para com as emissões dos mesmos gases. Ainda, deve-se observar algumas deficiências deste resumido estudo de atratividade, tais como: desconsiderar emissões da geração principal acoplada ao SIN, linearização das janelas de oportunidades e problemática de excedente de gás em caso de emprego de PFS.

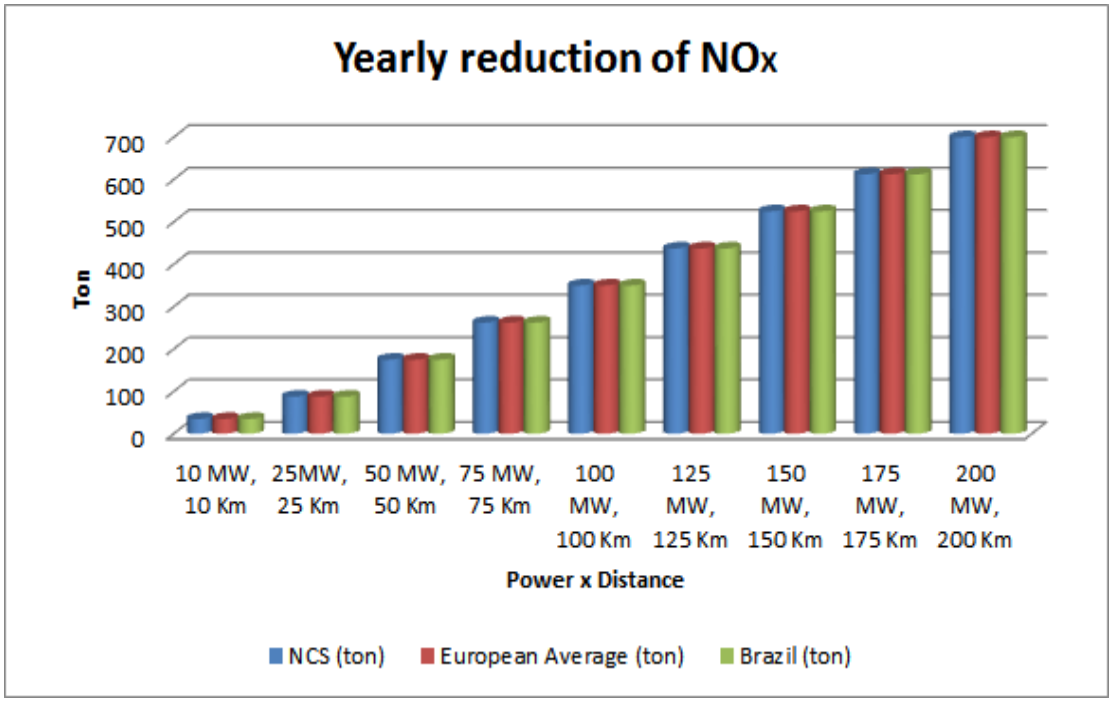
De forma gráfica, tem-se:

Figura 42 - Redução anual de CO_2 por janela de oportunidade.



Fonte: Próprio autor

Figura 43 - Redução anual de NOx por janela de oportunidade.



Fonte: Próprio autor

5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

As plataformas de óleo e gás têm por essência, no sistema de geração de energia, seu coração, tamanha a sua importância no funcionamento das embarcações e na produção e exploração das jazidas como atividade fim.

Sobretudo devido às suas características, as turbinas a gás apresentam-se como as máquinas primárias que melhor se adaptam para desempenhar as funções de geração central para alimentação de motores elétricos que transformam a energia elétrica em energia mecânica necessária para a realização das mais diversas atividades da planta. Além disso, há a oportunidade do uso da cogeração de energia elétrica com a utilização conjunta de turbinas a vapor, aumentando-se consideravelmente a eficiência do sistema. Tal solução baseada em TG, beneficia-se da existência de gás natural disponível em larga escala nas plataformas, apresentando ainda vantagens competitivas de peso e ocupação espacial quando comparada a soluções exclusivamente com motores a diesel de mesmas especificações. Esta vantagem apresenta-se como algo de suma importância, principalmente em plataformas *offshore* que possuem grande quantidade de equipamentos instalados e pouco espaço disponível.

No entanto, tendo por base a evolução da engenharia no que tange aos temas suprimento de energia elétrica a plataformas *offshore*, agressividade do mercado exigindo diminuição de custos e aumento de margens em projetos, segurança, confiabilidade, manutenção, disponibilidade, e ainda o aumento da preocupação de órgãos governamentais para com os impactos ambientais das plantas, a solução baseada em TG passa a ser vista como uma aplicação a ser não somente desafiada, como também por vezes superada.

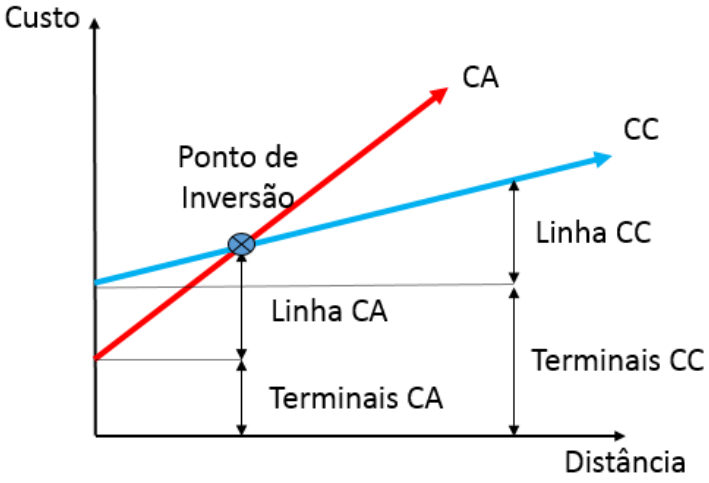
Diversas são as capacidades de produção das jazidas brasileiras assim como a gama de tipos de plataformas adequados às explorações das mesmas. Da mesma forma, variadas também são as capacidades de produção de óleo e gás em diferentes campos da Bacia de Santos. Todos estes fatores se fazem de extrema importância quando da decisão da solução mais adequada para o suprimento

energético das plataformas, seja para casos aplicáveis a *brownfields* ou a *greenfields*.

Dentro de um cenário onde todas as premissas citadas são de extrema relevância e em face de uma situação onde a indústria de óleo e gás tem sido desafiada constantemente a reduzir seus impactos ambientais, sobretudo devido a altas taxas regulatórias já existentes em países europeus, a solução PFS apresenta-se como uma importante proposta tecnológica para suprimento energético das plataformas a partir de duas vertentes principais: as soluções PFS-CA e PFS-CC.

A transmissão em CA é própria para transmissões de curtas distâncias. Para longas distâncias, limitações técnicas inerentes aos sistemas CA impõem riscos que reduzem sua eficiência. Apesar de ser uma tecnologia relativamente madura em uma seara internacional, suas implicações referentes a capacitância das linhas de transmissão submarinas e os grandes efeitos de harmônicos tratam de reduzir suas aplicações, principalmente para novas aplicações ou projetos. Tais riscos podem ser mitigados através de transmissão em CC, sendo esta uma forma de se eliminar tais interferências e “se pagar” à medida que os comprimentos das linhas e as potências demandadas aumentam, reduzindo custos com cabos dispostos em bipolos conectados a conversores CA-CC no lado *onshore* e CC-CA no lado *offshore*. A Figura 43 resume a relação custo x distância para as soluções CA e CC.

Figura 44 - Relação Custo x Distância para soluções de transmissão CA e CC.



Fonte: Próprio autor

Apesar das soluções HVDC convencionais apresentarem-se como excelentes alternativas tecnológicas, a indústria da eletrônica de potência tem apresentado importantes avanços, sendo que os tamanhos dos conversores têm também apresentado significativas reduções. Como evolução natural dos sistemas convencionais, o HVDC Light ™ se apresenta como um sistema para ampla utilização na transmissão a plataformas *offshore*, visto que os filtros são pequenos e condensadores síncronos não são necessários, permitindo que tal tecnologia apresente ainda mais vantagens justamente por ser mais compacta (menor espaço e peso).

Como solução ainda mais inovadora, tem-se as soluções MSDC e sua arquitetura modular voltada ao “empilhamento” de unidades conversoras em série sob o intuito de promover maior flexibilidade e grau de controle através de unidades conversoras de envio e de recebimento de energia que se conectam através do bipolo submarino em CC.

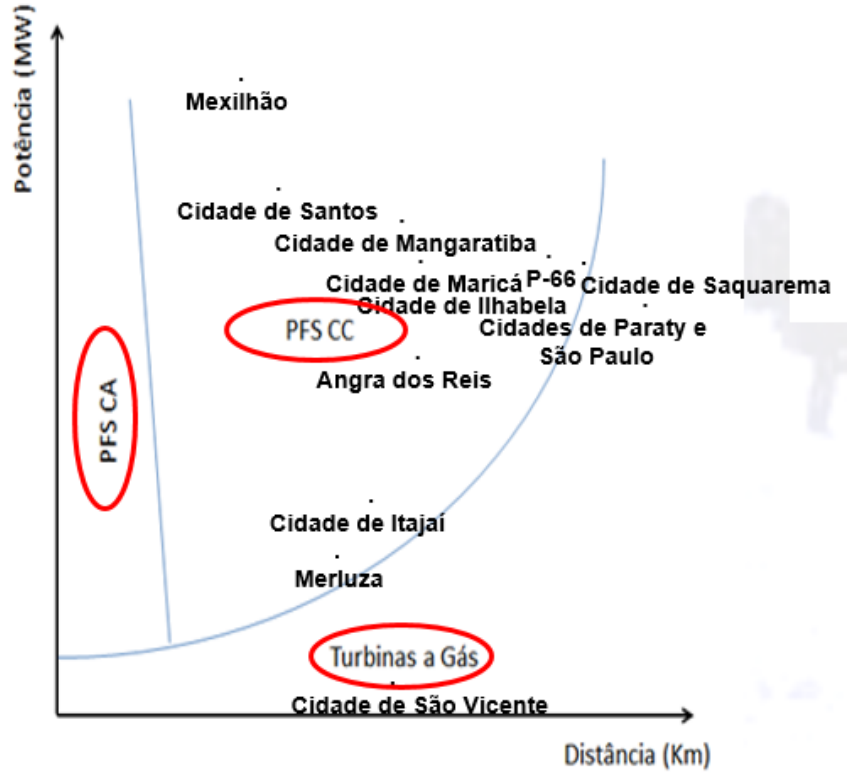
Resumidamente, pode-se compilar os diferentes resultados de rendimentos para cada uma das soluções discutidas no trabalho da seguinte forma: Rendimento TG Ciclo simples: 30-40%. Rendimento TG Ciclo combinado: ~60%. PFS CA: ~89%. PFS-HVDC/MSDC: ~98%), e potenciais reduções das emissões de green house gases (GHG) à atmosfera TG x PFS: -65% (Horle, N., Eriksson, K., Maeland, A., & Nestli, A, 2002).

Complementarmente, a Seção 4 deste trabalho tem por objetivo demonstrar dois unifilares típicos de plataformas da Bacia de Santos. O unifilar da plataforma fixa (Seção 4.1.1) propõe a identificação das cargas normais, auxiliares, emergenciais e essenciais de uma plataforma com geração centralizada em TG. O segundo unifilar (Seção 4.1.2), propõe uma solução típica de comunicação entre uma unidade FPSO e uma plataforma fixa com valores genéricos de potência aparente das TG e valores genéricos de tensão nos barramentos dos circuitos elétricos. Apesar desta proposta apresentada, há diversos outros tipos de soluções que podem ser empregados. Como exemplo adicional aplicável à Bacia de Santos, tem-se o próprio complexo do campo de Mexilhão, com a plataforma fixa PMXL-1 que se comunica com as unidades FPSO Cidade de Santos, Cidade de Paraty, Cidade de São Paulo e Cidade de Angra dos Reis. Alternativamente, pode-se

planejar um sistema com transmissão que atenda à distância costeira à plataforma PMXL-1 a 145 Km e se conecte a cada uma das unidades FPSO através de cabos umbilicais. Neste sentido, pode-se até mesmo avaliar projetos híbridos, por exemplo com transmissão em CC até a plataforma fixa e tecnologia HVDC Light ™, e transmissão até cada FPSO em CA. As Seções 4.1.3 e 4.1.4 ilustram propostas de unifilares típicos para aplicações de soluções PFS-CA, PFS-CC (HVDC convencional ou HVDC Light ™), e ainda MSDC.

Como objeto final desta dissertação, através da Seção 4.1.5 identificam-se, dentre os *brownfields* atualmente existentes na Bacia de Santos, as melhores propostas de utilização de soluções PFS aplicáveis aos campos identificados. Pode-se notar através da Tabela 6, da baixa adequação a soluções TG e PFS-CA, o que se deve às grandes extensões das linhas de transmissão na maioria dos campos, ou até mesmo à grande capacidade produtiva (potência ativa demandada), para alguns deles. A Figura 43 trata de demonstrar a janela de oportunidades para as soluções de suprimento de energia elétrica com aplicação na Bacia de Santos.

Figura 45 - Janela de oportunidades soluções para suprimento de energia elétrica com aplicação à Bacia de Santos.



Fonte: Próprio autor

Sob estes resultados, verifica-se o alcance dos objetivos iniciais deste trabalho preocupando-se em promover as discussões das tecnologias PFS em ambiente nacional a partir do *benchmarking* a partir de projetos internacionais. Espera-se, no entanto, que as motivações ambientais possam ser mais significativas nos próximos anos no Brasil através de regulações pertinentemente inseridas pelos órgãos competentes a espelho do que se faz hoje principalmente na Noruega. Espera-se também que este trabalho possa motivar novos pesquisadores a desenvolver análises quantitativas relacionadas a dados CAPEX e OPEX de novos projetos. Ainda, espera-se o desenvolvimento da indústria de óleo e gás sob a ótica da energia renovável como fonte de geração *onshore* ou *offshore* para alimentação de plataformas *offshore* de óleo e gás utilizando-se novamente de soluções PFS de forma eficiente, segura, ecologicamente e energeticamente viável.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Ackermann, T., Negra, N. B., Todorovic, J., & Lazaridis, L. (2005). *Evaluation of electrical transmission concepts for large offshore wind farms.* Stockholm: Wiley&Sons.

Avelino, J. A. (2008). *Modelagem e avaliação de extensão da vida útil de plantas industriais: Estudo de caso: Geração elétrica em plataformas marítmas de produção de petróleo.* Nova Friburgo, Rio de Janeiro: Universidade Estadual do Rio de Janeiro.

Callavik, E. M., Lundberg, P., Bahrman, M. P., & Rosenqvist, R. P. (2012). HVDC technologies for the future onshore and offshore grid. *2012 Grid of the Future Symposium* (p. 2). Paris: CIGRE US National Committee.

Chokhawala, R. (2008). Powering Platforms: Connecting oil and gas platforms to mainland power grids. *ABB Review - Extraction and generation* (p. 2). Zurich: ABB.

Coralina, C. (20 de Agosto de 2017). *Exaltação de Aninha*. Fonte: Tudo é Poema: https://www.tudoepoema.com.br/cora-coralina-exaltacao-de-aninha/

DARIDO, S. C., & SOUZA JÚNIOR, O. M. (2007). *Para Ensinar Educação Física: possibilidades de intervenção na escola.* Campinas: Papirus.

FATEC, SENAI. (15 de dezembro de 2012). Circuitos Retificadores, Notas de estudo de Eletrônica. Porto Alegre, Rio Grande do Sul, Brasil.

Gatta, F. M., Geri, A., Lauria, S., & Maccioni, M. (2012). *Steady-stateoperating conditions of very long EHVAC cable lines: Two case studies* (Vol. 83). Electric Power Systems Research.

Grasselli, U., Quacquarelli, M., & Gentili, S. (2014). *Development of Offshore Grid: State of the art of technology and solutions.* "Sapienza" University of Rome , Department of Artronautical, Electrical, and Energy Eng . Rome : University of Rome.

Horle, N., Eriksson, K., Maeland, A., & Nestli, A. (2002). *Electrical supply for offshore installations made possible by use of VSC technology.* Zurich: ABB.

Maeland, A., & Chokhawala, R. S. (2003). Pwering Oil & Gas Offshore Operations from Mainland Electrical Grid. *ABB Process Automation*.

Manguelle, J. S., Todorovic, M. H., Gupta, R., Zhang, D., Chi, S., Garcés, L., & Lai, R. (2012). *A modular stacked DC transmission and distribution system for long distance subsea applications.* GE Global Research. New York: IEEE.

Meio Ambiente, M. (2005). *Acordo de Paris*. Acesso em 15 de Fevereiro de 2019, disponível em Ministério do Meio Ambiente: http://www.mma.gov.br/clima/convencao-das-nacoes-unidas/acordo-de-paris

MENESES, E. (2011). *O uso de turbinas a gás para geração de Energia Elétrica em plataformas.* Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil: Centro Universitário Estadual da Zona Leste, Tecnologia em Construção Naval.

Oliveira, F. M. (2013). *Metodologia para aplicação de fontes renováveis de energia elétrica em plataformas marítmas de produção de petróleo e gás.* São Paulo: Tese de Doutorado em Engenharia Elétrica, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo.

Panosso, G. C. (2003). *Métodos de Simulação para ciclos de Rankine.* Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Fenômenos de Transporte. Universidade Federal do Rio Grande do Sul.

Pantanal Energia. (2010). *Pantanal Energia.* Acesso em 28 de Setembro de 2016, disponível em Operação: Turbina a gás, caldeira de recuperação: http://www.pantanalenergia.com.br/framestructure.asp?operation.asp

Petrobrás. (2014). *Tipos de Plataformas*. Acesso em 10 de Outubro de 2016, disponível em Petrobrás: http://www.petrobras.com.br/infograficos/tipos-de-plataformas/desktop/index.html

Petrobrás. (2016). *Bacia de Santos*. Acesso em 10 de Janeiro de 2016, disponível em Petrobrás: http://www.petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/principais-operacoes/bacias/bacia-de-santos.htm

Petrobrás. (2019). *Comunicação Bacia de Santos*. Acesso em 30 de Julho de 2019, disponível em Comunicação Bacia de Santos: https://www.comunicabaciadesantos.com.br/

Petrobras. (2019). *Comunicação Bacia de Santos - Mexilhão*. Acesso em 28 de Maio de 2019, disponível em Comunicação Bacia de Santos: https://www.comunicabaciadesantos.com.br/empreendimento/mexilh%C3%A3o

Petrobrás. (29 de Maio de 2019). *Fatos e Dados*. Fonte: Petrobrás: http://www.petrobras.com.br/fatos-e-dados/completamos-dez-anos-de-producao-no-pre-sal-da-bacia-de-santos.htm

Pomilio, J. A. (2014). *Eletrônica de Potência.* Campinas: Unicamp.

Portogente. (2016). *Campo de Libra*. Acesso em 9 de Outubro de 2016, disponível em Portogente: https://portogente.com.br/portopedia/79806-campo-de-libra

Sindipetro CE/PI. (2019). *O petróleo*. Acesso em 28 de Maio de 2019, disponível em Sindipetro CE/PI: http://sindipetroce-pi.org.br/a-vereadora/o-petroleo/

Thibaut, E., & Leforgeais, B. (2012). Selection of power from shore for an offshore oil and gas development . *PCIC Europe IS30*.