

Mestrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores

Postos de Transformação Submarinos para Parques de Energias Renováveis Offshore

Orientador: Professor Cláudio Monteiro

José Luís Veiga Moreira Soares

Maio 2007

Porto, Portugal

Resumo

Esta tese tem por objectivo encontrar estruturas de redes eléctricas adequadas para ligação, transformação e transporte para terra de produções de energias renováveis *offshore*. Dentro deste âmbito o valor acrescentado da tese centra-se no estudo da viabilidade técnica e económica de Postos de Transformação Submarinos.

Inicialmente é feita uma caracterização da problemática das redes eléctricas *offshore*, cujas características técnicas diferem substancialmente das redes eléctricas *onshore*, devido essencialmente ao ambiente em que estão inseridas. Nesta identificação caracterizou-se os tipos de tecnologias de geração, formas de ligações utilizadas dentro dos parques de produção, formas de acondicionamento dos equipamentos de transformação assim como a sua ligação à rede terrestre. Esta caracterização constituirá a orientação de base para definir os aproveitamentos alvo dos Postos de Transformação Submarinos.

O tópico central da tese é o pré dimensionamento eléctrico e mecânico de Posto de Transformação Submarinos tendo como objectivo identificar dificuldades técnicas e estudar a viabilidade económica deste tipo de alternativas. Os Postos de Transformação Submarinos objecto de estudo nesta tese são idealizados para geração distribuída *offshore* de pequena e média dimensão, característicos de aproveitamento de energia das ondas, em parques de produção até 30 MVA.

Este trabalho pretende contribuir para alargar o conjunto de alternativas técnicas que promovam o aproveitamento de energias renováveis *offshore*, respondendo ao actual interesse nacional no aproveitamento em grande escala das energias renováveis *offshore* e contribuindo com potenciais soluções técnicas susceptíveis de desenvolvimento industrial para estas tecnologias de conversão.

Summary

The purpose of this thesis is to define electrical network structures adequate to the connection, transformation and transport to land of offshore renewal production. The value that this thesis may bring to the area of offshore renewal energy is focused in the study of the technical and economical viability of Underwater Transformation Units.

At the beginning is made a characterization of the problems associated to offshore electrical networks that defer substantially from the land base electrical networks, mostly because surrounding environment. This information describes the types and technologies used for generation, types of connections used inside the generator production parks and location of transformer equipment as well their connection to the land network. This knowledge will be the guide for the definition of the target generation types to use the Underwater Transformation Units.

The central topic of the thesis is the pre electrical and mechanical definition of the Underwater Transformation Units with the purpose of identifying technical difficulties and to study the economical viability of this type of alternatives. The Underwater Transformation Units, object of study during this thesis, are idealized for distributed offshore power generation with small or medium dimension, common in wave energy production, for parks with a installed power of 30 MVA.

This project aims to enlarge the set of technical alternatives that promote the offshore renewal energy production, responding to the national interest on large scale offshore renewal parks and contributing with possible technical solutions capable of industrial development for this type of energy conversation systems.

Agradecimentos

Agradeço aos meus pais e irmã que sempre estiveram ao meu lado e me ajudaram em tudo o que lhes era humanamente possível.

Agradeço igualmente ao Eng.º Cláudio Monteiro, meu orientador da Tese, a orientação compreensão e amizade prestada durante o decorrer do trabalho.

Para terminar não podia deixar de agradecer aos colegas e amigos que encontrei nesta faculdade e no local de trabalho.

Índice

RESUMO	2
SUMMARY	3
AGRADECIMENTOS	4
ÍNDICE	5
ÍNDICE DE FIGURAS	8
ÍNDICE DE TABELAS	11
ÍNDICE DE GRÁFICOS	13
1. INTRODUÇÃO	14
1.1. MOTIVAÇÃO PARA A REALIZAÇÃO DESTE TRABALHO	15
1.2. OBJECTIVOS E ENQUADRAMENTO DO TRABALHO	17
1.3. ESTRUTURA DA TESE	19
2. ESTADO DA ARTE SOBRE ENERGIAS RENOVÁVEIS <i>OFFSHORE</i>	20
2.1. SISTEMAS DE PRODUÇÃO	21
2.1.1. SISTEMAS EÓLICOS “ <i>OFFSHORE</i> ”	22
2.1.2. SISTEMAS DE APROVEITAMENTO DE ENERGIA DAS ONDAS	23
2.1.3. SISTEMAS DE APROVEITAMENTO DE CORRENTES MARÍTIMAS	32
2.1.4. SÍNTESE DOS SISTEMAS DE PRODUÇÃO E ENQUADRAMENTO NO PROJECTO	34
2.2. ESTRUTURA DA REDE ELÉCTRICA <i>OFFSHORE</i>	37
2.3. SISTEMAS DE TRANSFORMAÇÃO E CONVERSÃO DE ENERGIA	41
2.3.1. TRANSFORMAÇÃO	41
2.3.2. SISTEMAS DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA (<i>OFFSHORE</i>)	48

2.4. SISTEMAS DE PROTECÇÃO E LIGAÇÃO	52
<u>3. CONFIGURAÇÃO, CONSTRUÇÃO E DIMENSIONAMENTO DA REDE OFFSHORE</u>	<u>55</u>
3.1. CONFIGURAÇÃO	56
3.2. ESCOLHA DAS TENSÕES DE EXPLORAÇÃO	58
3.3. CONSTRUÇÃO DA REDE	61
<u>4. DIMENSIONAMENTO E PROJECTO DO POSTO DE TRANSFORMAÇÃO SUBMARINO</u>	<u>65</u>
4.1. APLICAÇÃO DOS POSTOS DE TRANSFORMAÇÃO SUBMARINOS	66
4.2. CARACTERIZAÇÃO DA TOPOLOGIA DO SISTEMA, ÁREAS DE SERVIÇO E NÍVEIS DE TENSÃO	67
4.3. ESCOLHA DO REGIME DE NEUTRO	69
4.4. TIPO DE LIGAÇÃO DOS ENROLAMENTOS DOS TRANSFORMADORES	70
4.5. CARACTERIZAÇÃO DOS P.T.S.	72
<u>5. DIMENSIONAMENTO DO POSTOS DE TRANSFORMAÇÃO SUBMARINO DE GERAÇÃO</u>	<u>75</u>
5.1.1. ÂMBITO DE APLICAÇÃO DOS P.T.S.G.	76
5.1.2. DIMENSIONAMENTO	77
<u>6. DIMENSIONAMENTO DO POSTO DE TRANSFORMAÇÃO SUBMARINO DE TRANSMISSÃO</u>	<u>103</u>
6.1.1. ÂMBITO DE APLICAÇÃO DOS P.T.S.T.	104
6.1.2. DIMENSIONAMENTO	105
<u>7. ANÁLISE DOS CUSTOS DOS POSTOS DE TRANSFORMAÇÃO SUBMARINOS</u>	<u>126</u>

7.1. CUSTOS DO POSTOS DE TRANSFORMAÇÃO SUBMARINOS DE GERAÇÃO	128
7.2. POSTO SUBMARINO DE TRANSFORMAÇÃO DE TRANSMISSÃO	130
8. CONCLUSÕES	132
8.1. VIABILIDADE TÉCNICA DOS POSTOS SUBMARINOS DE TRANSFORMAÇÃO	134
8.2. VIABILIDADE ECONÓMICA DOS POSTOS DE TRANSFORMAÇÃO SUBMARINOS	134
8.3. PERSPECTIVAS PARA ESTUDOS FUTUROS	135
9. BIBLIOGRAFIA	136
10. BIBLIOGRAFIA ELECTRÓNICA	138
ANEXOS	139
ANEXO I – CABOS SUBMARINOS	140
ANEXO II – APARELHAGEM DO POSTO SUBMARINO DE TRANSFORMAÇÃO DE GERAÇÃO	145
ANEXO III – APARELHAGEM DO POSTO DE TRANSFORMAÇÃO DE TRANSMISSÃO SUBMARINO	146
ANEXO IV – CUSTOS DESCRIMINADOS DO P.T.S.G.	147
ANEXO V – CUSTOS DISCRIMINADOS DO P.T.S.T	150

Índice de Figuras

FIGURA 1 - AQUABUOY [4] _____	25
FIGURA 2 - ENERGETECH [4] _____	26
FIGURA 3 - PELAMIS [4] _____	27
FIGURA 4 - PELAMIS [4] _____	27
FIGURA 5 - SISTEMA ORECON [4] _____	29
FIGURA 6 - AWS [4] _____	30
FIGURA 7 - WAVE DRAGON [4] _____	31
FIGURA 8 – TURBINAS PARA CORRENTES MARÍTIMAS [7] _____	32
FIGURA 9 – STINGRAY [7] _____	33
FIGURA 10 – LIGAÇÃO DOS PONTOS GERADORES EM DERIVAÇÃO COM POSSIBILIDADE DE FECHO DE UM ANEL _____	37
FIGURA 11 - LIGAÇÃO DOS PONTOS GERADORES EM DERIVAÇÃO SEM POSSIBILIDADE DE FECHO DE UM ANEL _____	38
FIGURA 12 – LIGAÇÃO INDEPENDENTE POR GERADOR, CABO DEDICADO POR GERADOR _____	39
FIGURA 13 – ELEMENTOS GERADORES COM TRANSFORMAÇÃO INCLUÍDA NO PRÓPRIO SISTEMA E TRANSMISSÃO DIRECTA PARA TERRA _____	41
FIGURA 14 – ELEMENTOS GERADORES LIGADOS AO UM POSTO DE ELEVAÇÃO MONTADO NUMA PLATAFORMA FIXA _____	42
FIGURA 15 - ELEMENTOS GERADORES LIGADOS AO UM POSTO DE ELEVAÇÃO MONTADO NUMA PLATAFORMA FLUTUANTE _____	43
FIGURA 16 – ELEMENTOS GERADORES SEM TRANSFORMADOR, LIGADOS A POSTOS DE TRANSFORMAÇÃO DE GERAÇÃO E POSTERIORMENTE A UM POSTO DE TRANSFORMAÇÃO DE TRANSMISSÃO _____	44
FIGURA 17 - ELEMENTOS GERADORES COM TRANSFORMADOR, LIGADOS UM POSTO DE TRANSFORMAÇÃO DE TRANSMISSÃO _____	45
FIGURA 18 – EXEMPLO DE UMA ESTRUTURA COM UM TRANSFORMADOR SUBMARINO COM UMA LIGAÇÃO DE 145 kV [9] _____	46
FIGURA 19 – CABO SUBMARINO XPLE DE 66 kV [12] _____	49

FIGURA 20 – DISJUNTORES SUBMARINOS 24 kV / 500 A [9]	53
FIGURA 21 - LIMITES APROXIMADOS PARA AS OPÇÕES DE TENSÃO EM FUNÇÃO DA POTÊNCIA E DISTÂNCIA [14]	61
FIGURA 22 - UM DOS VÁRIOS “ABRE VALAS” DE CABO DA GLOBAL MARINE’S [14]	62
FIGURA 23 - SKAGERRAK NAVIO DE COLOCAÇÃO DE CABOS SUBMARINOS (NEXANS) [14]	62
FIGURA 24 - CAPJET DA NEXANS [14]	62
FIGURA 25 – ÁREAS DE SERVIÇO DOS POSTOS DE TRANSFORMAÇÃO SUBMARINOS	68
FIGURA 26 – GRUPOS DE LIGAÇÃO DA REDE INTERNA DO PARQUE E DA REDE DE TRANSMISSÃO	70
FIGURA 27 – CONECTOR TRIFÁSICO UTILIZADO NA LIGAÇÃO NO LADO DA GERAÇÃO DO P.T.S.G. DE TIPO 1 E 2 [16]	83
FIGURA 28 – CONECTOR MONOFÁSICO UTILIZADO NA LIGAÇÃO NO LADO DA GERAÇÃO DO P.T.S.G. DE TIPO 3 [17]	83
FIGURA 29 - ESQUEMA DE LIGAÇÕES DOS PONTOS GERADORES A UM P.T.S.G.	85
FIGURA 30 – CELA PARA A APARELHAGEM DE MEDIÇÃO	89
FIGURA 31 - CONECTOR UTILIZADO NA LIGAÇÃO NO LADO DA TRANSMISSÃO [18]	90
FIGURA 32 – ESQUEMA DO P.T.S.G. DO TIPO 2	91
FIGURA 33 - CONECTOR UTILIZADO NA LIGAÇÃO À TERRA [19]	101
FIGURA 34 – ESBOÇO DO POSTO DE TRANSFORMAÇÃO SUBMARINO DE GERAÇÃO	102
FIGURA 35 – ESQUEMA DE LIGAÇÕES DO P.T.S.T. AOS P.T.S.G.	106
FIGURA 36 - CONECTOR A UTILIZAR PARA A LIGAÇÃO DOS POSTOS SUBMARINOS DE GERAÇÃO AOS DE TRANSMISSÃO E PARA A LIGAÇÃO DAS “TERRAS” [18]	109
FIGURA 37 - CONECTORES UTILIZADOS NA LIGAÇÃO NO LADO DA TRANSMISSÃO [20]	115
FIGURA 38 – ESQUEMA DO P.T.S.T.	116
FIGURA 39 - ESBOÇO DO POSTO DE TRANSFORMAÇÃO SUBMARINO DE TRANSMISSÃO	125
FIGURA 40 - CABO SUBMARINO, UNIPOLAR (CABO DE LIGAÇÃO DA ILHA DE “LONG ISLAND” EUA) DA ABB [14]	143

FIGURA 41 - CABO TRIFÁSICO SUBMARINO DA NEXANS [14]	144
FIGURA 42 - CABO TRIFÁSICO SUBMARINO DA OKONITE [14]	144
FIGURA 43 – DESENHO DOS AERO-PERUTADORES DE CALOR UTILIZADOS NO P.T.S.T.	146
FIGURA 44 – ESBOÇO DO TRANSFORMADOR DE POTÊNCIA A UTILIZAR NO P.T.S.	146

Índice de Tabelas

TABELA 1 - CAPACIDADE DE CORRENTE DE CABOS SUBMARINOS EM FUNÇÃO DA SECÇÃO [13]	51
TABELA 2 – LIMITES DE POTÊNCIA (MVA) E DISTÂNCIA (KM), PARA A SECÇÃO MÍNIMA, DOS CABOS SUBMARINOS	58
TABELA 3 - LIMITES DE POTÊNCIA (MVA) E DISTÂNCIA (KM), PARA A SECÇÃO MÁXIMA, DOS CABOS SUBMARINOS	59
TABELA 4 - CARACTERIZAÇÃO DOS POSTOS SUBMARINOS DE TRANSFORMAÇÃO DE GERAÇÃO	77
TABELA 5 - DEFINIÇÃO DO CONECTOR A UTILIZAR NO P.T.S.G. NO LADO DA LIGAÇÃO À GERAÇÃO	81
TABELA 6 - DESCRIÇÃO E DEFINIÇÃO DA APARELHAGEM DE PROTECÇÃO DAS CHEGADAS A UTILIZAR NOS POSTO DE TRANSFORMAÇÃO SUBMARINO DE GERAÇÃO (P.T.S.G.)	86
TABELA 7 – DEFINIÇÃO DO TRANSFORMADOR A UTILIZAR NOS P.T.S.G.	87
TABELA 8 – APARELHAGEM DE PROTECÇÃO E MEDIDA DA SAÍDA DOS P.T.S.G.	88
TABELA 9 - DEFINIÇÃO DO CONECTOR A UTILIZAR NO POSTO DE TRANSFORMAÇÃO SUBMARINO DE GERAÇÃO NO LADO DA LIGAÇÃO À REDE DE TRANSMISSÃO	90
TABELA 10 – TABELAS COM AS CARACTERÍSTICAS DOS CABOS A UTILIZAR NAS LIGAÇÕES INTERNAS DO P.T.S.G.	92
TABELA 11 – CARACTERÍSTICAS FÍSICAS PARA DIVERSOS MATERIAIS	96
TABELA 12 - DEFINIÇÃO E CARACTERIZAÇÃO DO INVÓLUCRO DO POSTO DE TRANSFORMAÇÃO SUBMARINO DE GERAÇÃO	98
TABELA 13 – TEMPERATURA INTERIOR DO INVÓLUCRO	99
TABELA 14 – FLUTUABILIDADE DOS DIVERSOS TIPOS DE P.T.S.G.	100
TABELA 15 - DEFINIÇÃO DO CONECTOR UTILIZADO NA LIGAÇÃO NO LADO À TERRA	101
TABELA 16 - CARACTERIZAÇÃO DO POSTO DE TRANSFORMAÇÃO DE TRANSMISSÃO	105

TABELA 17 - DEFINIÇÃO DOS CONECTORES A UTILIZAR PARA A LIGAÇÃO DOS P.T.S.G. AOS DE P.T.S.T. _____	108
TABELA 18 - DESCRIÇÃO E DEFINIÇÃO DA APARELHAGEM DE PROTECÇÃO DAS CHEGADAS A UTILIZAR NOS POSTO DE TRANSFORMAÇÃO SUBMARINO DE TRANSMISSÃO (P.T.S.T.) _____	111
TABELA 19 - DEFINIÇÃO DO TRANSFORMADOR DE POTÊNCIA PROJECTADO PARA O POSTO DE TRANSFORMAÇÃO SUBMARINO DE TRANSMISSÃO _____	112
TABELA 20 - CARACTERÍSTICAS DO TRANSFORMADOR DE SERVIÇOS AUXILIARES	113
TABELA 21 - APARELHAGEM DE PROTECÇÃO E MEDIDA DA SAÍDA DOS P.T.S.T. _	114
TABELA 22 - DEFINIÇÃO DOS CONECTORES A UTILIZAR NO LADO DA LIGAÇÃO À REDE DE TRANSMISSÃO _____	115
TABELA 23 - TABELAS COM AS CARACTERÍSTICAS DOS CABOS A UTILIZAR NAS LIGAÇÕES INTERNAS DO P.T.S.T. _____	117
TABELA 24 - DEFINIÇÃO E CARACTERIZAÇÃO DO INVÓLUCRO DO P.T.S.T. _____	121
TABELA 25 – TEMPERATURA INTERIOR DO INVÓLUCRO _____	123
TABELA 26 - FLUTUABILIDADE DO P.T.S.T. _____	123
TABELA 27 – DISTRIBUIÇÃO DE CUSTOS DOS DIVERSOS COMPONENTES DO P.T.S.G. _____	129
TABELA 28 - DISTRIBUIÇÃO DE CUSTOS DOS DIVERSOS COMPONENTES DO P.T.S.T. _____	131
TABELA 29 - TABELA COM AS CARACTERÍSTICAS DOS TRANSFORMADORES SECOS UTILIZADOS _____	145

Índice de Gráficos

GRÁFICO 1 – COMPARAÇÃO DOS LIMITES DE POTÊNCIA DOS CABOS SUBMARINOS EM FUNÇÃO DA TENSÃO E SECÇÃO _____	59
GRÁFICO 2 – RELAÇÃO ESPESSURA/DIÂMETRO EXTERIOR DO INVÓLUCRO EM FUNÇÃO PROFUNDIDADE _____	97

1. Introdução

Ao longo das páginas deste capítulo serão abordadas as razões pelas quais me dediquei a este tema, os objectivos que me propus a cumprir e estrutura que compõe a tese.

1.1. Motivação para a realização deste trabalho

Numa perspectiva internacional, a crescente necessidade de aproveitamento das energias endógenas tem levado a uma crescente saturação da exploração *onshore*. Este aspecto, aliado ao reconhecimento de grandes potenciais de energias endógenas *offshore* tem motivado o desenvolvimento das tecnologias e a promoção de aproveitamentos *offshore*.

O potencial dos aproveitamentos *offshore* é gigantesco. A nível Europeu estima-se que a capacidade de exploração da energia eólica *offshore* ronde os 460TWh/ano. No entanto mais importante do que a quantidade de recursos disponíveis é a quantidade de recursos que se podem explorar. Nesta óptica estima-se que será possível explorar 313.6 TWh. De momento os factores que mais condicionam a exploração de energia eólica *offshore* são a profundidade e a distância à terra, a título de exemplo são muito poucos os aproveitamentos planeados para profundidades superiores a 30m. Com o desenvolvimento das capacidades industriais em termos de tamanho e resistência dos componentes, assim como a aprendizagem que se tem sentido o potencial de recursos exploráveis cresce exponencialmente.[1]

A energia das ondas é outro importante recurso *offshore* estimando-se um potencial entre 1 e 10 TW a nível mundial para a energia das ondas. O Concelho de Energia Mundial estima que esta disponível um potencial de 2 TW de energia disponível nas ondas que representa cerca de 2 vezes o consumo energético mundial. A Europa Ocidental é uma das regiões mundiais que lidera o aproveitamento da energia das ondas. Países como Irlanda, Reino Unido, Noruega e Portugal lideram o desenvolvimento de aproveitamentos de energia das ondas. O potencial da energia das ondas é maior em mar aberto do que perto da costa, estima-se que quando a onda atinge a costa o seu potencial seja cerca de 1/10 do seu potencial inicial. Com o objectivo de maximizar o potencial da energia disponível os aproveitamentos devem situar cerca a cerca de 10 km da costa.[1]

Não é possível falar em aproveitamento *offshore* sem referir a energia das marés e corrente marítimas. A conversão em energia do potencial das marés e correntes marítimas é desenhada com o intuito de tirar partido do movimento

natural de fluxo de água que as marés e correntes marítimas geram. Apesar de existir um potencial superior a 3TW a nível mundial menos de 3% desse potencial está localizado em zonas possíveis de explorar. Nesse sentido é necessário focar os esforços de modo a aumentar a possibilidade de locais exploráveis.[1]

Nos últimos anos as tecnologias energética *offshore* têm sentido grandes avanços tecnológicos, atraindo a atenção de políticas energéticas, investidores e indústria de equipamentos e serviços. O desenvolvimento destes sistemas eléctricos para as aplicações *offshore* utilizam componentes já existentes nos aproveitamentos convencionais mas que terão que ser adaptados para o ambiente de exploração *offshore*.

Numa perspectiva nacional, Portugal tem sentido a necessidade de assegurar uma maior independência energética do exterior e de respeitar compromissos ambientais recorrendo à utilização das energias renováveis. Este esforço está a realizar-se principalmente no aproveitamento *onshore* mas existe a consciência de um grande potencial *offshore*, tanto ao nível de aproveitamento como ao nível de desenvolvimento industrial.

Nesse sentido, foi aprovada recentemente a criação de uma zona piloto em São Pedro de Moel para a instalação de projectos experimentais na energia das ondas. No âmbito desta aprovação propõe-se uma área de 25 quilómetros quadrados a norte de S. Pedro de Moel, com uma potência instalada de 30 MW, embora exista ainda a perspectiva de aumentar essa meta. Para além da instalação de protótipos de produção de electricidade a partir das ondas, existe também a perspectiva de instalar sistemas apropriados que permitirão injectar energia na rede. Sendo este também o objectivo desta tese de mestrado.

A visão nacional relativamente às energias *offshore* permitiu que Portugal integrasse o restrito grupo de países, a nível mundial, que têm desenvolvido e criado soluções de geração *offshore*. As zonas costeiras portuguesas (em especial a costa ocidental do continente e as ilhas dos Açores) têm condições naturais entre as mais favoráveis em qualquer parte do mundo para o aproveitamento da energia das ondas: recurso abundante (cerca de 25-30 kW/m média anual), plataforma continental estreita (inexistente nos Açores) (ou seja águas profundas na proximidade da costa), consumo e rede eléctrica concentrados junto à costa do

continente. Estas características têm sido o nosso cartão de visita para a implementação de sistemas como o “*Pelamis*”.

A definição de zonas piloto de produção de energia *offshore* com base em energia das ondas requer a existência de infra-estruturas eléctricas de ligação adequadas. Estas infra-estruturas deverão ter uma rede interna capaz de colectar energias de aproveitamentos dispersos por mais de 20 km² e ter capacidade para transportar potências da ordem dos 30 MVA.

Para dar resposta a este tipo de projectos e solicitações encontra-se em fase de estudo um projecto (Wave Hub – South West of England) que permite a ligação de diversos elementos geradores e posteriormente a transmissão de energia para terra. Este projecto assenta na mesma ideia a desenvolver ao longo desta tese, permitindo a criação de uma rede colectora *offshore*.

1.2. Objectivos e enquadramento do trabalho

Os aproveitamentos *offshore* renováveis, tal como qualquer outro aproveitamento de produção dispersa, caracteriza-se pela sua grande dispersão, necessidade de múltiplos pontos de geração e baixo nível de potência por ponto gerador o que leva à necessidade de criar infra-estruturas de rede interna para a concentração da potência produzida em Postos de Transformação a partir do qual a energia será transportada para terra.

Os factores mais relevantes que justificam o desenvolvimento deste projecto são a baixa densidade energética, os baixos níveis de tensão na geração e necessidade de vencer “grandes” distâncias. Neste sentido é necessário desenvolver novas abordagens, do ponto de vista de engenharia, às redes que suportam tais parques.

Em termos ambientais, a agressão física e química a que ficam sujeitos os materiais num aproveitamento *offshore* é extremamente forte. O ambiente salino ataca as infra-estruturas sendo necessário uma protecção extra de modo a garantir a integridade dos equipamentos.

Um outro factor a ter em conta é a questão do local onde podem ser instalados os equipamentos e o espaço disponível para a aparelhagem (transformação, protecção e medida). Os equipamentos podem ser instalados nas

unidades geradoras ou em postos de transformação estrategicamente localizados. O espaço disponível, nas unidades geradoras e postos de transformação, é muito limitado. Por outro lado os níveis de potência nominal das unidades de produção, aliado às distâncias entre geradores e entre o parque e o ponto de ligação em terra, condiciona os níveis tensão em jogo.

Na perspectiva da manutenção dos sistemas *offshore*, a escolha recai sobre equipamentos com baixa taxa de manutenção para evitar os elevados custos de acessibilidade.

Do ponto de vista técnico para além dos pontos já abordados será interessante abordar o paralelismo entre aproveitamentos *onshore* e *offshore* para melhor se perceber o enquadramento deste trabalho. O aspecto inicial a ser abordado será a tensão de transmissão, enquanto que num ambiente *onshore* é fácil elevar a tensão para níveis aceitáveis para o transporte, num ambiente *offshore* a escassez de espaço e o ambiente marítimo condiciona a utilização de transformadores e os seus níveis de isolamento. Para se fazer o transporte a altas tensões (tensões superiores a 130 kV) o investimento terá de ser elevado, o que muitas vezes não é possível fazendo-se o transporte a tensões na ordem dos 30 kV. Num ambiente *offshore* os terminais de ligação dos cabos de potência ganham relevo devido ao ambiente em que se inserem, sendo um feito da engenharia a capacidade de estabelecer ligações submarinas. A própria rede interna de um parque *offshore*, e por sua vez a rede de transmissão, terão de ser radiais em comparação com as redes emalhadas do ambiente *onshore*, devido aos elevados custos associados. Outro ponto muito importante é o custo e a logística envolvida numa acção de reparação, o que torna o ambiente *offshore* muito mais exigente em termos de fiabilidade e capacidade de controlo, relativamente a uma instalação *onshore*. A título de exemplo, a reparação de um cabo submarino de 60 MW ronda os 950 000 Eur. [2]

Deste modo qualquer solução abordada ao longo das páginas desta tese deverá ter sempre em mente os pontos mencionados ao longo do paragrafo anterior.

Como elemento vital da rede, os postos de transformação serão o foco deste estudo onde se procurou dimensionar dois tipos diferentes. Ao longo do

dimensionamento dos referidos postos será abordado o dimensionamento eléctrico, térmico e mecânico do conjunto que constitui o posto.

1.3. Estrutura da Tese

A estrutura da tese foi organizada com o objectivo de facilitar a sua compreensão e descrever de uma forma clara todos os passos percorridos na elaboração deste trabalho.

O ponto de partida foi o levantamento e caracterização dos tipos e formas de produção de energia *offshore*. No seguimento deste levantamento identificou-se e caracterizou-se as formas e métodos de transformação e transmissão da energia geradas nos parques *offshore*. Neste sentido ao longo do capítulo 2 serão apresentadas todas as informações recolhidas no âmbito destes temas.

Ao longo do capítulo 3 será dado seguimento ao capítulo anterior procurando definir os tipos de configuração e ligação interior dos parques assim como a sua ligação à rede terrestre. Este capítulo irá abordar uma vertente mais prática da construção da rede dos parques *offshore*.

Com a informação recolhida será possível entrar no projecto desenvolvido nesta tese, o estudo dos Postos de Transformação Submarinos. No capítulo 4 serão fundamentadas as opções quanto às características técnicas dos postos de transformação a estudar em detalhe nos dois capítulos seguintes.

Os capítulos seguintes (5 e 6) têm por objectivo o estudo eléctrico e mecânico, detalhado, dos Postos de Transformação Submarinos de Geração e de Transporte, respectivamente.

Para finalizar, no capítulo 7 realizou-se um estudo económico com base em estimativas de custo dos diversos componentes dos Postos de Transformação Submarinos e no capítulo 8 analisou-se a viabilidade económica.

2. Estado da arte sobre Energias Renováveis Offshore

No decorrer deste capítulo serão identificadas as características dos diversos níveis dos sistemas eléctricos de um aproveitamento *offshore*. Neste sentido apresentar-se-á os sistemas de transformação, conversão e de transmissão seguido do tipo de aparelhagem de protecção e ligação a utilizar. Por fim será estudado a estrutura eléctrica de um parque *offshore*.

2.1. Sistemas de Produção

Na sua maioria os sistemas de produção *offshore* são constituídos por conjuntos de pontos geradores que se encontram dispersos por grandes áreas. Este tipo de dispersão traduz-se por uma densidade de energia modesta, o que leva à necessidade de desenvolver redes eléctricas para a concentração de energia, não só para a melhor exploração e aproveitamento do parque mas também para o transporte. Do ponto de vista económico é preferível que se realize o transporte com o mínimo de condutores possível, devido aos elevados custos e dificuldades técnicas de instalação e manutenção. Deverá agregar-se o máximo de pontos de geração possível e com a melhor relação entre nível de tensão e isolamento. O nível de tensão deve ser suficientemente elevado para evitar perdas na transmissão e por outro lado o nível de isolamento não deverá impor grandes distâncias de isolamento.

Como em qualquer parque num parque *offshore* é necessário criar uma rede interna que permita a sua boa exploração, com um mínimo de perdas e custos da instalação. Neste sentido, é necessário criar diferentes níveis de tensão dentro do parque, podendo ser divididos em dois ou três níveis. No caso de se elevar a tensão à saída do gerador, para valores adequados às potências e distâncias de transporte, apenas são necessários dois níveis (tensão de geração e tensão de transporte). No caso de se considerar necessário um nível de tensão intermédio entre a geração e o transporte, para casos de redes internas de grandes áreas do parque de geração, serão usados três níveis de tensão (geração, captação e transporte).

A análise dos sistemas de produção realizada neste texto será orientada aos objectivos da tese. Assim, serão caracterizados para cada tipo de geração os seguintes aspectos:

- Princípio de funcionamento: descrevendo aspectos gerais do sistema de conversão, indicando se trata de uma tecnologia de superfície, submersa ou móvel.
- Profundidade: gama de cotas (em metros) adequadas para o bom funcionamento do sistema. Este aspecto é importante para

dimensionar as pressões que devem ser suportadas pelos equipamentos submarinos.

- Distância à terra: será a distância entre o parque de produção e a costa, sendo necessária para definir os níveis de tensão de transporte.
- Densidade das unidades de produção: indica o número de unidades de produção por área de parque de produção, que será necessária para definir as distâncias entre unidades de geração e as características da rede de captação;
- Capacidade de cada unidade de geração: será necessária para dimensionamentos das características da rede de captação e dos postos de transformação;
- Tensão de geração: será necessária para definir os níveis de tensão da rede de captação e dos postos de transformação.

2.1.1. Sistemas eólicos “offshore”

Este tipo de tecnologia está actualmente em grande expansão por toda a Europa, existindo vários parques instalados (Lely, Middelgrunden, Nysted, entre outros) com potências que variam entre 2 kW, e 158,4 kW Estes parques utilizam aerogeradores de grande dimensão, utilizando variadas tecnologias de conversão semelhantes às utilizadas nos sistemas *onshore*. Nas configurações dos parques existentes pode optar-se por duas opções de transformação. Utilizar transformadores individuais nos geradores que elevam a tensão directamente para os níveis de tensão de transporte, esta opção só é possível para pequenos parque próximos da costa. Para grandes parques distantes da costa será necessário recorrer a uma subestação *offshore* de grande capacidade montada numa plataforma de superfície. Os elevados níveis de tensão e a capacidade destes aproveitamentos não está no âmbito dos sistemas submarinos desenvolvidos nesta tese.

- Profundidade: 10 a 20 m na actualidade, no entanto com o desenvolvimento da tecnologia os novos projectos são estudados para profundidades superiores a 30m.
- Distância à terra: depende da capacidade de geração do parque, mas para grandes aproveitamentos 500 MW poderá rondar os 100 km. Até ao momento a máxima distância à costa é de 17 km.
- Densidade das unidades de produção: de momento o número máximo de turbinas instaladas num parque *offshore* não ultrapassa 80 unidades com um espaçamento de 560m. Mas a densidade esta directamente ligada às limitações técnicas de transporte de energia.
- Capacidade de cada unidade de geração: 2 a 4 MW.
- Tensão de geração: 1000 V.

2.1.2. Sistemas de aproveitamento de energia das ondas

Os sistemas de aproveitamento de energia das ondas possuem equipamentos que permitem produzir energia eléctrica. Conforme os sistemas de aproveitamento de energia das ondas, estes equipamentos podem ser turbinas de ar, turbinas de água ou sistemas hidráulicos acoplados a geradores eléctricos ou geradores eléctricos lineares acoplados directamente às partes móveis dos sistemas de extracção. Em qualquer dos casos, estes equipamentos são eficientes numa banda de potências que normalmente é limitada superiormente pela potência nominal do equipamento e inferiormente por uma fracção deste valor, que depende do tipo de equipamento. Assim, se a potência da onda for excessivamente baixa, ou excessivamente alta, o sistema opera com muito baixa eficiência.

Em conclusão o rendimento de conversão de energia depende das características da onda incidente, nomeadamente do período e altura da onda e, em geral, da sua direcção de propagação.[3]

AquaBuOY

Este sistema de aproveitamento consiste numa bóia flutuante que absorve as flutuações das ondas. Devido ao movimento de massa de água, a bóia faz pressão sobre um tubo submerso (cilindro) que com a pressão, movimenta um pistão acoplado a um veio que actua sobre uma bomba de água. Este último sistema bombeia água a alta pressão, a pressão criada é utilizada para movimentar um gerador eléctrico.[4]

Características:

- Princípio de funcionamento: Aproveitamento de baixas pressões através de sistemas hidráulicos;
- Diâmetro da Bóia: 6 m
- Profundidade: entre cotas de 40 m e 80 m
- Distância à terra: 500 m;
- Densidade: Possibilidade de criação de parques com 500 unidades mas tipicamente 10 unidades distanciadas 50m entre elas;
- Capacidade de cada unidade de geração: até 250 kW;
- Tensão de geração: 480 V_{A.C.};

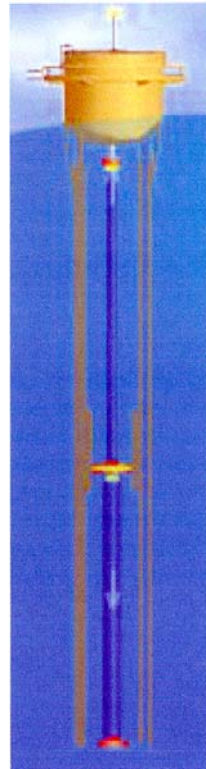


Figura 1 - AquaBuOY [4]

Energetech

A empresa Energetech está em fase de desenvolvimento de uma “coluna de água” oscilante capaz de ser utilizada em profundidades até os 50 m. Este sistema é constituído por uma parede côncava com um objectivo de direccionar as ondas para o sistema de conversão de energia. A coluna de água desloca uma massa de ar que por sua vez actua uma turbina acoplada a um gerador eléctrico. A grande inovação deste sistema é a sua capacidade de controlo de “pitch” da turbina de ar, aumentando em valores médio a eficiência do sistema, quando comparado com os sistemas se controlo de “pitch”, de 30% para 60%.[4]

Características:

- Peso médio da estrutura: 450 t;
- Extensão da parede: 35 m;
- Profundidade: < 50 m;

- Distância à terra: Alguns metros, localização ideal perto de costas com águas profundas;
- Capacidade de geração: 500 kW a 2 000 kW;
- Tensão de Geração: 450 V_{A.C.};

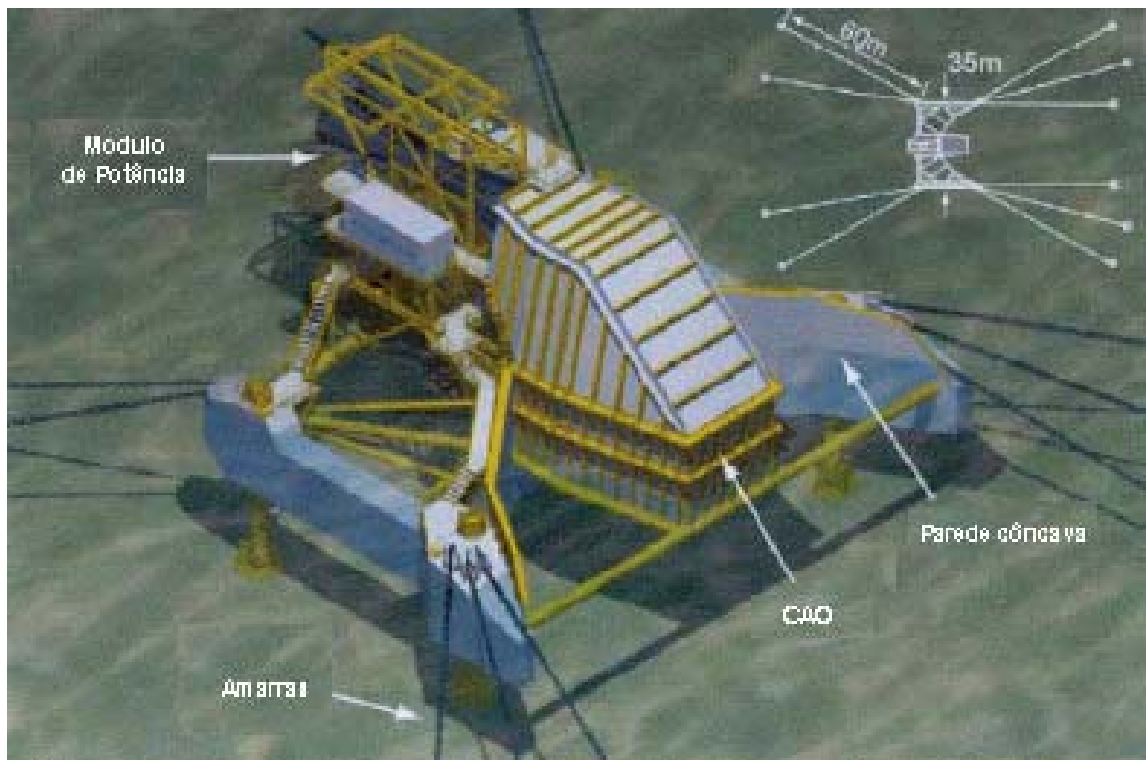
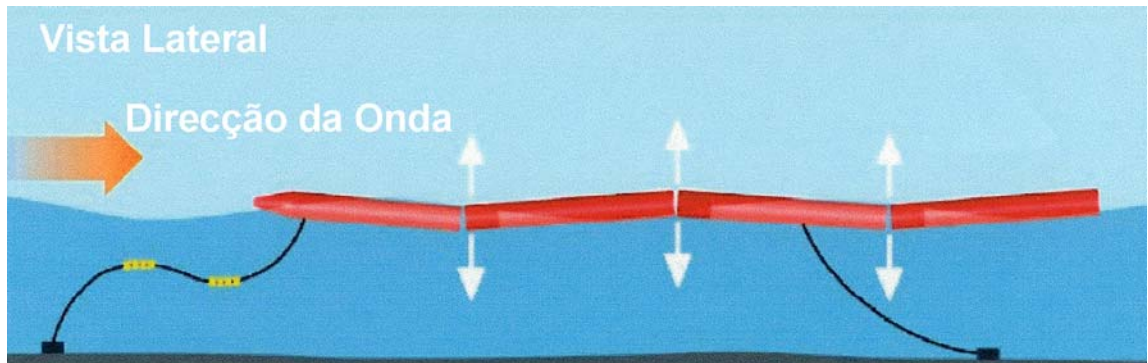
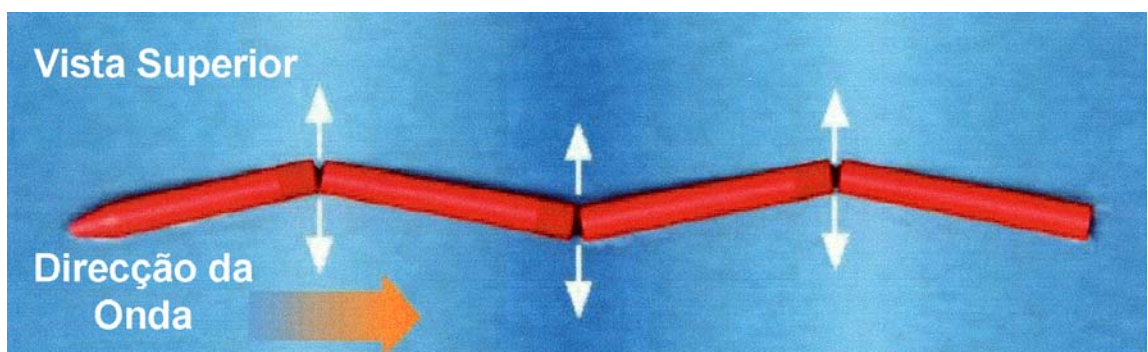


Figura 2 - Energetech [4]

PELAMIS**Figura 3 - PELAMIS [4]**

A empresa *Ocean Power Delivery* desenvolveu uma plataforma oscilante flutuante capaz de aproveitar as ondas para fazer mover (oscilar) entre si as partes que o constituem de modo a gerar energia eléctrica. O sistema é constituído por 4 partes unidas em 3 pontos, onde se gera a energia. Cada uma das secções move-se em relação às outras e as uniões aproveitam esse movimento para a geração de energia, através de sistemas hidráulicos controlados digitalmente. O comprimento total rondará os 150 m, com diâmetros de 4.6 m.[4]

**Figura 4 - PELAMIS [4]**

Características:

- Comprimento: 150 m;
- Diâmetro de cada peça: 4.6 m;
- Peso: 380 t;
- Profundidade: 50 a 60 m;
- Distância à terra: 5 a 10 km;
- Capacidade de geração: 750 kW
- Tensão de Geração: 690 V_{A.C.};

Sistema ORECON

Este sistema é constituído por um conjunto de câmaras capazes de aproveitar a ondulação. O seu funcionamento divide-se em 3 partes. A primeira consiste na conversão da pressão criada pela oscilação das ondas, em movimento rotativo utilizando para o efeito uma turbina de impulso de ar. A segunda converte a energia rotativa em pressão hidráulica. A terceira e última parte é a fase da conversão da pressão hidráulica em energia eléctrica. Uma grande vantagem deste sistema é o facto de ser constituído por diversas câmaras de pressão, com vários comprimentos capazes de funcionar a frequências de oscilação diferentes. Esta função permite que este tipo de aproveitamento tenha boa resposta para um gama alargada de frequências.[4]

Características:

- Diâmetro: 32 m;
- Peso: 1250 t;
- Profundidade: > 50 m;
- Distância à terra: 9,5 a 16 km;
- Densidade: 20 unidades por parque;
- Capacidade de geração: 1 MW;
- Tensão de geração: B.T.;



Figura 5 - Sistema ORECON [4]

AWS

O funcionamento desta forma de aproveitamento baseia-se na diferença de pressões durante a passagem de uma onda para gerar energia. O equipamento está completamente submerso e fixo ao fundo do oceano. A parte móvel do sistema armazena ar no seu interior funcionando como uma mola. As diferentes pressões que são exercidas sobre esta parte móvel, devido à passagem das ondas faz com que esta se mova e o sistema começa a oscilar, actuando directamente sobre o gerador. Desta forma é possível converter o movimento oscilatório em energia eléctrica.[4]

Características:

- Diâmetro: 9,5 m;
- Profundidade: 43 m;
- Densidade: Parques com uma área de 10 km² com espaçamento de 80 m entre unidade;
- Capacidade de geração: 4 MW;
- Tensão de geração: B.T.;

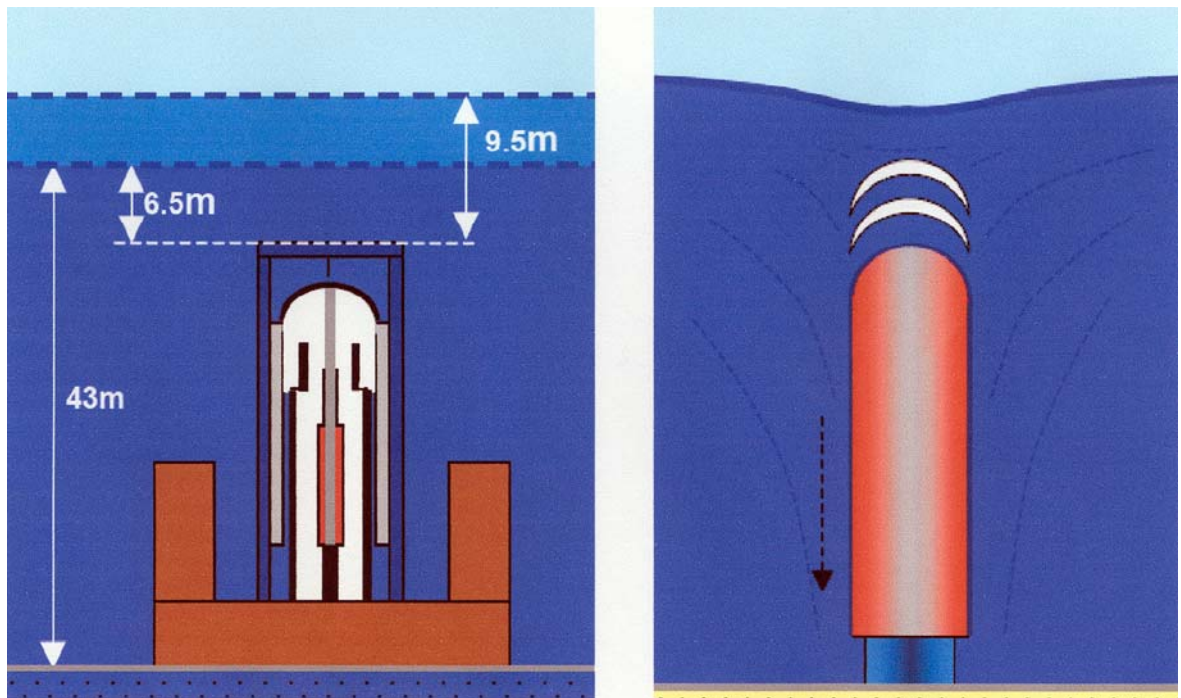


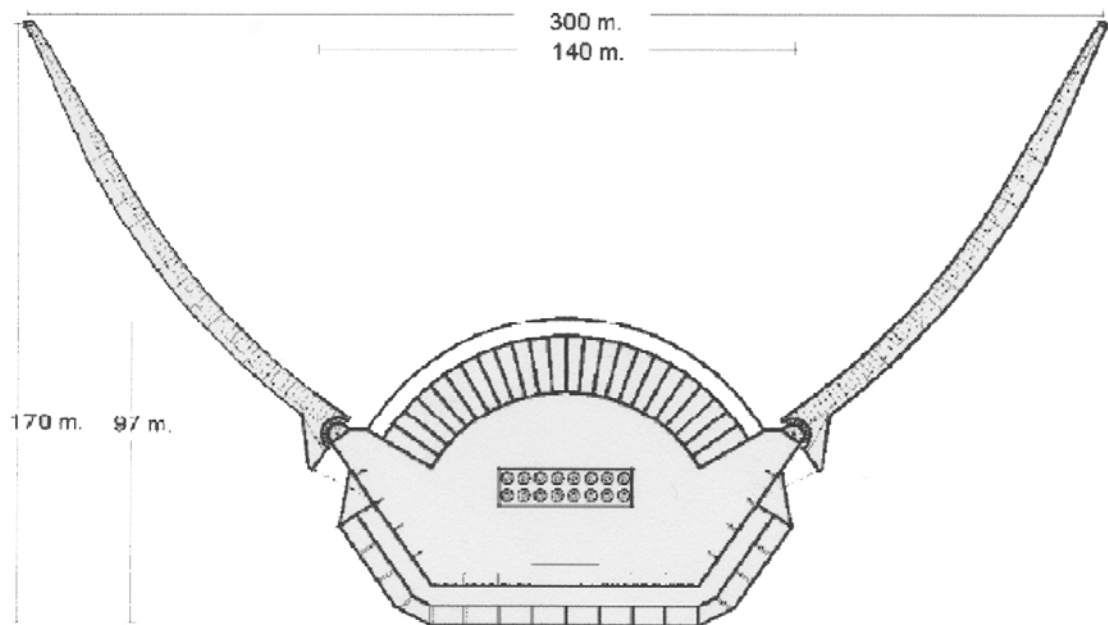
Figura 6 - AWS [4]

Wave Dragon

O Wave Dragon em termos genéricos é uma barragem flutuante constituído por dois braços que formam uma albufeira de modo a dirigir as ondas para uma pequena rampa onde se encontram as máquinas geradoras. Uma vez que se trata de uma pequena queda, conjuntos de turbinas Kaplan adaptadas às condições de trabalho são utilizadas como máquinas primárias. Como geradores são utilizados alternadores de baixa velocidade e ímanes permanentes.[4]

Características:

- Peso: 22 a 33 t;
- Largura: 260 a 300 m;
- Capacidade da albufeira: 5000 a 8000 m³;
- Profundidade: > 25 m;
- Densidade: 1 unidade;
- Capacidade de geração: 4 a 7 MW;
- Tensão de Geração: 690 V_{A.C.};

**Figura 7 - Wave Dragon [4]**

2.1.3. Sistemas de aproveitamento de correntes marítimas

Seaflow

Este tipo de aproveitamento não é mais do que uma turbina, colocada perpendicularmente ao sentido das correntes marítimas, acoplada a um gerador.

[5, 6]

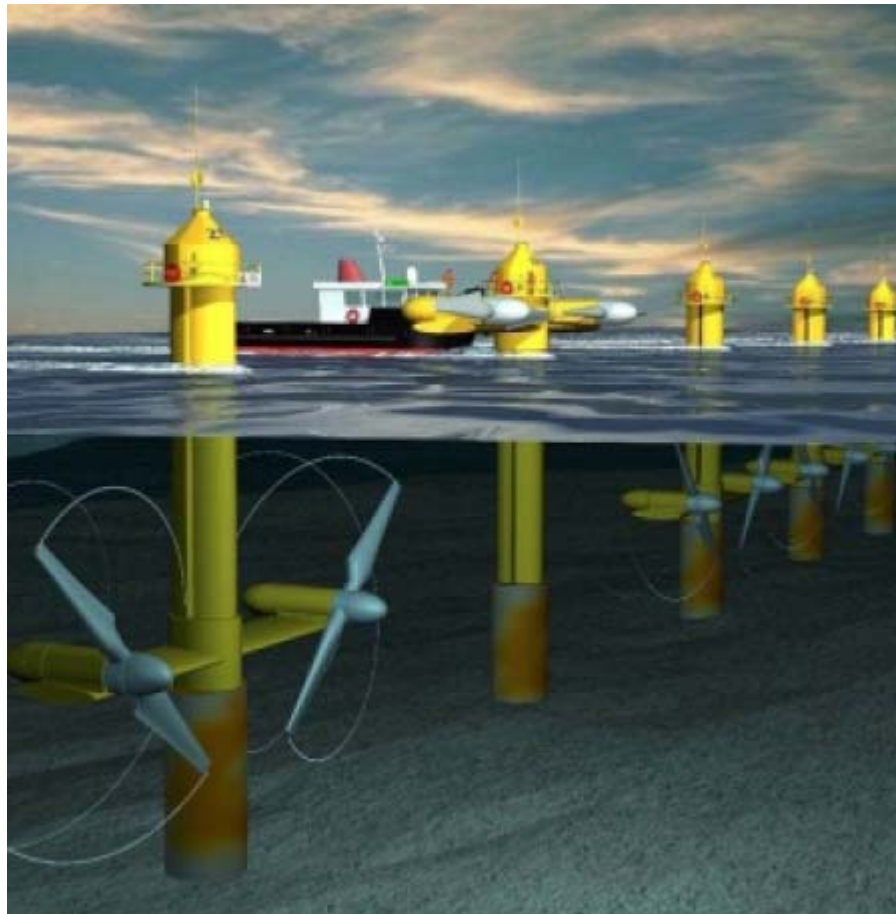


Figura 8 – Turbinas para correntes marítimas [7]

Características:

- Diâmetro das pás: 10 a 15 m;
- Profundidade: 20 a 30 m;
- Capacidade de geração: 300 kW;

- Tensão de geração: 690 V_{A.C.};

Stingray

Para gerar energia, este tipo de aproveitamento, aproveita as correntes marítimas para fazer oscilar uma pá, colocada perpendicularmente ao sentido das correntes, que por sua vez actua sobre cilindros hidráulicos acoplados a geradores.

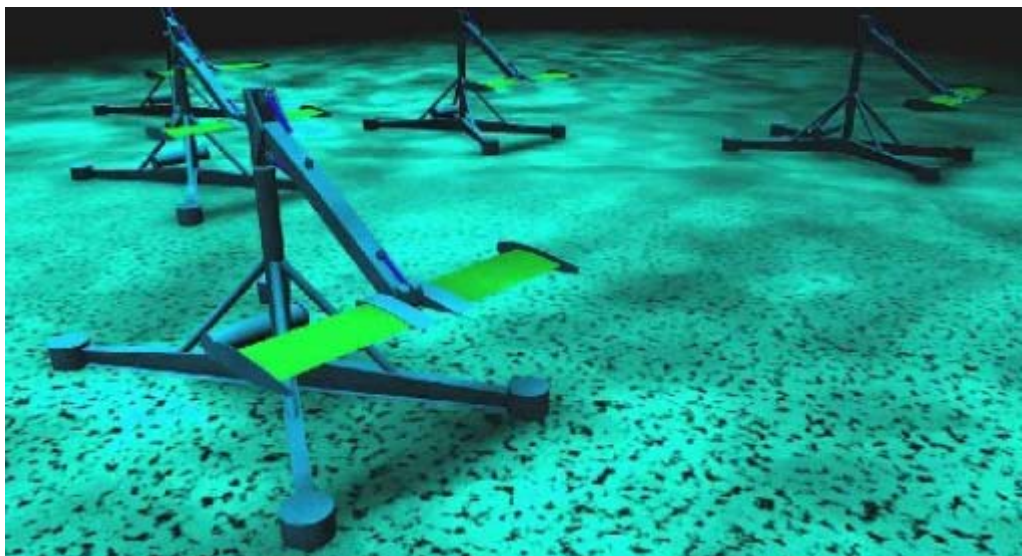


Figura 9 – Stingray [7]

Características:

- Largura: 15 m;
- Altura: 24 m;
- Capacidade de geração: 150 kW;
- Tensão de geração: B.T.;

2.1.4. Síntese dos sistemas de produção e enquadramento no projecto

Os sistemas de aproveitamento da energia das ondas podem ser agrupados de acordo com o seu princípio de funcionamento em quatro categorias:

- Aglomerado de sistemas absorventes de oscilação (Bóia flutuante) – pequenas bóias localizadas à superfície que actuam sobre um bomba linear de modo a movimentar uma turbina hidráulica. Uma vez que o fluxo gerado por cada bomba é pequeno, um sistema deste tipo é constituído por varias bóias conectadas à mesma turbina hidráulica.
- Sistema de absorção de oscilação independente (Pelamis) – bóias de tamanho médio incorporando, sistemas hidráulicos de água, óleo ou ligação directa a geradores lineares de modo a gerar electricidade a partir do movimento relativo de duas ou mais partes moveis. Estes sistemas poderão ser bóias oscilando em relação a uma placa imersa, oscilando em relação a uma massa acelerada durante a metade anterior do ciclo da onda ou entre duas bóias de superfície.
- Sistemas flutuantes tipo albufeira (Wave Dragon) – grandes estruturas com uma rampa, ou reservatório com o objectivo de direccionar o fluxo da onda para o seu interior e uma ou mais turbinas localizadas num plano inferior.
- Sistemas pneumáticos (Coluna de agua oscilante, sistema Orecon, sistema de conversão por oscilação submerso) – tipicamente trata-se de grandes estruturas flutuantes que contêm câmaras parcialmente ou totalmente submersas nas quais o movimento das ondas à superfície retira ou enche uma câmara-de-ar que contem uma turbina de ar.[8]

Do conjunto de sistemas de produção referidos anteriormente alguns funcionam à superfície enquanto que outros se encontram submersos no fundo do oceano. Este aspecto é importante para definir a forma de ligação dos cabos de energia que captam a geração de cada unidade. Nos sistemas de superfície pode usar-se os cabos de amarração para servir de suporte mecânico aos cabos de energias. Nos sistemas submersos os cabos de energia são instalados no fundo do oceano.

Analisando a informação apresentada, em termos de capacidade de cada unidade de produção, poderemos separar os aproveitamentos em dois grandes grupos: até 2 MVA e mais de 2 MVA. Para aproveitamentos com capacidades inferiores a 1 MVA é viável a agregação de várias unidades de produção num Posto de Transformação de Geração com capacidade entre os 2 MVA e 3 MVA, mas também é possível utilizar um transformador integrado na unidade de geração. Para aproveitamentos com capacidade superior a 1MVA já será necessária uma solução com um Posto de Transformação de Geração por unidade de produção.

No que diz respeito às tensões de geração todos os sistemas de energia das ondas e correntes marítimas apresentados têm a sua geração em baixa tensão. Assim, a tensão primária dos Postos Transformação de Geração será baixa tensão até 700 V.

Com esta tensão no primário, do lado da geração, poderão ser usadas tensões normalizadas no secundário de 12 kV, 24 kV e 36 kV. Para as potências típicas de geração, inferiores a 3 MVA, do ponto de vista económico não se justifica a utilização de uma tensão superior a 12 kV, pois não traria benefícios do ponto de vista de dimensionamento e perda da rede ligada ao secundário.

As cotas médias no local de instalação das unidades de geração situam-se em torno dos 50 m, sendo esta cota usada como base de dimensionamento dos esforços para os invólucros dos equipamentos submarinos. No caso dos postos de transformação submarinos estes esforços condicionam o volume espessura e também o índice de estanqueidade dos invólucros.

A distância à costa da maior parte dos aproveitamentos de energia das ondas é aproximadamente 10 km. Para respeitar quedas de tensão máximas será necessário utilizar níveis de tensão superiores a 24 kV para os cabos submarinos de ligação do parque ao continente.

As redes internas dos parques de produção deverão utilizar um nível de tensão adequado à extensão das ligações entre os Postos de Transformação de Geração e o Posto de Transformação de Transmissão. Por exemplo, o nível de tensão de 12 kV poderá ser usado para captar produções num raio de 5 km, o que

corresponde a uma área de 25 km^2 , correspondendo a uma potência aproximada de 30 MVA.

Um elemento comum a todos os aproveitamentos de produção dispersa é a baixa densidade energética, estando o recurso energético distribuído numa área geográfica. O mesmo se verifica num parque de aproveitamento de energia das ondas, em que necessário utilizar pequenas centrais geradoras distribuídas numa área geográfica, com uma densidade que dependerá do tipo de sistema de produção. Para um aproveitamento razoável poderemos ter entre 1,0 e 1,5 MW/km². A distância à costa é outro aspecto importante, existindo mais energia para distâncias à costa superiores e profundidades superiores. Este aspecto leva a que os parques de aproveitamentos de energia das ondas *offshore* se encontrem a cerca de 10 km e profundidades de 30 a 50m. Estas características da densidade de produção e distância à costa são a base para as escolhas técnicas das estruturas dos sistemas eléctricos de captação e transporte da energia para *onshore*.

2.2. Estrutura da rede eléctrica offshore

A configuração de uma rede de um parque *offshore* deverá ser pensada com o objectivo de satisfazer as necessidades de um fornecimento contínuo de energia com o menor custo possível. A escolha do tipo de rede é fortemente influenciada pela potência em jogo. No caso de um parque com uma potência instalada elevada na ordem das centenas de MW, com unidades de grande capacidade, a necessidade de minimizar as perdas de unidades em caso de um defeito é substancialmente maior do que num parque de menores capacidades. Sendo necessário prever a interligação dos diversos ramos que colectam os geradores. Considerando estes factores poderão ser identificados os seguintes tipos de configuração:

1 – Ligação em derivação com capacidade para fecho de um anel. Neste tipo de configuração os custos a nível de aparelhagem e colocação de cabos sobe consideravelmente, por outro lado é possível isolar um só aparelho no caso de uma falha ou um troço da rede caso o defeito ocorra num cabo.

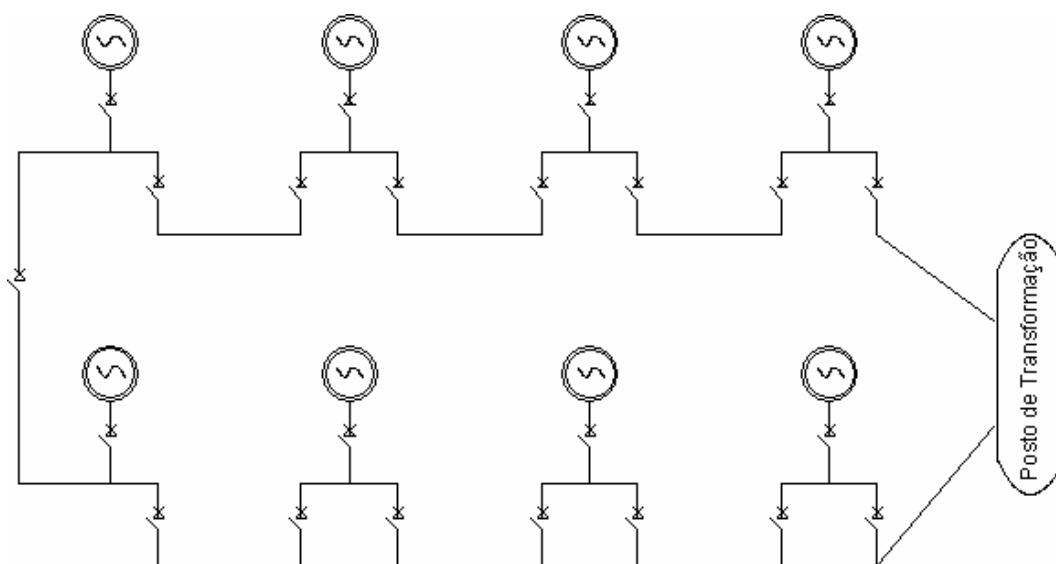


Figura 10 – Ligação dos pontos geradores em derivação com possibilidade de fecho de um anel

2 – Ligação em derivação sem possibilidade para fecho de um anel. Nesta situação os custos em aparelhagem e colocação de cabos são substancialmente inferiores à anterior. O ponto negativo desta solução é a impossibilidade de se poder isolar apenas defeitos nos geradores. No caso de um defeito no cabo que forma o ramo de ligação perder-se-ão todos os geradores ligados a esse ramo.

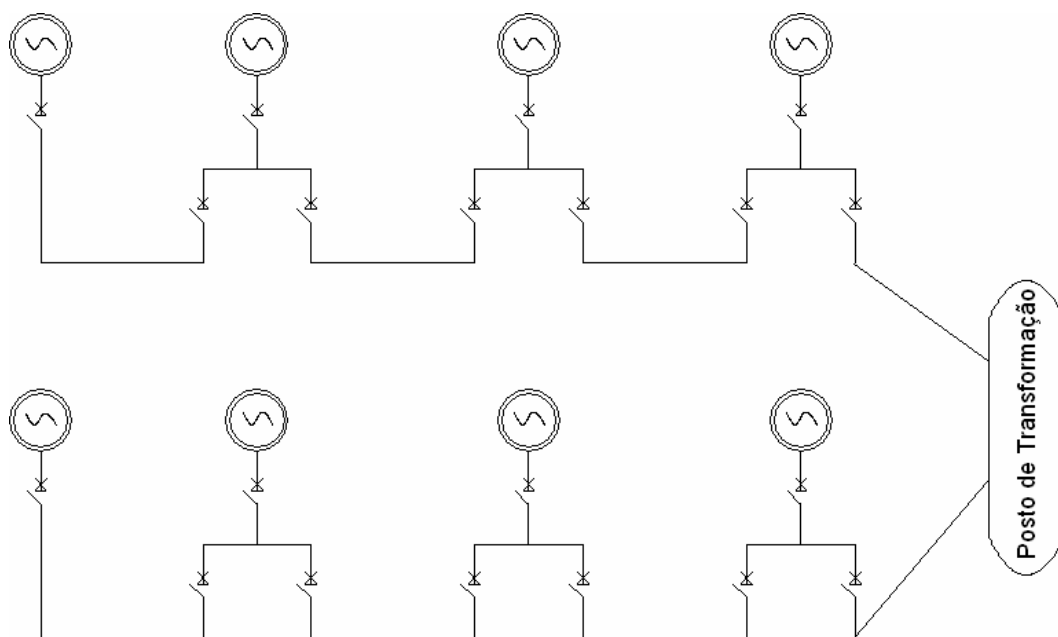


Figura 11 - Ligação dos pontos geradores em derivação sem possibilidade de fecho de um anel

3 – Ligação independente por ponto gerador, um *feeder* por gerador. Nesta situação os custos em aparelhagem e colocação de cabos são substancialmente superiores às anteriores uma vez que deverá ser colocado um cabo, com a respectiva aparelhagem de protecção, por ponto gerador. Por outro lado, no caso de um defeito no cabo apenas ficará fora de serviço o gerador ligado ao cabo em questão.

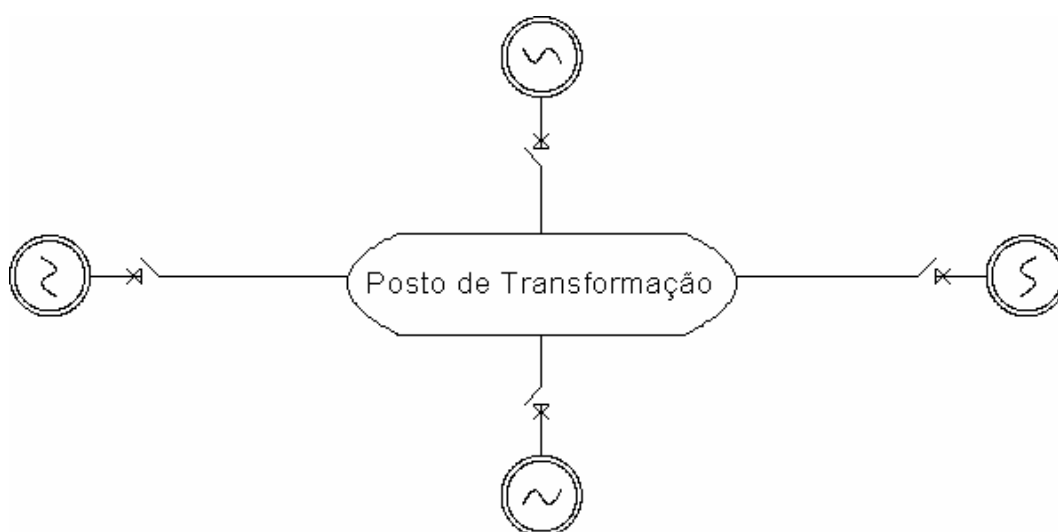


Figura 12 – Ligação independente por gerador, cabo dedicado por gerador

Com o aumento das capacidades de geração *offshore* a necessidade de subestações elevadoras ganha importância. Este é um aspecto relevante uma vez que terá de ser construída uma plataforma propositadamente para englobar a subestação no aproveitamento, sobre a água ou submarina.

No lado da alta tensão da subestação serão de esperar valores de tensão elevados. A definição da ordem de grandeza destes valores está directamente dependente do tipo de aproveitamento em causa. A densidade de energia, as potências em jogo e as distâncias a vencer serão os elementos principais para a definição dos níveis de tensão a utilizar na rede *offshore*.

Para aproveitamentos de baixa densidade energética e potências totais instaladas relativamente baixas, como será o caso de alguns aproveitamentos das ondas ou correntes marítimas não se justificam níveis de tensão demasiado elevados. O objectivo é encontrar o nível de tensão normalizada que garante o óptimo económico, entre a diminuição de perdas e aumento de custos de equipamento resultante de maiores distâncias de isolamento. Para este tipo de aproveitamento, níveis de transporte na ordem dos 60 kV resultam numa boa solução de compromisso. No caso de parques eólicos *offshore* com níveis de potência instalada na ordem das centenas de MW os 60 kV deixam de ser uma boa solução do ponto de vista de perdas e quedas de tensão. Neste caso soluções

na ordem dos 130 kV, apesar de apresentarem maiores custos, deverão ser a solução a utilizar.

A densidade de potência instalada definirá a extensão da rede interna do parque. Como já foi referido anteriormente, para aproveitamentos da energia das ondas teremos extensões de rede que poderão chegar aos 5 km, o que justifica a utilização de níveis de tensão de 12 kV. Em qualquer um dos tipos de aproveitamentos discutidos a geração é feita em baixa tensão sendo necessário proceder à sua elevação para o nível de tensão da rede interna.

Em casos em que a potência de cada unidade de produção seja suficientemente elevada (maior que 2 MVA) será preferível utilizar um Posto de Transformação de Geração exclusivo, ficando as unidades de produção ligadas directamente ao Posto de Transformação de Transmissão através do nível de tensão de 12 kV. Em alguns tipos de tecnologias as unidades de geração tem espaço físico para albergar o posto de transformação de geração. Este é o caso do sistema Pelamis e Wavedragon, sendo esta uma solução integrada mais económica que a utilização de um Posto de Transformação de Geração externo. Nestes casos só será necessário um Posto de Transformação de Transmissão ligando a rede interna do parque com o cabo submarino de transmissão.

2.3. Sistemas de Transformação e conversão de energia

2.3.1. Transformação

Para se fazer a transmissão da energia gerada, até à rede terrestre é necessário proceder-se à elevação da tensão de geração com o objectivo de diminuir perdas e quedas de tensão, podendo deste modo vencer-se as distâncias até terra. A transformação poderá ser feita através de vários esquemas, com mais ou menos níveis de tensão e com ou sem rede interna do parque para colecta. Nas figuras seguintes serão apresentadas diferentes formas e configurações de forma a melhor compreender a transformação e posteriormente a transmissão de energia para terra.

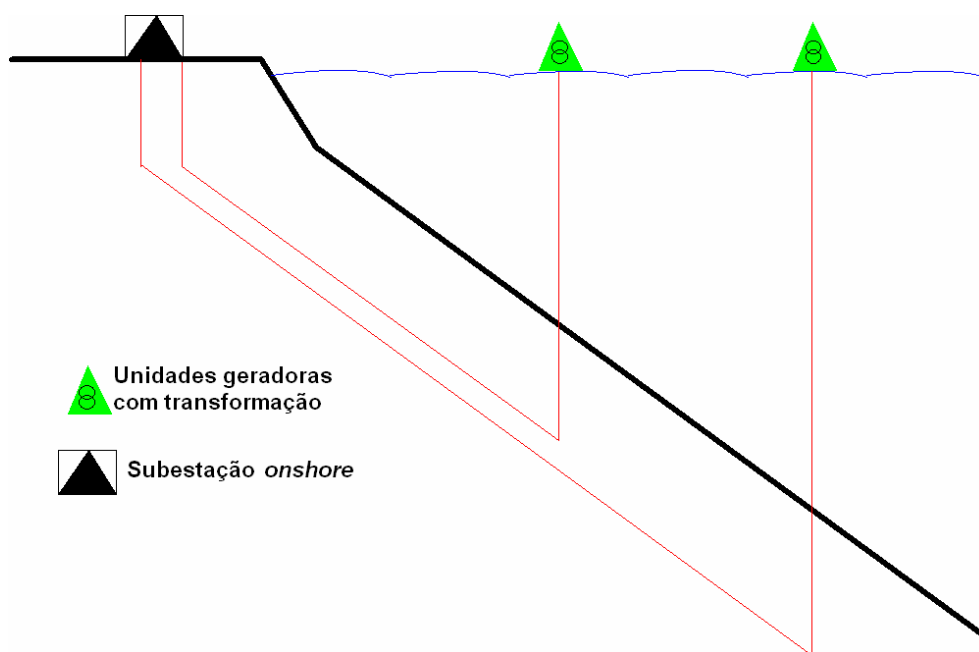


Figura 13 – Elementos geradores com transformação incluída no próprio sistema e transmissão directa para terra

Nestes casos, como o apresentado na Figura 13, cada gerador dos pontos de geração está directamente acoplado a um transformador que eleva a tensão de geração para níveis na ordem dos 30 kV, ligando cada gerador à subestação em terra, sendo assim possível vencer pequenas distâncias transmissão, na ordem da

dezena de quilómetro. Neste tipo de configuração cada gerador produz energia capaz de justificar a utilização de um transformador, directamente ligado aos seus terminais. Devido às limitações de distância este género de parque não poderá estar muito afastado da costa.

Do ponto de vista económico esta configuração apresenta custos elevados pois é necessário colocar um cabo submarino por ponto gerador, tornando a solução inviável do ponto de vista económico.

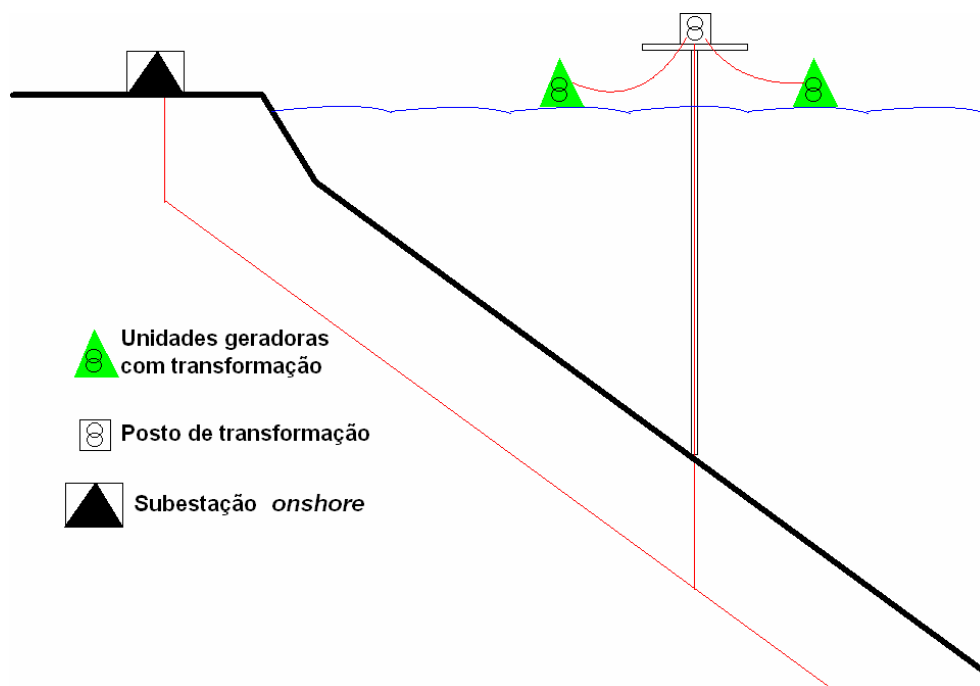


Figura 14 – Elementos geradores ligados ao um posto de elevação montado numa plataforma fixa

Neste caso, como o apresentado na Figura 14, cada ponto gerador tem acoplado um transformador elevador, que eleva a tensão para valores na ordem os 12 kV. Posteriormente cada transformador dos pontos geradores liga ao transformador do posto de elevação montado na plataforma fixa onde se colecta toda a geração do parque e se procede à elevação da tensão para valores de transporte de acordo com a distância a vencer e potência a transmitir. Dependendo da potência a transmitir e da distância a vencer a tensão de transporte poderá ir dos 60 kV aos 150 kV.

Esta solução também poderá ser utilizada no caso de parques com elementos geradores sem capacidade para albergar um transformador elevador. Neste caso é colectado na plataforma com o posto de transformação toda a geração em baixa tensão, sendo posteriormente elevada a tensão para transporte. Esta situação limita a dimensão do parque pois a área de colecta não é tão abrangente como no caso de pontos geradores com transformação. De modo a não limitar a área do parque devido à curta distância que se pode percorrer em baixa tensão deverá criar-se um conjunto de plataformas capaz de colectar toda a geração dentro de padrões de qualidade aceitáveis.

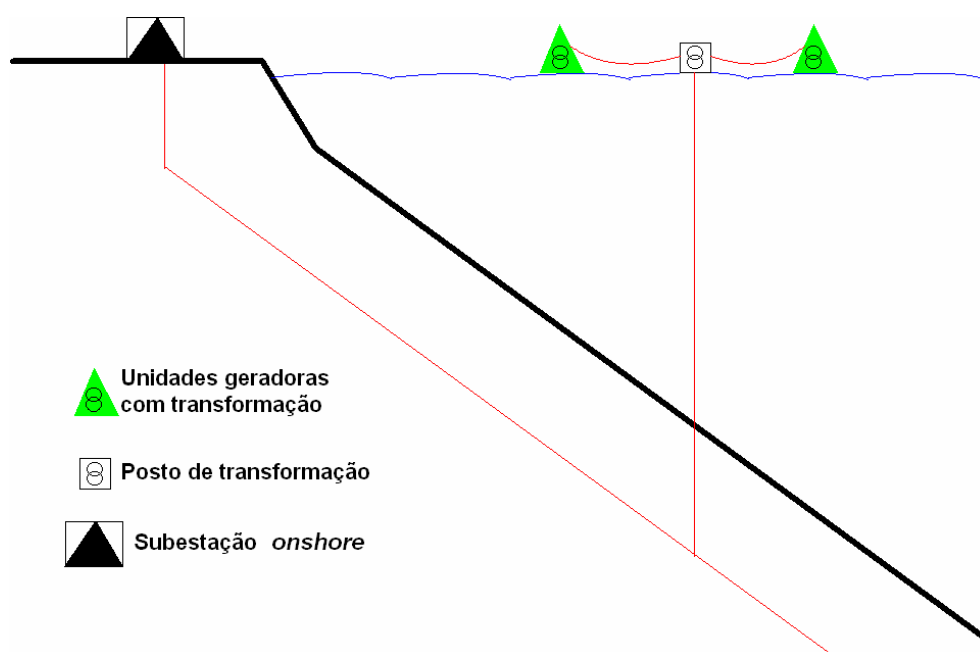


Figura 15 - Elementos geradores ligados ao um posto de elevação montado numa plataforma flutuante

O caso apresentado na Figura 15 tem as mesmas funções e formas de aplicação da solução apresentada na Figura 14 com a diferença do posto de transformação não estar localizado numa plataforma fixa, mas sim numa plataforma flutuante. Esta solução poderá ser implementada de duas formas, o posto de transformação poderá estar instalado na estrutura de um dos geradores ou ser uma unidade flutuante autónoma dos sistemas de geração.

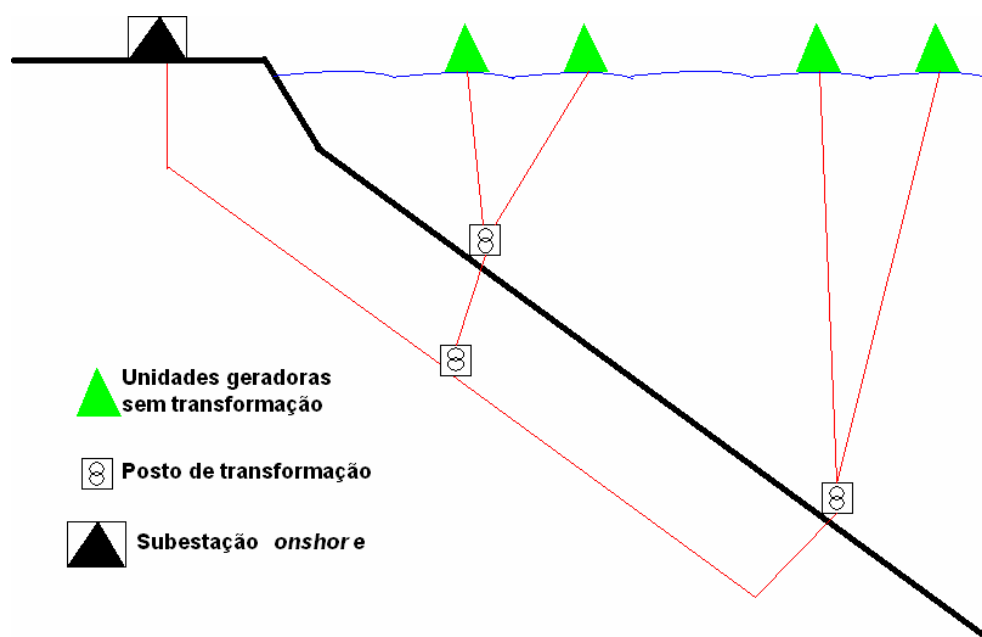


Figura 16 – Elementos geradores sem transformador, ligados a postos de transformação de geração e posteriormente a um posto de transformação de transmissão

Como a própria descrição indica, no caso da Figura 16, os pontos geradores não têm a capacidade de albergar um transformador. Neste caso deverá fazer-se a colecta da geração em baixa tensão e dado os limites de distâncias a vencer, será necessário utilizar vários pontos submarinos de transformação (de geração) para se fazer a colecta em baixa tensão. Desta forma não se limita a área do parque. Cada um destes pontos submarinos de transformação de geração incorpora um transformador de capacidade média (até 3 MVA), sendo necessário aglomerar todos os pontos de colecta de geração num só nó e a partir desse ponto fazer-se o transporte.

Na Figura 16 os pontos geradores ligam ao seu posto submarino de transformação de geração da sua área, onde a tensão é elevada para 12 kV. Em seguida cada um dos postos submarinos de transformação de geração liga ao posto submarino de transformação de transmissão onde se eleva a tensão para os 60 kV diminuindo-se as perdas de transmissão até terra.

A grande vantagem deste tipo de parque é a possibilidade de se utilizar formas de geração com diferentes tensões de geração, aglomerando-se os pontos

geradores por tipo de geração. Neste caso cada posto submarino de transformação de geração tem a sua tensão primária definida para o valor do conjunto de geradores aos quais está ligado.

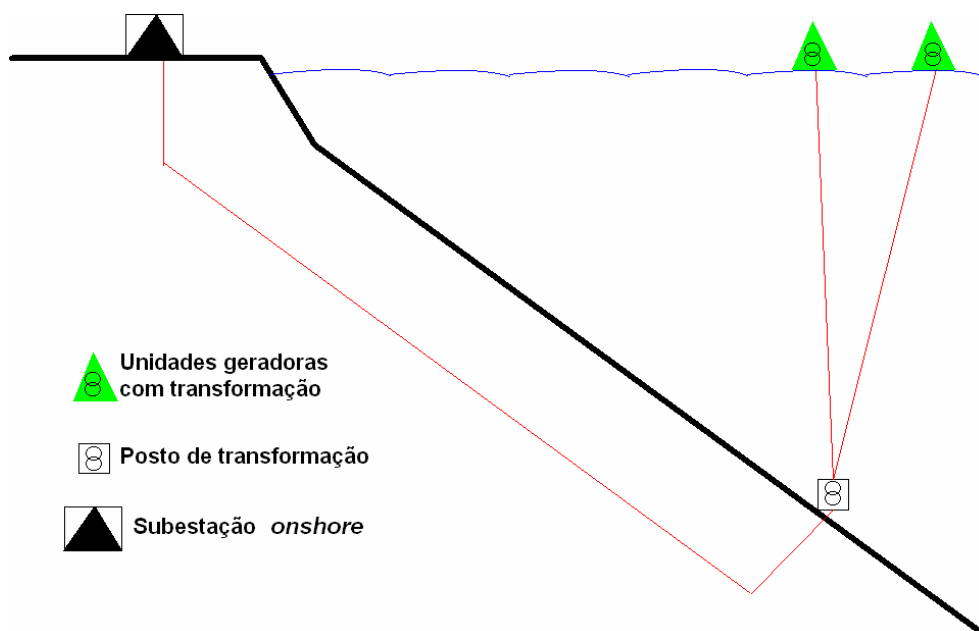


Figura 17 - Elementos geradores com transformador, ligados um posto de transformação de transmissão

O solução apresentada na Figura 17 é muito semelhante à anterior diferindo apenas no facto dos pontos geradores poderem englobar um transformador elevador. Nesta caso será apenas necessário utilizar um tipo de posto submarino de transformação para se elevar a tensão para valores na ordem dos 60 kV para se proceder à transmissão da geração até terra.

Uma vez que a colecta é feita em média tensão (12 kV) a área abrangida por um postos submarino de transformação é substancialmente superior à anterior, rondando os 15 km² tornando um só posto submarino de transmissão suficiente para todo o parque, não sendo necessário recorrer a postos submarinos de transformação de geração.

Todos os tipos de postos de transformação apresentados nos *layouts* anteriores incluem no mesmo módulo sistemas integrados de transformação, protecção, medição e controlo.

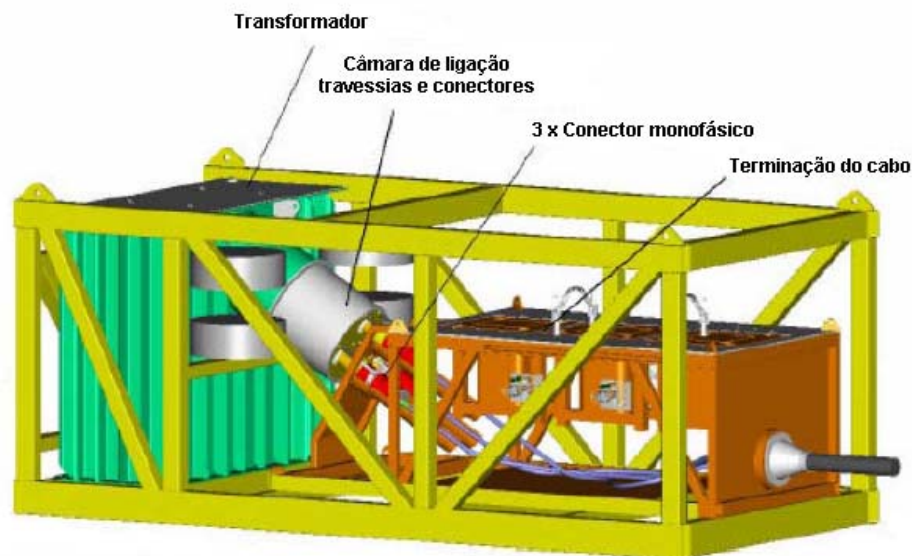


Figura 18 – Exemplo de uma estrutura com um transformador submarino com uma ligação de 145 kV [9]

Uma outra solução para transformação, em alternativa às soluções de postos submarinos de transformação apresentados nas figuras anteriores seria solução da Figura 18, constituída por módulos separados para cada função (módulo de corte e protecção, módulo de transformação mediação). Esta solução apresenta o inconveniente de não englobar na mesma estrutura os sistemas de corte, protecção e controlo necessários para a exploração de um parque *offshore*, necessitando de um maior número de conexões submarinas, para interligar os módulos, encarecendo a solução.

A necessidade de transformadores nas próprias máquinas geradoras está dependente da tensão de geração, da potência de geração, do tipo de geração e da disposição do parque, justificando-se quando a potência de geração por unidade é suficientemente elevada. Na generalidade dos casos de geração *offshore* a baixa tensão impera como nível de tensão na produção. Dependendo dos níveis de potência em jogo poderá justificar-se a utilização de um transformador directamente ligado ao gerador com o objectivo de elevar os níveis de tensão para valores adequados ao transporte. Por outro lado a grande maioria dos

aproveitamentos das ondas apresentam baixos níveis de potência, que não justificam a utilização de um transformador por ponto gerador. Nestes casos é preferível aglomerar os aproveitamentos por conjuntos de pontos geradores de modo a perfazer a potência do transformador, tirando o máximo de aproveitamento do investimento. A escolha do transformador e dos seus níveis de tensão está directamente ligada às distâncias a vencer e aos níveis de potência em jogo.

Devido à característica dispersa da produção e devido à distância à costa das produções individuais dos aproveitamentos de energia das ondas, serão necessárias redes de cabo submarino internas para colecta da produção, e cabos submarinos para transporte da energia para terra. Como já foi referido anteriormente estas redes terão níveis de tensão adequados à potência a transmitir e distância a transpor. É neste ponto que surge a necessidade dos Postos de Transformação Submarinos (P.T.S.), que podem ser Postos de Transformação Submarinos de Geração (P.T.S.G.) e Postos de Transformação Submarinos de Transmissão (P.T.S.T.), que serão objecto de estudo desta tese. Os P.T.S.G. têm como função elevar o nível de tensão da geração para o nível de tensão da rede interna do parque. Os P.T.S.T. têm como função elevar o nível de tensão da rede interna do parque para um nível de tensão de transmissão. Mais adiante será discutida em detalhe a estrutura das redes eléctricas destes sistemas.

Existem poucos casos de explorações *offshore* que possam ser referidos. Em geral os casos existentes de subestações *offshore* resumem-se a parques eólicos *offshore*. Sobre este tipo de aplicações é de referir o caso do parque de Danish Horns Rev [10] no qual foi construída a subestação numa plataforma tripé. Esta subestação encontra-se no interior de um edifício de aço com uma superfície aproximada de 20 x 28 m colocado 14 m acima do nível da água do mar. Entre outra aparelhagem esta plataforma alberga:

- O disjuntor de 36kV;
- O transformador elevador 36/150 kV;
- O disjuntor de 150 kV;
- Equipamento e instrumentação de controlo e comunicação;
- 1 Gerador diesel de emergência, incluindo 2 x 50 t de combustível;

- Um equipamento de extinção de incêndios baseado em água do mar;
- Zonas para serviços e estadia do pessoal de exploração;
- Pista de helicóptero;
- Grua;
- Barco de salvamento;

Para menores gamas de potência existem, em fase de estudo, outras alternativas técnicas baseadas em postos de transformação submarinos. Como referido na introdução da tese encontra-se em fase de estudo um projecto (Have Hub) com o objectivo de permitir ligar a um mesmo ponto um conjunto de produção *offshore* disperse facilitando o transporte da geração até terra. Este Wave Hub permitirá criar uma rede *offshore* a cerca de 12 a 15 km da costa.

2.3.2. Sistemas de transmissão de energia (*offshore*)

Dependendo da potência de cada gerador e da potência total do parque, existirão mais ou menos níveis de interligação dentro do parque, a tensões diferentes. O número de níveis de interligação e respectivas tensões é definido pela relação entre investimento e perdas. A tensão mínima de interligação dos diversos pontos de geração está limitada pela capacidade de corrente dos cabos. Utilizando baixas tensões as perdas crescem obrigando ao uso de cabos em paralelo e por outro lado subindo as tensões aumenta o preço dos equipamentos bem como as distâncias de isolamento e consequentemente a necessidade de espaço disponível [11].

A partir de determinados valores de potência, cerca de 500 MW ou superior e distâncias a terra elevadas, a corrente alternada deixa de ser uma solução viável para a transmissão de energia devido às excessivas correntes capacitivas injectadas pelo cabo. O âmbito desta tese limita-se a aproveitamentos *offshore* com potências inferiores a 50 MVA, pelo que será apenas considerada a solução de transmissão AC, com níveis de tensão inferiores a 72,5 kV.

As redes internas e as redes de transmissão dos aproveitamentos *offshore* terão que ser constituídas por cabos submarinos instalados no leito do oceano.

Neste tipo de instalação é muito vantajoso a utilização de cabos de potência com a inclusão no mesmo cabo de um cabo de fibra óptica, junto dos condutores de potência, para a passagem de dados e ordens de comando. Desta forma reduz-se o estudo e instalação da rede interna do parque e de transmissão à colocação de um só cabo com dupla funcionalidade, transportar a energia gerada e informação/comandos de controlo necessários.

A título de exemplo é apresentado na figura seguinte um cabo submarino de 66 kV com um condutor de fibra óptica junto dos condutores de potência.

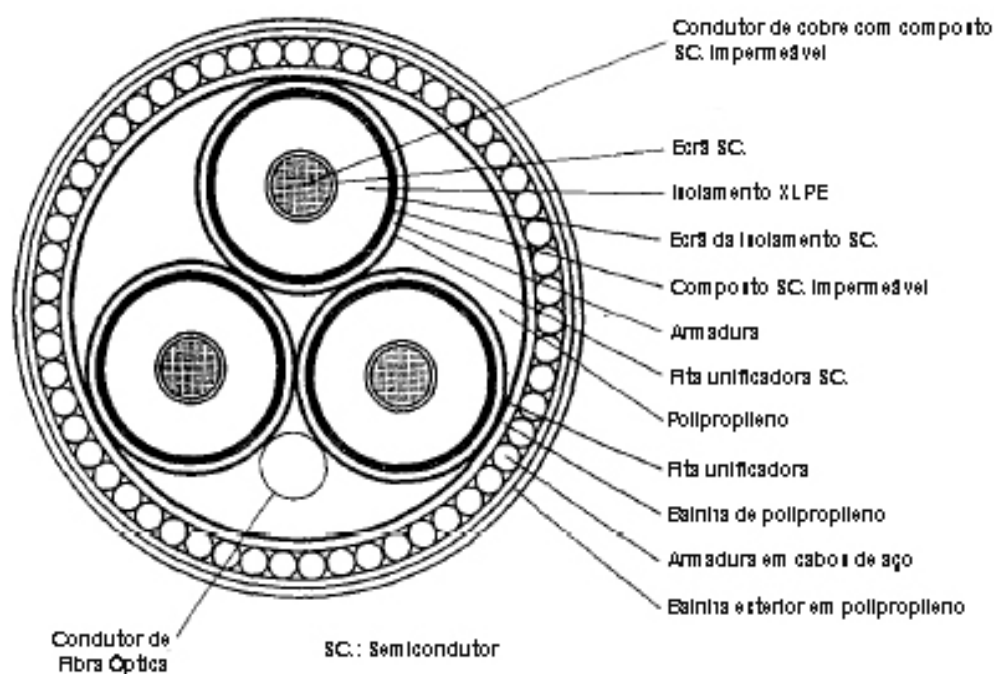


Figura 19 – Cabo Submarino XPLE de 66 kV [12]

A instalação destes cabos envolve equipamento bastante complexo que será apresentado ao longo do capítulo 3.

Apesar deste tema ser desenvolvido no capítulo 3 será importante apresentar de uma forma muito sucinta os passos a percorrer para a instalação dos cabos submarinos.

A instalação dos cabos submarinos inicia-se pela limpeza do fundo do oceano e estudo da rota planeada para o cabo. Ultrapassado este passo inicial passa-se à instalação do cabo, neste ponto procura-se fazer todas as operações

necessárias simultaneamente ou seja colocação e enterramento ao mesmo tempo, abre-se a vala, coloca-se o cabo e cobre-se o cabo. Depois de colocado o cabo é estudado o impacto do mesmo e verificada a profundidade de colocação. Nos locais onde o cabo não se encontra enterrado é necessário construir-se estruturas de protecção.[12]

A função dos cabos submarinos é transportar a energia gerada até terra, nesse sentido será importante definir algumas características dos cabos submarinos para melhor se perceber a sua influência neste trabalho. Do ponto de vista de capacidade de corrente os cabos submarinos apresentam as mesmas características dos cabos usados em terra. No entanto existem algumas diferenças, a armadura dos cabos trifásicos submarinos são constituídas por fios de aço e a armadura dos cabos monofásicos é não magnética. No que diz respeito à colocação dos cabos, estes podem ser instalados separados ou juntos. Quando os cabos estão mais próximos as perdas são menores e quando estão mais afastados apesar de se diminuir a transmissão de calor entre cabos aumentam as perdas na armadura. As correntes induzidas na armadura podem atinjam valores perto da corrente do próprio condutor.[13]

Com o objectivo de ilustrar a capacidade de transmissão dos cabos submarinos em função da secção na figura seguinte serão apresentados as correntes nominais dos cabos submarinos.

Tabela 1 - Capacidade de corrente de cabos submarinos em função da secção**[13]**

Cabos trifásicos XLPE 10-90 kV		
Secção (mm ²)	Alma condutora em cobre	Alma condutora em alumínio
	A	A
95	300	235
120	340	265
150	375	300
185	420	335
240	480	385
300	530	430
400	590	485
500	655	540
630	715	600
800	775	660
1000	825	720

No anexo I são apresentadas as características de diversos tipos de cabos submarinos.

2.4. Sistemas de protecção e ligação

O próprio sistema de geração terá a sua aparelhagem de corte e protecção.

No entanto, aparelhagem de corte e protecção principal estará nos postos de transformação. Qualquer que seja o tipo de posto de transformação (submarino ou de superfície) a aparelhagem estará contida num invólucro estanque, protegendo-se do ambiente agressivo que a rodeia. O meio isolante do interior dos invólucros poderá ser um gás inerte (ex. SF₆) ou vácuo, sendo importante a ausência de humidade para evitar a condensação. Por esta razão este tipo de aparelhagem não difere dos equipamentos convencionais. Estes aparelhos já foram testados e deram provas do seu bom funcionamento assim como já foram analisados todos os aspectos económicos de modo a minimizar os seus custos de fabrico maximizando a sua fiabilidade. Utilizado a mesma aparelhagem haverá uma uniformização do dimensionamento e operação dos equipamentos.

Apesar das soluções, standard, descritas no parágrafo anterior é importante mencionar que é possível utilizar-se uma solução por módulos, separados em diferentes invólucros submarinos. Nesta solução a aparelhagem estaria distribuída por função, sendo confinada a um módulo, não sendo necessariamente obrigatório englobar toda a aparelhagem (corte, protecção, medida e transformação) no mesmo módulo, utilizando-se conectores submarinos para interligar os diferentes módulos. Existem soluções de aparelhagem de protecção para aplicações submarinas sem necessidade de invólucro exterior como o caso apresentado na Figura 20.

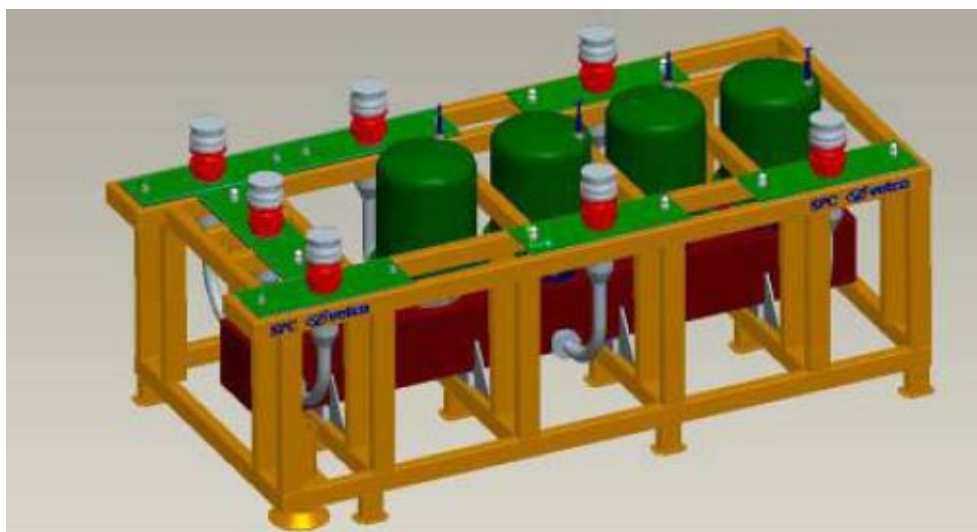


Figura 20 – Disjuntores submarinos 24 kV / 500 A [9]

A disponibilidade de espaço é outra das condicionantes de colocar o equipamento em invólucros submarinos. A aparelhagem de corte isolada a SF₆ é a solução que melhor se adequa a este ambiente pelas suas reduzidas dimensões. Tendo sempre em mente a minimização de espaço, neste tipo de redes, será preferível utilizar disjuntores para desempenhar simultaneamente a função de corte e protecção. Assim, excluindo a aparelhagem de baixa tensão a escolha recai sobre disjuntores em celas blindadas cheias a SF₆ para isolamento, diminuindo as distâncias e dimensões.

Um importante requisito da aparelhagem de corte e protecção é a possibilidade de ser telecomanda de modo a permitir a exploração dos parques *offshore* à distância, por essa razão toda a aparelhagem escolhida deve estar equipada com controlo remoto.

Para além da aparelhagem de corte e protecção será necessária aparelhagem de medida (transformadores de corrente e tensão) para monitorização da rede. Também esta aparelhagem de medida deverá ser colocada em celas por razões de organização de espaço e melhor isolamento. Uma das grandes vantagens da utilização de celas é a sua fácil colocação estabilização e fixação. O facto de os elementos activos (em tensão) estarem completamente isolados do ambiente exterior assegura uma maior capacidade de isolamento, facilidade de projecto e facilidade de construção uma vez que não será necessário estudar e projectar

estruturas para fixar a aparelhagem dentro dos postos de transformação. No caso da alta tensão (72,5 kV), dado que este será o ultimo nível do parque antes do transporte, a opção recai sobre disjuntores como peças soltas não inseridos em celas, devido à inviabilidade técnica e económica de celas para estes níveis de tensão.

Os equipamentos de conexão são essenciais para o projecto das ligações submarinas de parques *offshore*, sendo também um dos componentes mais caros e críticos dos postos de transformação submarinos. A grande dificuldade destes conectores é garantir a estanqueidade do sistema permitir conexão submersa. O número de fabricantes deste tipo de equipamentos, para os níveis de potência e tensão em estudo, é muito limitado devido ao escasso conjunto de aplicações a que estes sistemas são aplicados. Com intuito de melhor caracterizar e definir as soluções a adoptar nas conexões submersas são apresentados em 10 os sites dos fabricantes do conjunto de conectores que poderá ser utilizado no projecto dos Postos de Transformação Submarinos.

3. Configuração, construção e dimensionamento da rede Offshore

Este capítulo tem por objectivo descrever a instalação e todos os aspectos a considerar para o dimensionamento de uma rede *offshore*. Serão abordados aspectos como o desenho da rede os valores de potência em jogo e os níveis de tensão. Por fim serão apresentados os equipamentos necessários para instalar uma rede *offshore*.

A compactação dos equipamentos é um dos aspectos mais importantes dos sistemas *offshore*. Dada a escassez de espaço para a instalação dos equipamentos é necessário recorrer ao estudo de soluções para cada caso, no entanto para níveis de tensão inferiores a 36 kV é possível recorrer a aparelhagem “standard” (transformadores, celas, disjuntores, etc.).

As potências em jogo são o elemento decisivo para a definição de toda a estrutura eléctrica do aproveitamento, assim como a sua forma de ligação à rede terrestre.

3.1. Configuração

Os geradores geralmente são ligados através de uma rede radial, devido a dificuldades na instalação de cabos e equipamentos em derivação.

Este tipo de rede obriga a que cada gerador fique ligado a uma chegada do posto de transformação.

O número máximo de geradores em cada *saída* é determinado pela capacidade do cabo em questão. Devido aos limites de capacidade de transmissão dos cabos de baixa tensão (aproximadamente 0,6 MW para uma distância máxima de cerca de 0,6 km) só será viável ligar em baixa tensão ao mesmo cabo, em derivação, o máximo de quatro pequenos sistemas de 0,15 MW ou um único sistema com uma potência de geração inferior a 0,63MW. Para o caso de geração que tenham integrado o transformador será possível interligar pontos geradores através de uma rede de 12 kV que totalizem um máximo de 9 MVA distribuído ao longo de uma distância de 8,5 km (por exemplo nesta situação seria possível interligar, em derivação, 12 *Pelamis* com uma capacidade instalada por unidade de 0,75 MW).

Na eventualidade de uma falha do cabo o *feeder* será desligado e assim permanecerá até o defeito ser reparado. Os geradores a jusante do defeito ficarão fora de serviço até se proceder à reparação do troço defeituoso. [10]

No caso de ser possível instalar transformadores nos pontos geradores seria possível criar redundância na colecta através da interligação de *feeders*. Neste caso é possível uma configuração de malha, explorada em circuito aberto, entre

dois *feeders*, isto permitirá a reconfiguração da rede em caso de defeito, ficando o menor número de geradores possível fora de serviço. Para que este método funcione é necessário isolar o defeito, de modo atingir o objectivo de manter o maior número de geradores em funcionamento no caso da ocorrência de um defeito. Actualmente o custo associado a um defeito, neste tipo de aproveitamentos, é inferior aos custos do equipamento adicional necessário para assegurar a redundância de serviço. De modo a minimizar os defeitos, os cabos submarinos são enterrados a uma profundidade capaz de os proteger parcialmente de âncoras de navios e das fortes correntes marítimas.[10]

Os cabos que asseguram a ligação entre os aproveitamentos e a terra geralmente não têm qualquer redundância, deste modo um defeito no cabo equivale a uma perda total do parque. As consequências económicas desta perda serão enormes e para agravar a situação o tempo de reparação pode demorar meses, dependendo da disponibilidade e localização dos navios de reparação.[10]

Uma hipótese para evitar estes problema seria o uso de cabos de *backup* instalados noutra direcção da dos cabos principais. Para além dos elevados custos que esta alternativa acarreta, os requisitos do ponto de vista ambiental poderão não ser possíveis de alcançar inviabilizando a alternativa, não sendo possível seguir rotas diferentes da do cabo principal. [10]

3.2. Escolha das tensões de exploração

Para a transmissão em AC a escolha da tensão de funcionamento é definida pela relação de compromisso entre custo do cabo, perdas em exploração, quedas de tensão máximas, custo de construção de um posto de transformação *offshore* e custos dos níveis de isolamento mais elevados. A rede interna dos parques é tipicamente de média tensão, situando-se na gama de níveis de tensão entre 10 e 30 kV AC, requerendo transformadores para elevar a tensão de geração. Para pequenos parques *offshore* a energia gerada pode ser transportada num ou mais cabos de média tensão trifásicos. Cabos trifásicos submarinos do tipo XLPE a 33kV tem uma capacidade de 25 a 30 MW.[14]

De acordo as potências da instalação deverá escolher-se o nível de tensão interno do parque assim como o nível de transporte de modo a não ultrapassar os 5 % na queda de tensão. Para parques com baixos níveis de potência instalada até os 55 MVA não será necessário ultrapassar a barreira dos 60 kV (tensão máxima admissível de 72,5kV), considerando uma distância máxima a terra na ordem dos 40 km. Nas tabelas seguintes serão apresentados os limites técnicos dos cabos submarinos, para secções máximas de 300 mm², considerando uma queda de tensão máxima de 5%.

Tabela 2 – Limites de potência (MVA) e distância (km), para a secção mínima, dos cabos submarinos

Tensão nominal / Máxima de Serviço (kV)	Corrente máxima correspondente à mínima secção (A)	Potência máxima a transportar, correspondente à mínima secção (MVA)	Distância máxima de transporte, correspondente à mínima secção (km)
0,5 / 1,0	153,00	0,13	0,22
0,7 / 1,0	153,00	0,19	0,31
10,0 / 12,0	153,00	2,65	4,43
15,0 / 17,5	153,00	3,98	6,64
20,0 / 24,0	182,00	6,30	10,18
30,0 / 36,0	214,00	11,12	17,13
45,0 / 52,0	262,00	20,42	28,78
66,0 / 72,5	300,00	34,29	47,48

Tabela 3 - Limites de potência (MVA) e distância (km), para a secção máxima, dos cabos submarinos

Tensão (kV)	Corrente máxima correspondente à máxima secção (A)	Potência máxima a transportar, correspondente à máxima secção (MVA)	Distância máxima de transporte, correspondente à máxima secção (km)
0,5 / 1,0	530,00	0,46	0,45
0,7 / 1,0	530,00	0,64	0,63
10,0 / 12,0	530,00	9,18	8,85
15,0 / 17,5	530,00	13,77	12,80
20,0 / 24,0	530,00	18,36	16,84
30,0 / 36,0	530,00	27,54	24,03
45,0 / 52,0	530,00	41,31	34,69
66,0 / 72,5	530,00	60,59	47,92

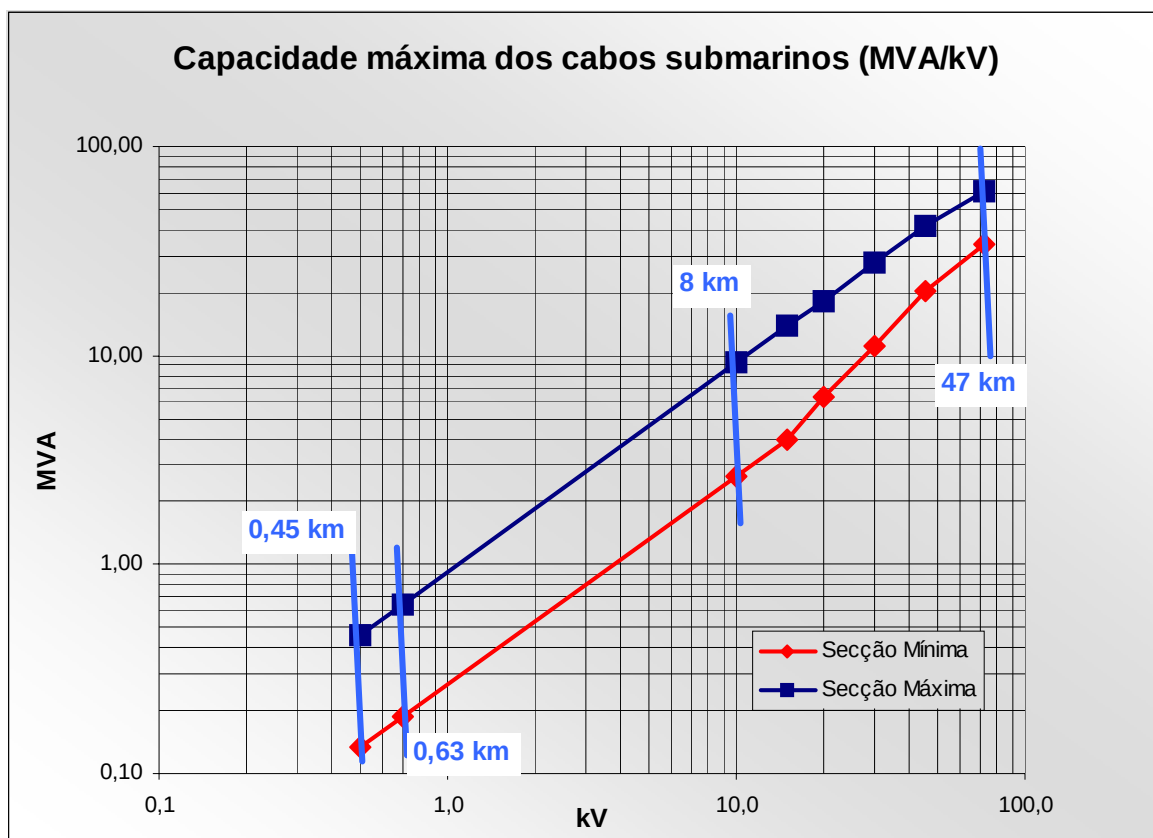


Gráfico 1 – Comparação dos limites de potência dos cabos submarinos em função da tensão e secção

Com estes limites de potência e distância dos cabos submarinos não será necessário ultrapassar o nível de tensão de 60 kV nos Postos de Transformação Submarinos a desenvolver ao longo deste trabalho uma vez que a sua potência não

ultrapassa os 30 MVA e a distância a terra é inferior a 43 km. Como referido anteriormente, para as potências e distâncias em jogo o nível de tensão máximo de transporte necessário fica imediatamente definido.

Para a tensão interna do parque, tendo em conta os baixos níveis de potência de geração dos aproveitamentos de energia das ondas e das marés, o nível de tensão nominal de 10 kV (tensão máxima 12 kV) é suficiente. Tendo em conta as condições do projecto desenvolvido neste trabalho a área abrangida pelos 12 kV corresponde a uma distância radial de 8,5 km que (por exemplo 40 Pelamis de 0,75 MW cada).

Esta definição dos níveis de tensão ainda é um estudo preliminar sendo necessário verificar as restrições de aparelhagem de protecção.

Para a transmissão em alta tensão um transformador elevador para alta tensão deverá ser instalado com o intuito de diminuir as perdas. Um cabo trifásico com uma tensão de funcionamento de 150 kV tem uma capacidade de 150 a 200 MW. Esta foi a alternativa utilizada no aproveitamento de Horns Rev, onde foi instalado o maior transformador de potência de alta tensão *offshore*. Esta elevação da tensão de transmissão pode eliminar o transformador elevador que seria instalado *onshore*. [14]

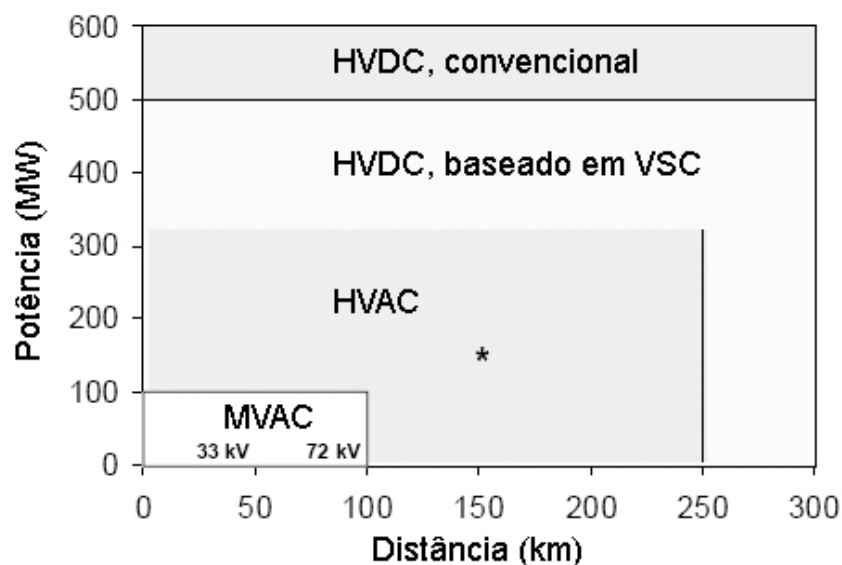


Figura 21 - Limites aproximados para as opções de tensão em função da potência e distância [14]

(*) Aproveitamento de Horn Rev (150 MW, 150 kV)

3.3. Construção da rede

A instalação de um cabo submarino pode atingir 1 a 3 vezes o custo do próprio cabo. Geralmente esta montagem é efectuada por um navio próprio para colocação de cabos. O equipamento entre outros elementos é constituído por uma mesa giratória, equipamento para aplicar a correcta tensão ao cabo, capacidade de posicionamento dinâmico para manobras precisas e uma unidade escavadora para a vala do cabo. No caso de distâncias de cabo que não podem ser fabricadas ou expedidas numa só bobine, uma sala preparada para o efeito é necessária para efectuar as uniões das diversas partes que constituem o cabo.[14]



Figura 22 - Um dos vários “abre valas” de cabo da Global Marine’s [14]

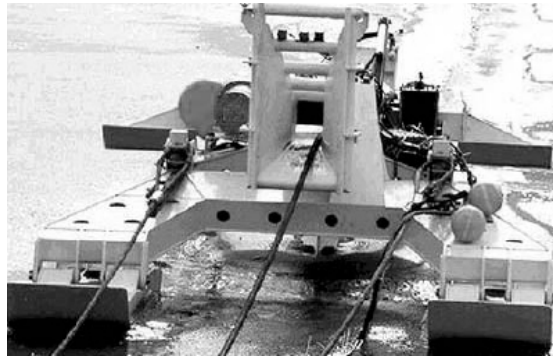


Figura 23 - Skagerrak navio de colocação de cabos submarinos (Nexans) [14]

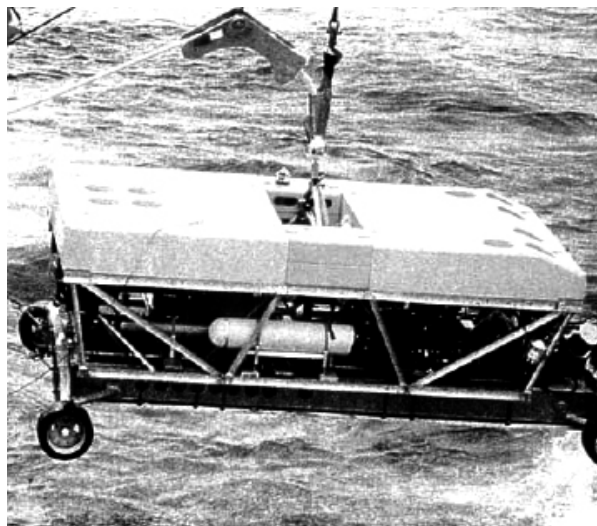


Figura 24 - CapJet da Nexans [14]

No passado os cabos submarinos tiveram taxas de avaria relativamente elevadas devido, principalmente, aos barcos de pesca de arrasto e às âncoras de todo o tipo de barcos pesados. Este tipo de problemas tem sido reduzido pelo aumento da profundidade de colocação dos cabos. Em zonas onde a força das ondas move as areias mais fundas é necessário aumentar a profundidade de colocação dos cabos de modo a evitar que estes se desloquem ou subam à superfície. A abertura de valas e colocação dos cabos é realizada por equipamentos como o “abre valas” de superfície ou como o “CapJet”, abre valas submarino. O “CapJet” é operado por telecomando utilizando um jacto de água para abrir a vala, “liquidificando” o fundo do oceano e simultaneamente enterrando o cabo. Em zonas rochosas são utilizadas máquinas equipadas com serras capazes de cortar a rocha e criar as valas para os cabos.[14]

Junto da costa ou em águas pouco profundas, como acontece em torno das fundações dos geradores, os equipamentos submarinos poderão encontrar grandes dificuldades para desempenhar as suas tarefas, podendo mesmo até não ser possível a sua utilização. Dependendo da actividade piscatória e movimento de barcos na zona do parque os cabos de ligações internas do mesmo poderão estar apenas pousados no fundo do oceano, não sendo necessário serem enterrados em valas, deste modo poderão ser colocados através de barcas ou guindastes.[14]

O espaçamento entre cabos é um ponto importante a ter em consideração neste tipo de instalações. Do ponto de vista eléctrico, o caso AC é vantajoso dado que aproxima o máximo possível os cabos. Uma vez que as correntes induzidas aumentam com a distância entre cabos, procura-se diminuir ao máximo a distância entre cabos, no entanto é imprescindível entrar em consideração com as distâncias mínimas para arrefecimento. No caso DC aplicam-se as mesmas considerações, com o objectivo de diminuir os campos magnéticos. Em terra os cabos AC normalmente são dispostos com 1 m entre eles, em instalações *offshore* essa distância aumenta para 20 m. Dada a dificuldade que existe em garantir uma colocação precisa dos cabos são necessários afastamentos da ordem dos referidos 20 m de modo a evitar que os cabos se cruzem. A última condição é imposta pelas restrições para reparação. Quando um cabo é reparado, a secção defeituosa é removida sendo ao mesmo tempo remexida toda a zona em torno dessa secção,

não podendo afectar os restantes cabos. Uma secção superior à defeituosa é soldada ao cabo e enviada novamente para o fundo do oceano, não podendo cruzar nenhum dos cabos existentes.[14]

De modo a avaliar os requisitos estruturais para a colocação é necessário fazer um levantamento das marés, correntes, decomposição biológica e actividade sísmica da área onde se colocará o cabo.[14]

O primeiro passo na colocação dos cabos submarinos é o estudo do leito do oceano, irregularidades demasiado pronunciadas no terreno são propícias a geração de pontos de esforço e posteriormente de defeito nos cabos submarinos.

No caso de um cabo ficar com uma catenária quando colocado num leito oceânico irregular existe uma forte probabilidade de defeito devido à fadiga, por vibração e oscilação devido às correntes marítimas. No entanto existem estudos que definem as catenárias máximas para estas situações.

Outros pontos importantes que deverão ser estudado para se definir a instalação dos cabos são a existência de sismos, deslizamentos de terra, deslizamento de pedras e actividade piscatória. Nestes casos os cabos devem ser enterrados a uma profundidade de instalação que garanta a sua protecção física. Caso o enterramento não resolva satisfatoriamente o problema pode-se recorrer a tubos metálicos a envolver o cabo, criando-se uma envolvente de cimento em torno da vala ou enchendo a vala de gravilha e finalmente com terra.[15]

4. Dimensionamento e projecto do posto de transformação submarino

Ao longo deste capítulo será identificado e introduzido o projecto que esta tese se propõe desenvolver. Serão definidos os diferentes tipos de Postos de Transformação Submarinos e caracterizados os níveis de potência e tensão.

Neste capítulo será descrito o sistema eléctrico de um aproveitamento *offshore* para unidades geradoras de pequena e média dimensão. Este tipo de sistemas destina-se a ser aplicado a aproveitamentos de energia das ondas e correntes submarinas. Ao longo do capítulo apresenta-se:

- a caracterização do âmbito de aplicação do sistema;
- a definição da topologia do sistema e dos diversos níveis de tensão associado às várias sub-redes (rede de colecta de geração, rede interna e rede de transmissão);
- os critérios de escolha do regime de neutro;
- o tipo de ligação dos enrolamentos dos transformadores elevadores;
- a descrição dos Postos de Transformação entre as sub-redes;

4.1. Aplicação dos Postos de Transformação Submarinos

Apesar de ser aplicável a qualquer tipo de aproveitamento *offshore* é nos aproveitamentos de energia das ondas e correntes marítimas que os postos de transformação submarinos ganham relevância. Esta preponderância assenta nas vantagens relacionadas com o menor impacto de uma estrutura submersa quando comparada com uma estrutura à superfície, menor exposição às agressões ambientais da superfície marinhas e localização mais adequada como nó de conexão da rede, evitando-se esforços físicos nos cabos devido às catenárias. Por estas razões optou-se por configuração do tipo apresentado na Figura 16 em que se admite que os elementos geradores não têm transformação sendo directamente ligados a postos de transformação de geração e posteriormente a um posto de transformação de transmissão.

Seguindo esta motivação, a presente perspectiva visa desenvolver uma solução para a criação de postos de transformação submarinos. O estudo realizado foi orientado no sentido dos aproveitamentos de energia das ondas e das correntes marítimas, devido à grande quantidade e dispersão dos pontos produtores. Para aproveitamentos eólicos *offshore* pode também utilizar-se postos de transformação submarinos, mas neste caso terão de ser dimensionados para maiores níveis de potência e tensão.

4.2. Caracterização da topologia do sistema, áreas de serviço e níveis de tensão

Para definir e dimensionar electricamente o posto de transformação é necessário conhecer os níveis de tensão e potência em jogo das redes, estando dependente da dispersão das unidades produtoras, das suas potências individuais e das distâncias entre unidades geradoras geradores, P.T.S. e distância à costa.

O tipo de aproveitamentos de energia das ondas é caracterizado pela grande dispersão, elevada quantidade de pontos produtores e baixos níveis de tensão/geração de energia por unidade geradora. Este tipo de parque *offshore* deverá ser constituído por grandes quantidades de pequenas unidades produtoras. Tendo em conta estas condições é necessário desenvolver um elemento, que será denominado Posto de Transformação Submarino de Geração, capaz de colectar a energia produzida nos pontos geradores que não incorporam um transformador elevador. Estes P.T.S.G. estarão ligados aos Postos de Transformação Submarinos de Transmissão que finalmente farão a ligação à rede *onshore*.

A Figura 25 mostra a topologia do sistema eléctrico idealizado nesta tese para esta aplicação. No P.T.S.G. a geração em baixa tensão, com uma gama de potências entre 0,15 MVA e 0,75 MVA, é conectada a um transformador elevador de 3,15 MVA, elevando a tensão para 12 kV. Com este nível de tensão é possível alcançar, para a rede interna do parque, um bom compromisso entre níveis de isolamento e perdas aceitáveis cobrindo uma área de parque de aproximadamente de 45 km². A área de serviço do P.T.S.G. será no máximo 2,8 km² para uma tensão de 0,5 kV ou 3,9 km² para uma tensão de 0,7 kV, sendo estas as possíveis tensões de geração. O P.T.S.T. foi dimensionado para uma potência máxima de 30 MVA o que leva, segundo o procedimento descrito em 3.2, utilizando secções de cabo aceitáveis (120 mm²) a escolher um nível de tensão, para o transporte, de 60 kV. Com este nível de tensão é possível atingir distância à rede *onshore* na ordem dos 40 km cumprindo com o limite máximo de queda de tensão de 5%.

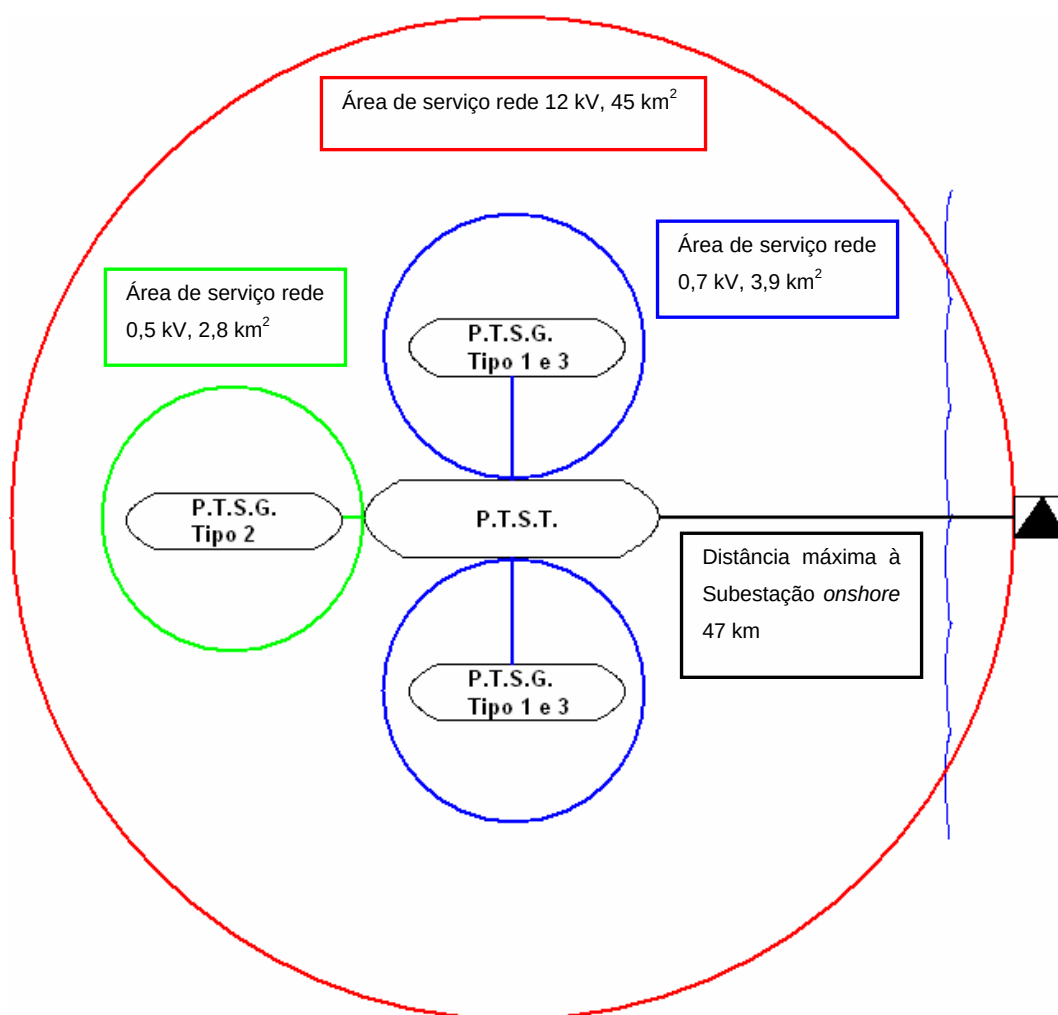


Figura 25 – Áreas de serviço dos Postos de transformação submarinos

Uma vantagem da utilização desta configuração de rede, relativamente à configurações apresentada na Figura 13, é a possibilidade de se utilizar um transformador de maior capacidade e com maior factor de utilização. No caso dos pontos geradores poderem incorporar transformadores os Postos de Transformação Submarinos de Geração não serão necessários sendo o caso da Figura 17, mas mantendo-se as opções de dimensionamento do P.T.S.T..

4.3. Escolha do Regime de Neutro

A escolha de regime de neutro depende dos níveis de tensão utilizados, do tipo de defeitos que poderão surgir no sistema eléctrico, da fiabilidade exigida ao sistema e dos custos de investimento e operação inerentes a cada tipo de regime de neutro.

Nas redes eléctricas será possível optar por 3 tipos de regimes de neutro, rede com neutro directamente ligado à terra, neutro isolado e rede com neutro impedante. No caso de neutro directamente ligado à terra e do neutro impedante seria necessário utilizar um conector dedicado para a passagem do condutor de neutro para o eléctrodo de terra. No caso de Postos de Transformação submarinos estes dois tipos de regime de neutro implicam investimentos significativos em conectores. Para além disso existe dificuldades adicionais relacionadas com a corrosão dos eléctrodos de terra, requerendo uma substituição periódica que resulta em elevados custos de manutenção devidos à inacessibilidade dos locais em que estes postos são instalados. O regime de neutro isolado é uma solução atractiva que evita o investimento em conectores e evita os custos de manutenção e substituição dos eléctrodos de terra. No entanto quando um sistema em regime de neutro isolado fica sujeito a um c.c. fase-terra, embora as correntes de defeito seja baixas por não existir fecho do circuito homopolar, passam a existir sobretensões entre as fases sãs e entre as fases sãs e o neutro. No caso de um defeito fase-terra o potencial do ponto neutro fica com valores em relação à terra na ordem de grandeza da tensão simples, nas fases sãs as tensões pode atingir a ordem de grandeza da tensão composta relativamente ao ponto neutro.

Estas sobretensões têm implicações directas na escolha e dimensionamento dos isolamentos da aparelhagem de protecção e transformação, assim como nos níveis de isolamento dos próprios cabos. Para se poder operar a rede em regime de neutro isolado será necessário adicionar aos disjuntores, que protegem a instalação contra curto-circuitos, um módulo com relés de protecção de tensões homopolares. Este módulo terá por objectivo detectar defeitos fase-terra de elevada impedância e baixas correntes de curto-circuito, características das redes de neutro isolado.

Como referido, este regime de neutro poderá implicar o aumento do nível de isolamento dos elementos da rede *offshore* para valores superiores aos necessários em regime de neutro ligado à terra. Por se optar por este tipo de regime de neutro, todos os equipamentos de rede, incluindo as unidades geradoras a ligar aos P.T.S. deverão estar dimensionados para suportar no ponto de neutro a tensão simples e para suportar a tensão composta nos isolamentos entre fase e ponto neutro.

Devido à longa distância a percorrer pelo cabo de conexão do parque *offshore* à rede *onshore* e uma tensão nominal superior, optou-se por um regime de neutro ligado à terra, com o objectivo de melhor proteger a rede contra as sobretensões. Neste caso os curto-circuitos fase-terra serão detectados com facilidade pelos relés de máximo de corrente homopolar, actuando as protecções da linha.

4.4. Tipo de ligação dos enrolamentos dos transformadores

A escolha da ligação dos enrolamentos do transformador em estrela ou triângulo está dependente dos níveis de tensão, corrente em jogo e da escolha do regime de neutro. Para a rede *offshore* em estudo optou-se pela configuração de enrolamentos apresentada na Figura 26.

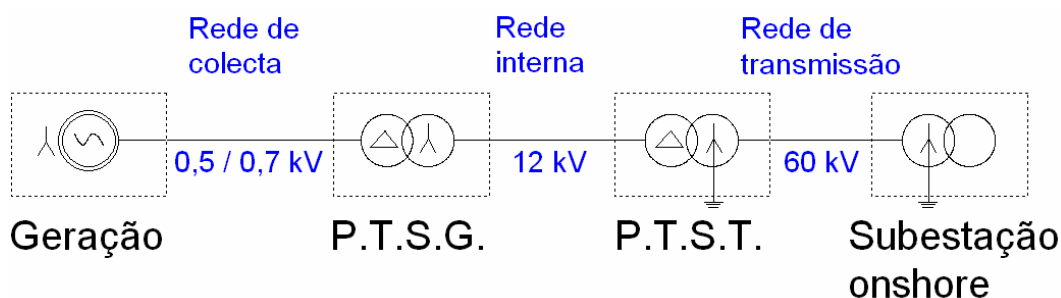


Figura 26 – Grupos de ligação da rede interna do parque e da rede de transmissão

Optou-se, para o transformador do P.T.S.G., por uma ligação em triângulo na baixa tensão, por ser uma ligação mais económica para enrolamentos de alta corrente e baixa tensão e porque não existe neutro na rede de captação. Um outro factor que influencia a escolha da ligação em triângulo para o lado da geração,

relativamente a uma solução de estrela sem neutro, é a garantia de uma melhor simetria de correntes por fase, no caso de um curto-circuito assimétrico. Para o enrolamento de alta tensão, do transformador do P.T.S.G., optou-se por uma ligação em estrela com neutro isolado, uma vez que esta ligação é mais económica para enrolamentos de alta tensão, por ter uma menor necessidade de espiras uma vez que a tensão entre os terminais do enrolamento é a tensão simples e o ponto neutro está acessível.

À imagem do P.T.S.G. optou-se, para o transformador do P.T.S.T., por uma ligação em triângulo na baixa tensão, por ser uma ligação mais económica para enrolamentos de alta corrente e baixa tensão e porque não existe neutro na rede interna do parque. Para além das razões apresentadas a escolha da ligação em triângulo para o lado da baixa tensão, relativamente a uma solução de estrela sem neutro, é a garantia de uma melhor simetria de correntes por fase, no caso de um curto-circuito assimétrico. Para o enrolamento de alta tensão, do transformador do P.T.S.T., optou-se por uma ligação em estrela com neutro ligado à terra, uma vez que esta ligação é mais económica para enrolamentos de alta tensão, por ter uma menor necessidade de espiras uma vez que a tensão entre os terminais do enrolamento é a tensão simples e o ponto neutro está acessível. Uma outra razão que levou à escolha desta ligação para a alta tensão deve-se à necessidade de criar uma malha capaz de permitir a circulação de corrente homopolar sem que esta afecte a rede interna. Com o neutro ligado à terra no lado da alta tensão assegura-se a circulação da componente homopolar, na rede de ligação à subestação *onshore*, e por sua vez a conexão em triângulo na baixa tensão permite a circulação de corrente homopolar na linha de transmissão sem afectar a rede interna do parque.

4.5. Caracterização dos P.T.S.

Os P.T.S.G e P.T.S.T. são dimensionados e projectados tendo em consideração:

- Que deverão garantir uma elevada fiabilidade ao sistema;
- Que estão localizados em zonas de difícil acesso;
- Que deverão ser controlados e monitorizados remotamente;
- Que no caso de falha de comunicação deverão ser capazes de funcionar de forma autónoma;

Estas condições levam à preocupação de projectar um sistema com as seguintes características:

- Preocupação com a escolha de aparelhagem fiável e autónoma;
- Dimensionamento de transformadores que necessitem de muito baixa manutenção, se possível sem necessidade de manutenção durante todo o tempo de vida;
- Preocupação com a integração de um bom sistema de monitorização do estado dos equipamentos e transformadores;

Excluindo os transformadores e conectores submarinos todos os aparelhos estão confinados a celas ou armários. Estas celas e armários garantem a minimização de espaço ocupado e facilitam a instalação tornando todo o conjunto mais compacto e seguro. A procura de componentes “standard” foi uma constante ao longo de todo o estudo de modo a minimizar os custos. Foi possível enquadrar a aparelhagem de corte, medida, protecção e transformação do P.T.S.G. em soluções “standard” utilizando-se apenas uma assemblagem de soluções de equipamentos disponíveis no mercado. Para diminuir as dimensões da aparelhagem e suas distâncias de isolamento escolheram-se, sempre que possível, aparelhos inseridos em celas isoladas a SF6. Já para o transformador utilizado no P.T.S.T. foi estudada uma solução dedicada, tendo em conta que os níveis de potência e tensão necessitavam maior atenção de projecto do ponto de vista de minimização de espaço. Em qualquer dos dois tipos de Postos os invólucros e as ligações para o interior tiveram de ser estudados cautelosamente para uma solução final optimizada.

Um aspecto essencial para a viabilidade deste projecto é a característica do invólucro a utilizar, assim como as respectivas ligações. A espessura aumenta com a raiz cúbica da profundidade, sendo o aumento do custo do invólucro aproximadamente proporcional à profundidade. O custo do invólucro e os limites técnicos de resistência mecânica estão condicionados pelo diâmetro interior e pela profundidade a que este será colocado. Tendo em conta estas restrições e as características de localização dos aproveitamentos alvo, dimensionou-se a estrutura para uma profundidade de 50 m. A profundidade de funcionamento levanta questões relacionadas com as dimensões (comprimento e diâmetro) que se poderá atingir, levando-nos a escolher equipamento compacto a fim de minimizar o comprimento e diâmetro necessário.

Um outro factor importante a ter em conta será a corrosão, uma vez que a estrutura é estanque é possível utilizar material sem qualquer protecção especial para ambiente marinhos. Para se resolver este problema o aço (material eleito para a construção do invólucro) terá de ser tratado com produtos anti-corrosão de modo a garantir a sua durabilidade. Outra possível condicionante, facilmente contornável, será o problema da pressão interna. Para se evitar qualquer problema com o funcionamento da aparelhagem, que esta dimensionada para funcionar à pressão atmosférica, o invólucro será selado com uma pressão interior igual à pressão atmosférica. Assim será garantida a pressão interior perto de 1 atmosfera, variando marginalmente com a alteração de temperatura, devido à carga dos transformadores.

Foi dedicada particular importância ao meio a utilizar no interior da estrutura. Inicialmente foi considerado o ar, no entanto ao longo do estudo verificou-se que com a variação de temperatura surgiam problemas de condensação. Considerando que estamos perante aparelhos eléctrico deveremos escolher, como alternativa o ar seco ou o SF₆, um meio com maior capacidade dieléctrica e com uma temperatura de condensação muito afastada da temperatura interior da estrutura. Com o objectivo de preencher estes requisitos escolheu-se o SF₆, uma vez que possui uma temperatura de condensação negativa e uma boa capacidade dieléctrica, superior à do ar. Tendo em conta que a temperatura

exterior irá rondar os 15°C (temperatura do oceano) não haverá problemas de condensação.

A maior fonte de calor são os transformadores, sendo estes os elementos que necessitam de maior refrigeração. Uma vez que o material escolhido para o invólucro, o aço, é um bom condutor de calor e que a temperatura da água à profundidade a que se encontram os Postos de Transformação pode ser considerada constante e de aproximadamente 15 °C está facilitada a dissipação do calor gerado no interior, sendo este aspecto também alvo do processo de dimensionamento. Desta forma será assegurada uma temperatura constante dentro dos postos de transformação submarinos permitindo o correcto funcionamento da aparelhagem aí contida.

Para terminar o projecto dos Postos de Transformação Submarinos será necessário definir a sua forma de fixação. Com o objectivo de garantir a sua boa fixação decidiu-se que os Postos de Transformação Submarinos serão do tipo semi-enterrados, e fixos ao solo com amarras. Para o procedimento de instalação e amarração será necessário o calculo da flutuabilidade dos P.T.S.. A instalação semienterrada permite uma melhor entrada dos cabos de transmissão uma vez que estes se encontram ao mesmo nível que os Postos de Transformação Submarinos e garante-se a perfeita imobilização do mesmo.

5. Dimensionamento do Postos de Transformação Submarino de Geração

Neste capítulo serão apresentados todos os cálculos e considerações técnicas de dimensionamento e pré-projecto do Posto de Transformação Submarino de Geração. Será também definida a estrutura do P.T.S.G. e toda a aparelhagem.

No planeamento dos Postos de Transformação Submarinos de Geração (P.T.S.G.), à excepção do invólucro e dos conectores, toda a restante aparelhagem foi escolhida a partir de elementos normalizados.

Para a definição da aparelhagem e invólucro dos P.T.S.G. foi realizado um levantamento das características eléctricas (tensão e potência de geração) dos aproveitamentos alvo e numa fase seguinte são definidos os valores nominais dos elementos (aparelhagem e transformador) a incorporar os P.T.S.G..

Considerando as potências das unidades de geração e dos transformadores disponíveis no mercado, definiu-se um conjunto de escalões para o número de unidades geradoras que podem ser conectadas os P.T.S.G..

5.1.1. Âmbito de aplicação dos P.T.S.G.

Dos aproveitamentos da energia das ondas e das marés apresentados são aqueles de mais baixa potência de geração onde este tipo de Posto de Transformação encontra a sua aplicabilidade.

Aproveitamentos como a Bóia Flutuante, Pelamis ou Stingray, com baixas potências de geração, geração em baixa tensão e com dificuldades dimensionais para incorporação de um transformador, são os elementos ideais para a aplicação do P.T.S.G.. Nestes tipos de unidades de geração os P.T.S.G. são necessários para elevar a tensão para o valor da rede do parque. Tendo sempre como objectivo a escolha de aparelhagem normalizada definiu-se o número de unidades de geração a ligar ao P.T.S.G. de acordo com a potência máxima do transformador que se poderá utilizar.

Atendendo às características dos referidos aproveitamentos dimensionou-se os P.T.S.G. para um potência máxima de 3,15 MVA e níveis de tensão (relação de transformação do transformador) 0,5/12 kV ou 0,7/12 kV, apesar de ser possível, com o mesmo custo, definir outros níveis de tensão no lado primário, por encomenda. Nesta abordagem considerou-se que cada unidade de geração será ligada directamente a uma entrada do P.T.S.G..

5.1.2. Dimensionamento

O primeiro elemento dentro do P.T.S.G. a ser definido foi o transformador. De acordo com a oferta de transformadores procurou conciliar-se o maior número de unidades geradoras de modo a totalizar uma potência próxima do limite da capacidade máxima dos transformadores. Esta solução procura diminuir o número de P.T.S.G. necessário para cobrir a área de serviço do parque de produção.

Tabela 4 - Caracterização dos Postos Submarinos de Transformação de Geração

Características dos Aproveitamentos			
Tipo de Aproveitamento	Stingray	Boia flutuante	Pelamis
Potência Nominal, Máxima por unidade de Geração (MVA) P_g	0,15	0,25	0,75
Tensão Nominal de Geração (kV) U_g	0,70	0,50	0,70
Corrente Nominal, Máxima de Geração (A)	123,72	288,68	618,59
Características dos P.T.S.G. (Postos de Transformação Submarino de Geração)			
Tipo de P.T.S.G.	Tipo 1	Tipo 2	Tipo 3
N.º de Unidades Geradoras a ligar ao P.T.S.G.	21	12	4
Corrente Nominal, do lado da Geração (kA) I_g	2,60	3,46	2,47
Potência Nominal do P.T.S.G. (MVA) $P_{P.T.S.G.} = \sqrt{3} \times U_g \times I_g$	3,15	3,00	3,00
Tensão de elevação (kV) $T_{P.T.S.G.}$	12,00	12,00	12,00
Transformador (MVA) P_t	3,15	3,15	3,15
Corrente Nominal do lado da Transmissão (kA) $P_t / (\sqrt{3} \times T_{P.T.S.G.})$	0,15	0,14	0,14
Factor de Carga Máximo $P_{P.T.S.G.} / P_t$	1,00	0,95	0,95

Número de unidades geradoras a ligar a um P.T.S.G.

O número de unidades geradoras apresentado na Tabela 4 é determinado com base na potência do transformador, também apresentada na mesma tabela. O transformador é seleccionado a partir dos valores disponíveis no mercado, apresentados no anexo II.

Exemplo para a P.T.S.G. de tipo 1:

Dados:

- Potência de geração (P_g) = 0,15 MVA;
- Potência máxima do transformador disponível no mercado (P_t) = 3,15 MVA

$$N.^{\circ} \text{ de aproveitamentos} = \frac{P_t}{P_g} = \frac{3,15}{0,15} = 21 \Rightarrow 21$$

Tensões

A tensão no primário do transformador elevador está definida logo à partida pela tensão de geração nominal do tipo de aproveitamento considerado. Nesse sentido poderão ser utilizados dois tipos de transformadores: um com uma tensão primária de 0,5 kV e outro com 0,7 kV. Com os níveis de tensão de geração (0,5 kV e 0,7 kV) é possível colectar a produção numa área até 2,5 km² para uma tensão de geração de 0,5 kV e 3,5 km² para uma tensão de 0,7 kV.

De acordo com os limites de potência dos cabos, tanto no “Tipo 1” de P.T.S.G. como no “Tipo 2”, caracterizados na Tabela 4 apenas será necessário utilizar um cabo por unidade geradora. No “Tipo 3”, correspondente a unidades de maior potência, devido aos limites de potência dos cabos, será necessário recorrer a dois cabos por unidades geradora. Neste ultimo caso, será necessário confrontar economicamente a solução apresentada com uma solução baseada num transformador elevador integrado na unidade geradora. Para fazer esta comparação é necessário ter em conta que cada P.T.S.G. poderá colectar a potência de quatro unidades geradores do tipo 3 (unidade geradora tipo Pelamis).

A escolha da tensão secundária dos transformadores foi pensada de modo a transmitir a potência dos P.T.S.G. até ao P.T.S.T., através da rede interna do

parque, cumprindo com as quedas de tensão (menor que 5%) e utilizando a menor secção possível e servindo a maior área possível. Por isso optou-se por uma tensão nominal do secundário do transformador de 12 kV, igual à sua tensão máxima de serviço em regime permanente.

Um cabo de 15 kV (tensão nominal) esta dimensionado para suportar uma tensão máxima de serviço 17,5 kV. Para este cabo em funcionamento a 12 kV consegue-se uma área de serviço de 55 km² (ver Gráfico 1) sendo o suficiente para um parque de dimensão máxima de 60 MW, sendo mais do que suficiente para a gama de potência aplicada neste estudo (30 MW). Apesar da tensão máxima de serviço do cabo de 17,5 kV ser suficiente para o serviço em regime permanente existem preocupações com sobretensões no isolamento devido a se optar por um regime de neutro isolado, por esta razão será utilizado um cabo com uma tensão máxima de serviço de 24 kV mas explorado a 12 kV. Este sobredimensionamento deve-se às razões apresentadas em 4.3.

Nas redes de captação de geração e na própria rede interna do parque optou-se pelo regime de neutro isolado evitando a colocação de eléctrodos de terra de serviço e o seu respectivo conector, evitando ao mesmo tempo a corrosão dos eléctrodos devido à passagem de correntes homopolares.

Considerando as potências de geração e as potências dos transformadores foi possível no P.T.S.G. de “Tipo 1” agregar uma quantidade de unidades geradoras capaz de totalizar a potência de um transformador de 3,15 MVA. Apesar do somatório da potência das unidades geradoras dos P.T.S.G. do “Tipo 2” e “Tipo 3” não totalizar os 3,15 MVA continuou a optar-se pelo mesmo transformador utilizado no P.T.S.G. do “Tipo 1”.

Conectores no lado da geração

Um elemento importante no projecto dos postos de transformação submarinos é o conector submarino. Sendo este o ponto de passagem das ligações para o interior do invólucro, constituirá um ponto de debilidade mecânica do invólucro, sendo também importante assegurar que essa ligação seja estanque para as pressões a que ficará sujeito. A escolha dos conectores, para além dos requisitos mecânicos e de estanquicidade devido à profundidade, está também

dependente da corrente eléctrica nominal de geração. O limite de corrente eléctrica nominal para conectores trifásico é 500 A. No caso de ser necessária uma corrente superior a única solução é recorrer a conectores monofásicos, obrigando a triplicar o número de conectores necessários, implicando dificuldades adicionais de espaço na superfície do invólucro. Na tabela seguinte serão apresentadas as características dos conectores escolhidos para o lado da geração assim como será definido o número necessário para cada solução.

Tabela 5 - Definição do conector a utilizar no P.T.S.G. no lado da ligação à geração

Características e n.º de conectores a utilizar nos P.T.S.G. no lado da Geração			
Tipo de P.T.S.G.	Tipo 1	Tipo 2	Tipo 3
Quantidade de Unidades Geradoras a ligar ao P.T.S.G.	21	12	4
Corrente Nominal por Unidade Geradora (A)	123,72	288,68	618,59
Definição dos conectores			
Designação e Fabricante	Mecon® Mrk.II vetco	Mecon® Mrk.II vetco	SPECTRON 2 Tronic
Un (kV)	7,20	7,20	2,00
In (kA)	0,50	0,50	1,00
Tipo de Ligação	Trifásica	Trifásica	Monofásica
Profundidade máxima (m)	1500,00	1500,00	3300,00
Definição do n.º de conectores necessário			
Quantidade de Unidades Geradoras a ligar ao P.T.S.G	21	12	4
Número de conectores necessário	21	12	12

É importante salientar que a oferta do mercado para este tipo de equipamentos é muito limitada com uma gama de produtos muito restrita. Estas restrições obrigaram a utilizar equipamento, por vezes, sobredimensionado por não existir alternativas que se adequassem melhor aos requisitos. Por exemplo não se encontrou no mercado conectores de baixa tensão, para as potências necessárias para o nosso projecto, sendo necessário a utilização de conectores de média tensão, funcionando com os níveis de baixa tensão. Não existe normalização para as dimensões destes equipamentos pelo que variam significativamente entre fabricantes. No índice de bibliografia electrónica são apresentados os sites de

fornecedores destes equipamentos. Por outro lado a utilização de equipamento sobredimensionado permite, de futuro, uma reclassificação do projecto considerando potências e níveis de tensão superior.

Para media tensão, até 36 kV, existem conectores que permitem apenas as conexões em ambiente seco (*Dry Mate Connectores*) e conectores que permitem as conexões em ambiente submerso (*Wet Mate Connectors*). No caso do P.T.S.G. serão utilizados conectores do segundo tipo porque se pretende a possibilidade de desacoplar e acoplar as unidades geradoras do P.T.S.G.. Ambos os tipos de conectores são compostos por parte fixa, que ficará encastrada no invólucro e uma parte móvel que estará ligada na extremidade dos cabos submarinos. A parte fixa poderá ter uma terminação em caixa de óleo ou uma ligação directa, seca, aos cabos internos do Posto de Transformação Submarino. A vantagem da terminação em caixa de óleo é a sua capacidade de permitir diferentes profundidades através do controlo da pressão do óleo. O sistema baseado em caixa de cabos de óleo trás vantagens no caso de ligações de cabos monofásicos, diminuindo as distâncias de isolamento, sendo apenas importante para tensões superiores a 60 kV. Na abordagem do P.T.S.G. a extremidade interior dos ligadores está em ambiente de SF₆, pelo que não haverá grande vantagem em utilizar o sistema de caixa de óleo. Em abordagens do tipo módulos submersos independentes, descritos em 2.3 e 2.4, já haverá vantagem em utilizar este tipo de conectores com ligações interiores em óleo, pois este tipo de módulos esta usualmente sobre pressão de óleo.

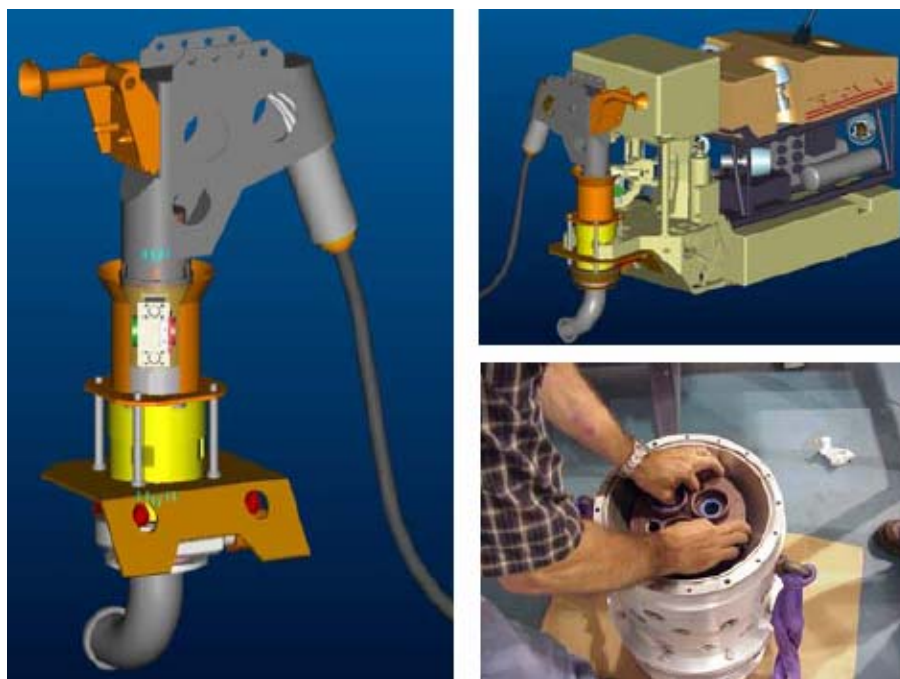
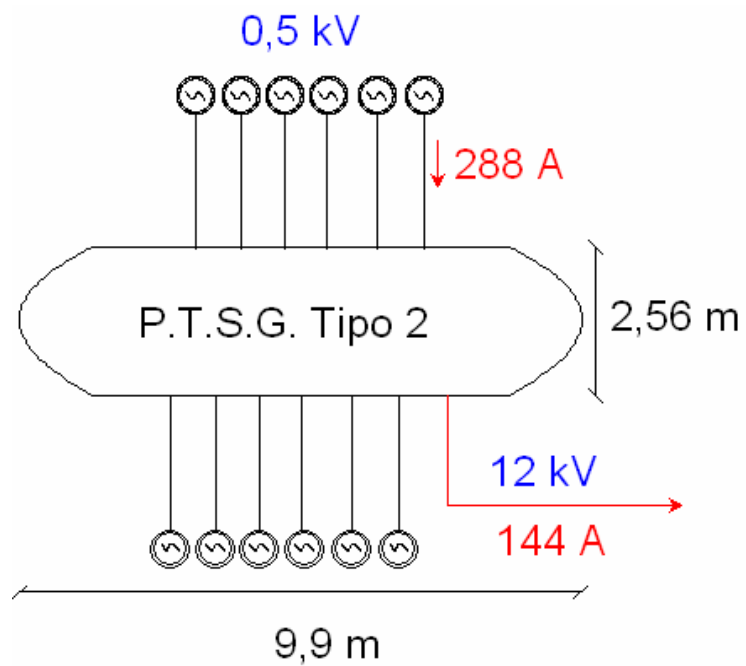
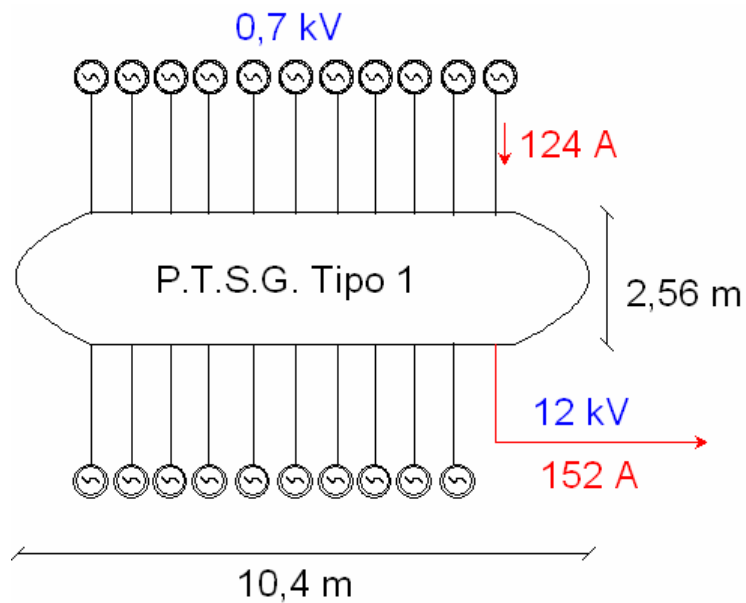


Figura 27 – Conector trifásico utilizado na ligação no lado da geração do P.T.S.G. de Tipo 1 e 2 [16]



Figura 28 – Conector monofásico utilizado na ligação no lado da geração do P.T.S.G. de Tipo 3 [17]

Uma vez que a captação é em baixa tensão, devido às restrições de potência e queda de tensão dos cabos, será necessário utilizar-se um *feeder* por elemento gerador portanto cada elemento gerador terá uma ligação no P.T.S.G.. Devido a este arranjo os P.T.S.G. apresentarão o seguinte esquema de ligação aos elementos geradores.



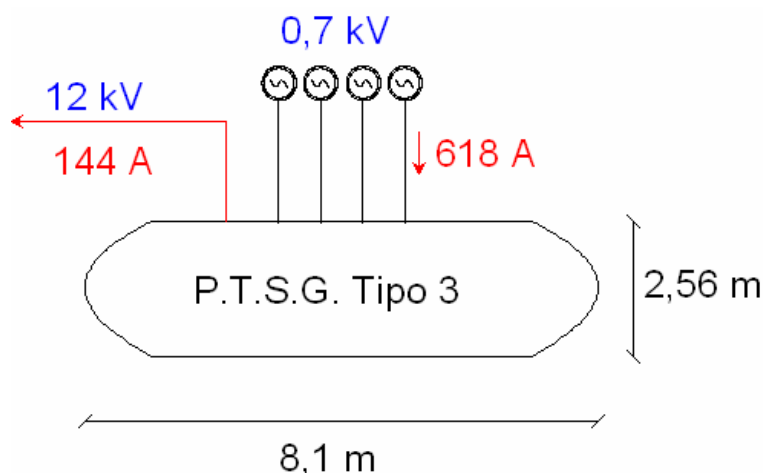


Figura 29 - Esquema de ligações dos pontos geradores a um P.T.S.G.

Protecções das chegadas

Para o dimensionamento do poder de corte necessário para a aparelhagem de protecção de cada chegada ao P.T.S.G. seria necessário conhecer as características eléctricas para cálculo das grandezas de curto-circuito da rede de colecta e da rede a jusante do P.T.S.G.. No entanto, algumas destas grandezas são desconhecidas para o projecto do P.T.S.G., como por exemplo o comprimento dos cabos e as características eléctricas das unidades geradoras. Assim para calcular o poder de corte necessário para os disjuntores calculou-se a corrente de c.c. para o pior caso. A pior corrente de curto-circuito máxima ocorre no barramento aos terminais do disjuntor quando todos os geradores alimentam o c.c. não considerando as impedâncias dos cabos. Nos tipos de P.T.S.G. com correntes de curto-circuitos próximas e com os mesmos níveis de tensão, os disjuntores terão a mesma capacidade de corte por questões relacionadas com os escalões de tensão e potência de corte da aparelhagem disponível no mercado. Será portanto verificada a potência de corte necessária para cada tipo de P.T.S.G. que é o caso com maiores potências de c.c.. Os módulos de comando (relés) dos disjuntores poderão ser programados remotamente (através do sistema de comunicação com os P.T.S.G.), de acordo com as características do projecto como sendo comprimento, tipo de cabos e características dos geradores.

Dado o elevado número de chegadas aos P.T.S.G. do tipo 1 e 2 optou-se por associar por conjuntos as chegadas da geração diminuindo o número de cabos a

ligar aos transformadores e melhorando o atravancamento dentro dos Postos de Transformação. De igual forma a questão do espaço disponível teve um papel importante nesta decisão pelo que se optou também no P.T.S.G. do Tipo 3 associar as chegadas da geração. Pela disponibilidade de espaço e de forma a distribuir equitativamente as chegadas da geração pelos quadros que posteriormente ligam ao transformador optou-se por criar 3 quadros de chegada para o P.T.S.G. do Tipo 1, 2 quadros para o Tipo 2 e 2 quadros para o Tipo 3.

As protecções gerais dos quadros, utilizados para ligar a geração ao transformador, serão iguais às utilizadas para proteger as chegadas de geração, com curvas de funcionamento programadas para garantir a selectividade dentro do quadro e com a capacidade de corrente adequada ao número de chegadas do quadro.

Tabela 6 - Descrição e definição da aparelhagem de protecção das chegadas a utilizar nos Posto de Transformação Submarino de Geração (P.T.S.G.)

Características da Aparelhagem a utilizar nos P.T.S.G.			
Tipo de P.T.S.G.	Tipo 1	Tipo 2	Tipo 3
Aparelhagem de protecção das chegadas da geração (Telecomandada)			
Designção e fabricante (Protecção chegada / Geral Quadro)	E2N/E ABB	E1B / E2B ABB	E2N/E ABB
Un (kV)	1,15	0,69	1,15
In (kA) (Protecção chegada / Geral Quadro)	1,25 / 1,25	0,80 / 2,00	1,25 / 1,6
Icc máx. a cortar (kA)	27,35	36,01	21,91
I _{max} c.c. (kA)	30,00	42,00	30,00
Dimensões Profun. x larg. x alt. (mm)	302 x 404 x 418	302 x 404 x 418	302 x 404 x 418

Transformador

Na escolha do transformador, para o P.T.S.G., optou-se por um transformador seco normalizado, devido às suas reduzidas dimensões e por não necessitar de manutenção ou liquido isolamento (óleo). O dimensionamento do transformador parte dos pressupostos apresentados relativamente aos níveis de tensão e potência, discutidos no início deste capítulo. Segundo estes pressupostos a solução a adoptar quanto à potência do transformador é a mesma para qualquer dos tipos de P.T.S.G.. A solução do transformador só difere no nível de tensão do primário para o Tipo 2 sendo de 0,5 kV em vez do valor utilizado para o Tipo 1 e 2 de 0,7 kV. A escolha do transformador foi feita com base na tabela de transformadores normalizados, disponíveis no mercado, apresentada no anexo II.

Tabela 7 – Definição do transformador a utilizar nos P.T.S.G.

Características da Aparelhagem a utilizar nos P.T.S.G.			
Tipo de P.T.S.G.	Tipo 1	Tipo 2	Tipo 3
Tipo de Aproveitamento	Stingray	Boia flutuante	Pelamis
Tensão Nominal de Geração (kV) U _g	0,70	0,50	0,70
Aparelhagem de Transformação			
Designação e Fabricante	Transformador Seco ORMAZABAL	Transformador Seco ORMAZABAL	Transformador Seco ORMAZABAL
Tipo de Transformador	Seco	Seco	Seco
Potência do Transformador (MVA)	3,15	3,15	3,15
Relação de Transformação (kV)	0,7 / 12	0,5 / 12	0,7 / 12
Dimensões Comp. x larg. x alt. (mm)	2100 x 1070 x 2200	2100 x 1070 x 2200	2100 x 1070 x 2200

Protecções da saída

Como na rede interna do parque também é utilizado o regime de neutro isolado, definiu-se o poder de corte de corrente de c.c. dos disjuntores de saída (6 da Figura 32). Neste caso para se definir o poder de corte da aparelhagem que protege o transformador será necessário definir dois possíveis curto-circuitos sendo o primeiro (curto-circuito entre transformador e protecção) alimentado, do ponto de vista da protecção, pela rede de 12 kV, e o segundo (curto-circuito a jusante da protecção) pelo conjunto de geradores conectado ao P.T.S.G..

Tabela 8 – Aparelhagem de protecção e medida da saída dos P.T.S.G.

Características da Aparelhagem a utilizar nos P.T.S.G. (Postos de Transformação Submarinos de Geração)			
Tipo de P.T.S.G.	Tipo 1	Tipo 2	Tipo 3
Aparelhagem de Protecção no lado da Transmissão (Telecomandada)			
Designação e Fabricante	HD4 ABB	HD4 ABB	HD4 ABB
Un (kV)	12,00	12,00	12,00
In (kA)	0,63	0,63	0,63
I máx a cortar (kA)	26,46	26,46	26,46
I máx c.c. (kA)	31,50	31,50	31,50
Dimensões Comp. x larg. x alt. (mm)	493 x 496 x 640	493 x 496 x 640	493 x 496 x 640

Medição

Para albergar todos os transformadores de medida que permitirão monitorizar os P.T.S.G. definiu-se a seguinte cela.

Figura 30 – Cela para a aparelhagem de medição

Características da Aparelhagem a utilizar nos P.T.S.G. (Postos de Transformação Submarinos de Geração)			
Tipo de P.T.S.G.	Tipo 1	Tipo 2	Tipo 3
Aparelhagem Medição no lado da Transmissão			
Medição	CMM ORMAZABAL	CMM ORMAZABAL	CMM ORMAZABAL
Funções	Medição de Tensão e Corrente	Medição de Tensão e Corrente	Medição de Tensão e Corrente
Un (kV)	12,00	12,00	12,00
Dimensões Comp. x larg. x alt. (mm)	1025 x 800 x 1800	1025 x 800 x 1800	1025 x 800 x 1800

Conector do lado da saída

Com os dados anteriores (potência, tensão e número de condutores) será definido o conector necessário para o lado da transmissão. Com o aumento da tensão de transmissão para 12 kV, em relação à geração, a corrente nominal no lado da transmissão diminui sendo possível a utilização de um conector tripolar liga o P.T.S.G. ao P.T.S.T. (Posto de Transformação Submarino de Transmissão). No quadro seguinte são apresentadas as características dos conectores capazes de cumprir com os requisitos de tensão e corrente definidos até aqui.

Tabela 9 - Definição do conector a utilizar no Posto de Transformação Submarino de Geração no lado da ligação à rede de transmissão

Características e n.º de conectores a utilizar nos P.T.S.G. (Postos de Transformação Submarinos de Geração) no lado da Transmissão			
Tipo de P.T.S.G.	Tipo 1	Tipo 2	Tipo 3
Designação e Fabricante	Mecon® Mrk.I vetco	Mecon® Mrk.I vetco	Mecon® Mrk.I vetco
Un (kV)	12,00	12,00	12,00
In (kA)	0,30	0,30	0,30
Tipo de Ligação	Trifásica	Trifásica	Trifásica
Profundidade máxima (m)	350,00	350,00	350,00
In do cabo de ligação ao Posto Submarino de Transformação (kA)	0,15	0,14	0,14

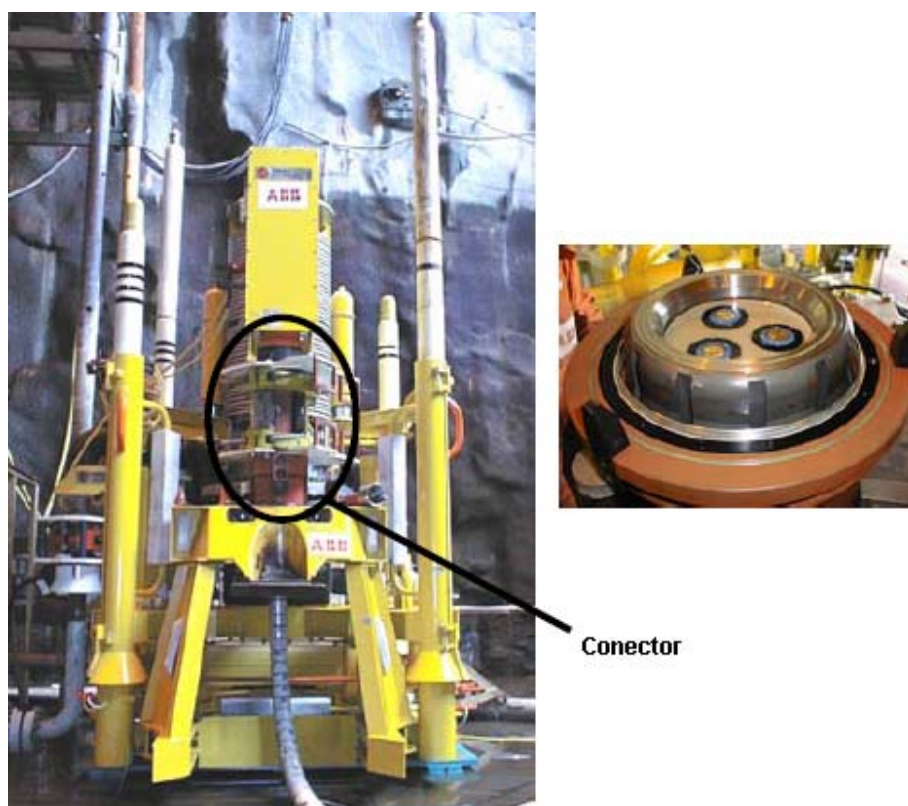


Figura 31 - Conector utilizado na ligação no lado da transmissão [18]

Esquema unifilar

Para melhor se compreender a interligação da aparelhagem será importante analisar o esquema unifilar do P.T.S.G. (Posto de Transformação Submarino de Geração), justificando as escolhas tomadas.

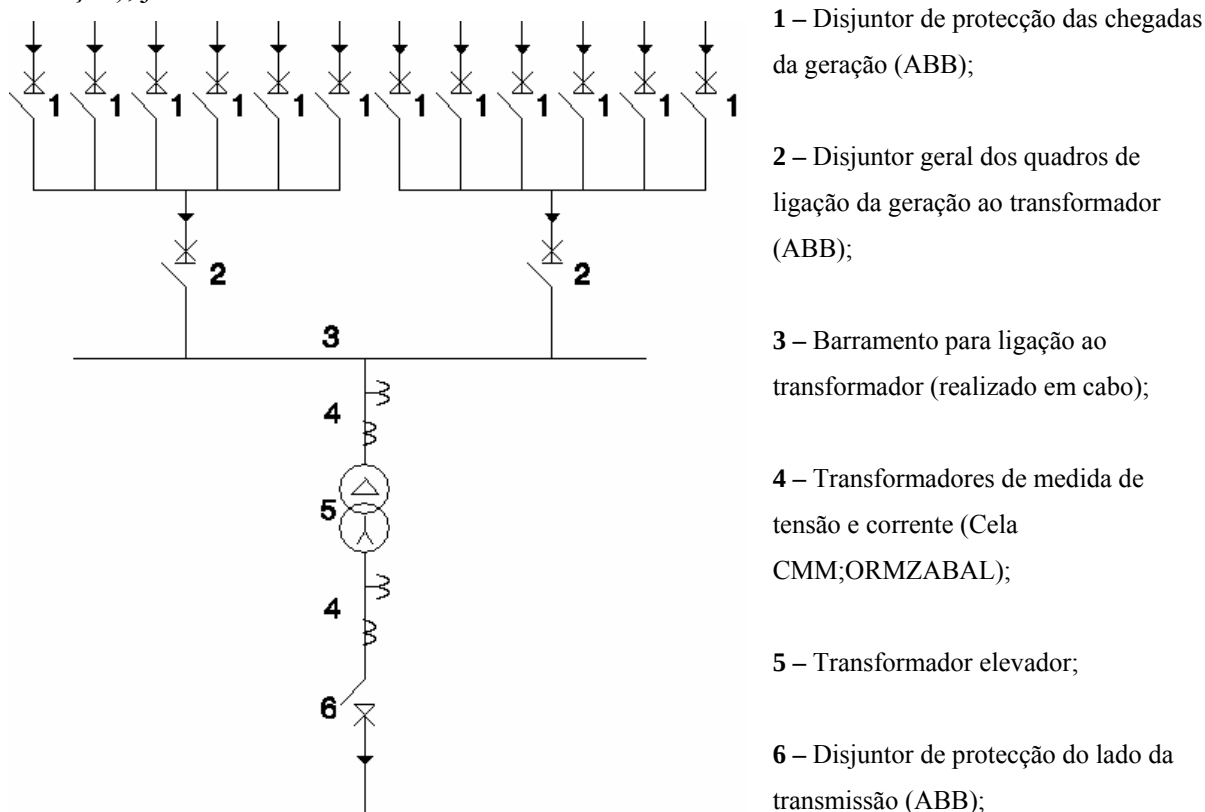


Figura 32 – Esquema do P.T.S.G. do tipo 2

O número de cabos (máximo 6 por fase) a ligar aos terminais do transformador não justifica a utilização de um barramento de barras, uma vez que esta ultima solução seria muito desvantajosa no que respeita à ocupação de espaço.

Tabela 10 – Tabelas com as características dos cabos a utilizar nas ligações internas do P.T.S.G.

Cabos utilizados para interligar os conectores de chegada e as entradas dos quadros do P.T.S.G.			
Tipo de P.T.S.G.	Tipo 1	Tipo 2	Tipo 3
Fabricante	Cabelte	Cabelte	Cabelte
Material da alma condutora	Cobre	Cobre	Cobre
Referência	XV 0,6/1 kV	XV 0,6/1 kV	XV 0,6/1 kV
I para dimensionamento do cabo (A)	123,72	288,68	618,59
Un (kV)	1,00	1,00	1,00
In (A)	160,00	355,00	746,00
Secção (mm ²)	35,00	120,00	400,00
Tipo	Tripolar	Tripolar	Tripolar

Cabos utilizados para interligar os quadros ao transformador do P.T.S.G.			
Tipo de P.T.S.G.	Tipo 1	Tipo 2	Tipo 3
Fabricante	Cabelte	Cabelte	Cabelte
Material da alma condutora	Cobre	Cobre	Cobre
Referência	H07V-R	H07V-R	H07V-R
I para dimensionamento do cabo (A)	866,03	1732,05	1237,18
Un (kV)	0,70	0,70	0,70
In (A)	444,00	645,00	645,00
Secção (mm ²)	185,00	300,00	300,00
Tipo	Unipolar	Unipolar	Unipolar
Número de Cabos por fase	2,00	3,00	2,00

Cabos utilizados para interligar as celas de saída, o transformador e o connector de saída do P.T.S.G.			
Tipo de P.T.S.G.	Tipo 1	Tipo 2	Tipo 3
Fabricante	Cabelte	Cabelte	Cabelte
Material da alma condutora	Cobre	Cobre	Cobre
Referência	XHIV	XHIV	XHIV
I para dimensionamento do cabo (kA)	0,15	0,14	0,14
Umáx. (kV)	12,00	12,00	12,00
In (kA)	0,18	0,18	0,18
Secção (mm ²)	35,00	35,00	35,00
Tipo	Unipolar	Unipolar	Unipolar
Número de Cabos por fase	1,00	1,00	1,00

Forma e espessura do invólucro

Para o dimensionamento do invólucro que conterá toda a aparelhagem eléctrica foram considerados, essencialmente, dois aspectos muito importantes: transferência de calor do interior para o exterior e sustentabilidade (pressão) da coluna de água. Como material a utilizar no invólucro pode ser utilizado o aço, o titânio e o alumínio. Para este tipo de aplicação em que o peso não é condicionante e em que a profundidade também não obrigará à utilização de materiais excepcionalmente resistentes foi escolhido o aço que é um material de custo acessível e como se verificará mais adiante cumpre com os requisitos mecânicos e térmicos necessário para a nossa aplicação.

No dimensionamento do invólucro foi inicialmente definido o diâmetro necessário para acondicionar toda a aparelhagem em causa, seleccionando-se o aparelho com maior altura.

O componente do P.T.S.G. com maior dimensão, que impõem o diâmetro interior mínimo do invólucro é o transformador. Podemos observar na Tabela 7, que a altura do transformador (2200mm) e a sua largura (1070 mm) correspondendo a uma diagonal de 2446 mm impõem um diâmetro de 2500 mm. A espessura do invólucro depende da sua forma, diâmetro exterior, da resistência mecânica do aço escolhido e profundidade de instalação. As formas da estrutura que melhor resistem à pressão são a esférica e cilíndrica. Pelas características físicas e disposição do conjunto de equipamento que compõe um posto de transformação compacto conclui-se que seria necessário utilizar uma estrutura alongada cilíndrica com as extremidades esféricas.

A pressão exercida sobre a estrutura é calculada pela expressão:

$$P = \rho \times g \times h = 1025 \times 9,87 \times 50 = 505838 \frac{kg}{m^2}$$

em que:

P – pressão na superfície do invólucro em kg/m^2 ;

ρ – densidade da água do mar em kg/m^3 ;

h – profundidade de instalação em m;

Para a forma de um cilindro existe um valor mínimo da relação entre a espessura e o diâmetro exterior do cilindro. Este valor mínimo é independente do comprimento do cilindro porque se admite um valor de comprimento do cilindro consideravelmente superior ao seu diâmetro. Este valor mínimo garante que a estrutura é capaz de suportar o esforço mecânico estático devido à pressão da coluna de água e o esforço mecânico dinâmico devido à movimentação da coluna de água.

Esta relação, pode ser calculada para esforços estáticos a partir da seguinte formula:

$$a = \frac{1}{2} \times \left(1 - \sqrt{1 - \frac{2 \times P}{\sigma_{estatico}}} \right)$$

em que:

a – relação mínima espessura/diâmetro exterior (adimensional);

P – pressão na superfície do invólucro em kg/m^2 ;

$\sigma_{estático}$ – tensão estática suportada pelo material em Pa (Tabela 11);

Esta relação, também deve ser calculada para dinâmicos a partir da seguinte formula:

$$b = (P \times (\frac{1 - \nu^2}{2 \times E}))^{\frac{1}{3}}$$

em que:

b – relação mínima espessura/diâmetro exterior (adimensional);

P – pressão na superfície do invólucro em kg/m²;

E – módulo de Young em Pa (Tabela 11);

ν – Relação de Poisson;

Tabela 11 – Características físicas para diversos materiais

Material	Modulo de Young [Pa]	Tensão estática [Pa]	Relação Poisson
Alumínio 6061	7,00E+10	2,70E+08	0,33
Aço 304	1,90E+11	2,05E+08	0,27
Delrin	2,83E+09	8,90E+06	0,3
Oxido de Alumínio	4,00E+11	5,00E+09	0,3
Epoxy (West Marine)	3,17E+08	5,00E+07	0,33

Com estas fórmulas foram calculadas as relações entre espessura e diâmetro exterior para esforços estáticos e dinâmicos para profundidades desde 0 até 110 m. Estes resultados são apresentados no Gráfico 2. Neste gráfico pode observar-se que para baixas profundidades inferiores a 110 metro os esforços dinâmicos são mais importantes que os estático, sendo estes os que condicionam a espessura mínima do invólucro. Para a profundidade de funcionamento do nosso estudo que será 50 metros, como especificado anteriormente e utilizando como material o aço 304, pode observar-se que o valor da relação *a* será igual a 0,0012 e da *b* igual a 0,011.

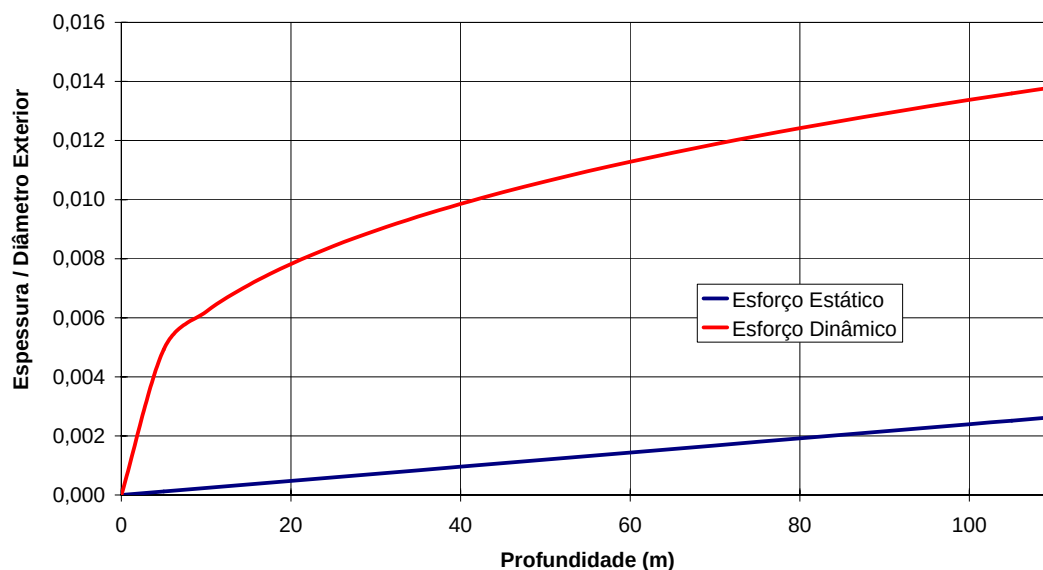


Gráfico 2 – Relação espessura/diâmetro exterior do invólucro em função profundidade

Para o pior caso que será b igual a 0,011, com um diâmetro de 2500 mm, encontrado anteriormente, necessitamos de uma espessura mínima de 28 mm. No entanto para suportar esforços adicionais que poderão resultar de impactos no procedimento de instalação é recomendável utilizar um factor multiplicativo de segurança de aproximadamente 2 em relação à espessura calculada. Considerando o factor de segurança a espessura real do invólucro deverá ser de 60 mm.

Com estes dados foi possível definir-se as seguintes características do invólucro que conterá todos os equipamentos anteriormente definidos.

Para o dimensionamento do comprimento do P.T.S.G. considerou-se a disposição da seguinte aparelhagem colocada em série e respeitando distância necessárias para a instalação dos módulos: quadros de chegada da geração, transformador, cela com transformadores de medida, cela com disjuntor de saída. Do resultado deste dimensionamento foram obtidos diferentes comprimentos (apresentados na Tabela 12) para cada um dos Tipos de P.T.S.G.. A diferença de comprimentos deve-se essencialmente ao numero de disjuntores utilizados nos quadros de baixa tensão.

Tabela 12 - Definição e caracterização do invólucro do Posto de Transformação Submarino de Geração

Características do invólucro a utilizar no P.T.S.G. (Posto de Transformação Submarino de Geração)			
Tipo de P.T.S.G.	Tipo 1	Tipo 2	Tipo 3
Material	Aço 304 (Tratado)	Aço 304 (Tratado)	Aço 304 (Tratado)
Diâmetro (mm)	2500,00	2500,00	2500,00
Espessura (mm)	60,00	60,00	60,00
Relação espessura/ (diâmetro+espessura)	0,0234	0,0234	0,0234
Comprimento necessário (mm)	10328,00	9874,00	8058,00
Comprimento real (mm)	10400,00	9900,00	8100,00

Dissipação de calor através do invólucro

Para verificar se está assegurada a dissipação para o exterior do calor, gerado pela aparelhagem (transformador), procedeu-se ao cálculo do calor produzido pelo transformador e da capacidade de dissipação deste calor através da superfície do invólucro. A homogeneização do calor dentro do invólucro será efectuada através de um sistema de 4 unidades de ventilação colocado nas paredes interiores do invólucro.

O cálculo do calor produzido pelo transformador baseia-se nas perdas por efeito de Joule e Perdas no Circuito Magnético do transformador admitindo o regime de funcionamento contínuo à pela carga. Por ser um transformador normalizada o valor de perdas por efeito de Joule geradas pelo transformador é obtido directamente através da sua folha de características. Para o transformador do estudo este valor é 31 kW. O cálculo de condutividade térmica é calculado por:

$$H = \frac{K \times A \times (T_i - T_e)}{e}$$

em que:

H – potência no interior do invólucro a dissipar, em J/s;

K – condutividade térmica do aço, em J/s.m.C;

A – superfície interior do invólucro, em m²;

T_i – temperatura interior, em °C;

T_e – temperatura exterior, em °C;

e – espessura, em mm;

O que se pretende calcular será a temperatura interior do invólucro admitindo uma temperatura exterior T_e igual a 15 °C (temperatura do oceano). As restantes grandezas podem ser calculadas com base nas características dimensionais e material do invólucro. A espessura para qualquer dos Tipos é 60 mm e o K, condutividade térmica do aço K é 14 J/s.m.C.

Desta forma o valor da temperatura interior para cada Tipo P.T.S.G. é apresentado na Tabela 13.

Tabela 13 – Temperatura interior do invólucro

Temperatura interior do involucro (Ti)			
Tipo de P.T.S.G.	Tipo 1	Tipo 2	Tipo 3
Área (m ²)	81,68	77,75	63,62
Ti (°C)	16,63	16,71	17,09

Desta forma verifica-se a capacidade de dissipação do calor gerado, para qualquer dos tipos, mantendo a temperatura interior abaixo dos limites de funcionamento da aparelhagem que é aproximadamente 30°C.

Flutuabilidade do invólucro

Para o dimensionamento do invólucro será necessário realizar o cálculo de flutuabilidade para se ter noção do esforço que será necessário para a colocação e amarração do P.T.S.G. no fundo do oceano.

Tabela 14 – Flutuabilidade dos diversos Tipos de P.T.S.G.

Flutuabilidade			
Tipo de P.T.S.G.	Tipo 1	Tipo 2	Tipo 3
Peso do invólucro + aparelhagem (Toneladas)	85,00	79,00	62,00
Volume do involucro (m ³)	51,05	48,60	39,76
Força de impulsão (kgf)	-32672,85	-29191,58	-21240,20

De acordo com os dados anteriores, verifica-se que o peso do P.T.S.G. é superior ao peso de água deslocada pelo seu volume e portanto nestas circunstâncias existirá uma força de afundamento. Para a colocação, no fundo do oceano, bastará controlar a sua descida até ao leito e uma vez colocado no local final proceder à sua amarração. Para o trazer à superfície será necessária uma força de 33, 30 ou 22 toneladas para o P.T.S.G. de Tipo 1 2 ou 3 respectivamente.

Terra de protecção

Como referido anteriormente o regime de neutro utilizado, será um regime de neutro isolado pelo que não existirá terra de serviço, no entanto existirá terra de protecção que servirá para equipotencializar todas as massas dos aparelhos utilizados no P.T.S.G.. Para evitar estas tensões de contacto na superfície do invólucro será utilizado um conector para a terra de protecção ligando o barramento de equipotencial a um eléctrodo de terra exterior ao P.T.S.G.. Para garantir a protecção da instalação o módulo de relés de comando dos disjuntores de protecção deverá incluir uma função para detecção de correntes de fuga e correntes de defeito à terra.



Figura 33 - Conector utilizado na ligação à terra [19]

Tabela 15 - Definição do conector utilizado na ligação no lado à terra

Características do conector a utilizar no Posto de Transformação Submarino de Geração para as ligações de terra			
Tipo de P.T.S.G.	Tipo 1	Tipo 2	Tipo 3
Designação e Fabricante	7,2 - 12 kV High Voltage Penetrator vetco	7,2 - 12 kV High Voltage Penetrator vetco	7,2 - 12 kV High Voltage Penetrator vetco
Un (kV)	7,20	7,20	7,20
In (kA)	0,60	0,60	0,60
Icc (kA)	10,00	10,00	10,00
Tipo de Ligação	Monofásica	Monofásica	Monofásica
Profundidade máxima (m)	1200,00	1200,00	1200,00

Circuitos Auxiliares

Uma vez que cada um dos P.T.S.G. está ligado a um nível de tensão de 0,5 kV ou 0,7 kV será possível utilizar a própria geração para alimentar os circuitos auxiliares sem ser necessário recorrer a um transformador para o efeito.

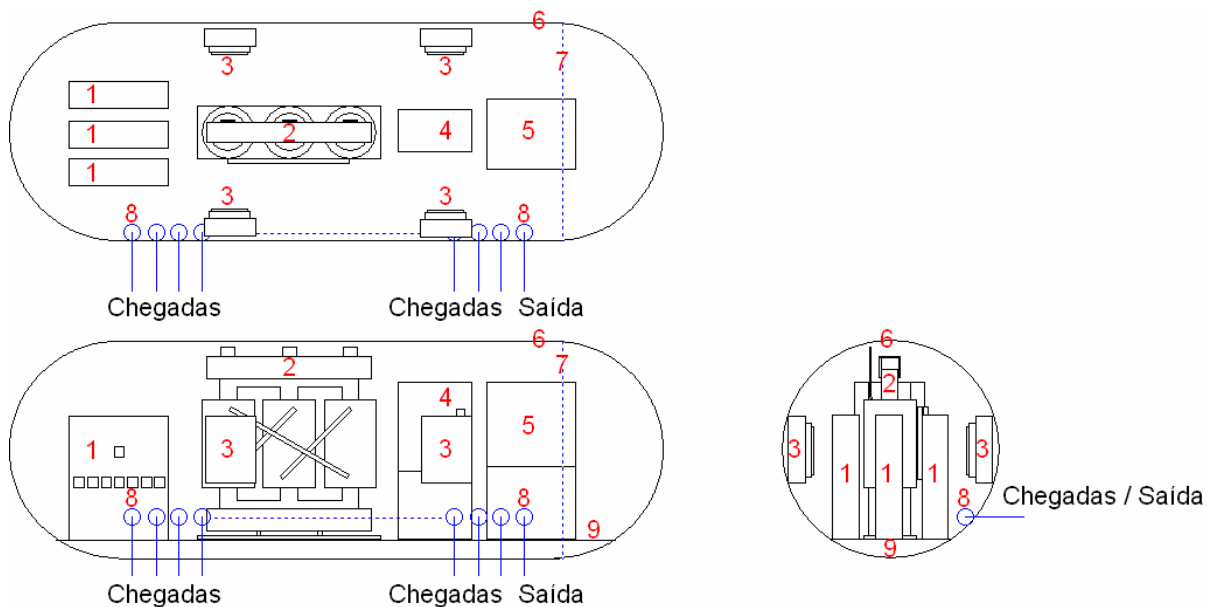
Esquema de componentes do P.T.S.G.

Na Figura 34 está representada a disposição dos componentes do P.T.S.G..

O conjunto de componentes é constituído por:

1. quadro de chegada, variando a sua dimensão conforme o número de chegadas, este quadro inclui os módulos de controlo das protecções;
2. transformador;
3. ventilação;
4. cela com os transformadores de medida da saída;
5. disjuntor e respectivo modulo de comando da saída;
6. invólucro;
7. porta amovível do invólucro;
8. conectores;
9. calha de passagem dos cabos e estrutura de suporte da aparelhagem;

Figura 34 – Esboço do Posto de Transformação Submarino de Geração



Para instalação ou manutenção em ambiente seco, todos os componentes podem ser desagregado da calha de suporte, podendo ser retirados através da porta amovível.

6. Dimensionamento do Posto de Transformação Submarino de Transmissão

Neste capítulo serão apresentados todos os cálculos e considerações técnicas de dimensionamento e pré-projecto do Posto de Transformação Submarino de Transmissão. Será também definida a estrutura do P.T.S.T. e toda a aparelhagem.

O dimensionamento do P.T.S.T. (Posto de Transformação Submarino de Transmissão) é baseado no mesmo raciocínio e princípios utilizados no P.T.S.G.. Ao contrário do P.T.S.G. o pré-projecto do P.T.S.T. não é baseado em soluções de transformadores standard disponíveis no mercado. Para o P.T.S.T. o transformador foi totalmente projectado para este caso de estudo.

Considerou-se que do lado de baixa tensão do P.T.S.T. estão ligados os vários P.T.S.G., mas também poderão estar ligados qualquer tipo de unidade de geração de grande dimensão (até 9 MW) integrando a transformação com tensões de saída de 12 kV (ex: WaveDragon ou o AWS).

6.1.1. Âmbito de aplicação dos P.T.S.T.

Este tipo de Posto de Transformação Submarino tem como objectivo elevar a tensão para vencer as distâncias de transporte com perdas mínimas. Este tipo de Posto de Transformação Submarino desempenha a função a uma subestação elevadora colocada no final de parque.

O P.T.S.T. poderá ser utilizado para elevar a tensão dos P.T.S.G., ou unidades geradoras de grande dimensão, para um valor adequado ao transporte.

A grande vantagem da utilização do P.T.S.T. é a possibilidade de agregar a potência das unidades geradoras do parque *offshore* num só ponto e assegurar a transmissão para terra através de um só conjunto de cabos.

Pela análise da densidade de unidades geradoras, já referidas no capítulo 2 e admitindo-se que o P.T.S.T. deverá servir um parque como uma área circular de 45 km², coberta por uma rede de 12 kV, definiu-se que a potência do P.T.S.T. (Posto de Transformação Submarino de Transmissão) deveria ser 30 MVA com uma tensão de saída de 60 kV. Com este nível de tensão e potência, respeitando as limitações dos cabos, é possível atingir distâncias à costa na ordem dos 40 km. Todo o restante projecto será desenvolvido em torno destas capacidades de potência e níveis de tensão. Se a área a servir for superior a 45 km² a melhor solução será utilizar vários P.T.S.T., distanciados entre eles cerca de 15 km, ligando-se cada um deles independentemente à rede *onshore*.

6.1.2. Dimensionamento

Tal como no caso dos P.T.S.G. o primeiro elemento dentro do P.T.S.T. a ser definido foi o transformador. Neste caso procurou-se definir um transformador capaz de suportar um parque de média dimensão e com capacidade de ligação de sensivelmente 10 P.T.S.G., necessitando do mínimo de espaço possível e com o mínimo de perdas possível.

Tabela 16 - Caracterização do Posto de Transformação de Transmissão

Características dos P.T.S.T. (Postos de Transformação Submarinos de Transmissão)	
Potência Nominal do P.T.S.T. (MVA)	30,00
Tensão Nominal, do lado da BT (kV) U_{BT}	12,00
Corrente Nominal, do lado da BT (kA) $P_{P.T.S.T.}/(\sqrt{3} \times U_{BT})$	1,44
Quantidade de P.T.S.G. a ligar	10,00
Tensão de elevação (kV) $T_{e_{P.T.S.T.}}$	60,00
Corrente Nominal do lado da Transmissão (kA) $P_t / (\sqrt{3} \times T_{e_{P.T.S.G.}})$	0,29

Número de ligações a ligar a um P.T.S.T.

Como referido anteriormente, considerou-se vários P.T.S.G. ou unidades geradoras e grande dimensão estarão ligadas ao à baixa tensão do P.T.S.T.. Para totalizar a potência definida para o transformador do P.T.S.T., serão necessário 10 P.T.S.G. de Tipo 2 e 3 (3 MVA por P.T.S.G.) ou 9 P.T.S.G. de Tipo 1 (3,15 MVA por P.T.S.G.). Uma vez que a diferença de ligações se resume a um conector considerou-se para todos os cálculos e análises realizados ao longo da tese 10 ligações.

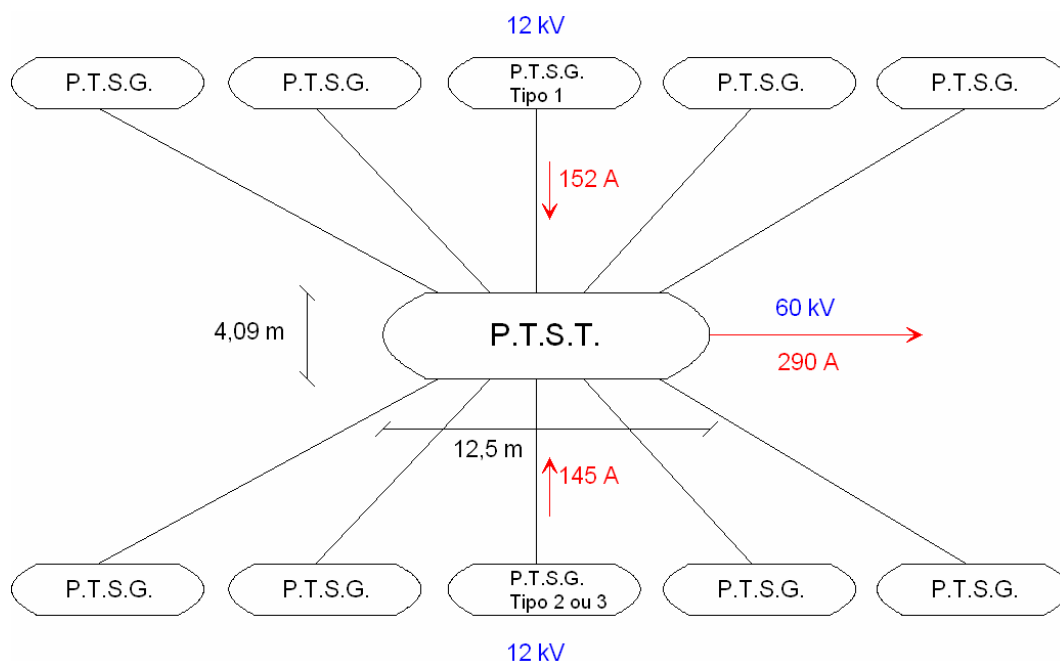


Figura 35 – Esquema de ligações do P.T.S.T. aos P.T.S.G.

Tensões

Uma vez que se considerou que a alimentação dos P.T.S.T. seria assegurada pelo P.T.S.G. a tensão no primário do transformador elevador está definida logo à partida pela tensão dos P.T.S.G. (12 kV).

De acordo com os limites de potência dos cabos, caracterizados na Tabela 4, apenas será necessário utilizar um cabo por P.T.S.G.. No caso de se considerarem unidades geradoras com transformação na geração a potência máxima, de acordo com a Tabela 4, por unidade geradora não poderá ultrapassar os 9 MVA de modo a se poder fazer a ligação ao P.T.S.T. com um só cabo trifásico.

A escolha da tensão secundária dos transformadores foi pensada de modo a transmitir a potência do P.T.S.T. até à rede *onshore*, cumprindo com as quedas de tensão (menor que 5%) e utilizando a menor secção possível e servindo a maior área possível. Por isso optou-se por uma tensão nominal do secundário do transformador de 60 kV.

Uma cabo de 60 kV (tensão nominal) esta dimensionado para suportar uma tensão máxima de serviço de 72,5 kV. Para esta cabo em funcionamento a 60 kV consegue-se vencer uma distância de cerca de 40 km (ver Gráfico 1), sendo o suficiente para a gama de potência aplicada neste estudo (30 MW).

Uma vez que a armadura do cabo de transmissão será ligada à terra e por se ter optado por uma ligação em estrela com o neutro ligado à terra para o enrolamento de alta tensão do transformador (permitindo a circulação de correntes homopolares) e para a subestação *onshore* não será necessário prever o isolamento do cabo para sobretensões, causadas por curto-circuitos fase terra em regime de neutro isolado, como no caso dos P.T.S.G.. No entanto, como referido anteriormente, do lado da baixa tensão do transformador, uma vez que se optou por uma ligação em triângulo, será necessário, tal como no caso do P.T.S.G., escolher um cabo de tensão máxima de serviço de 24 kV, explorado em 12 kV para garantir que o cabo suporta as sobretensões devido a um defeito homopolar.

Conectores no lado da baixa tensão

Uma vez que não existem alterações na tensão nem na corrente os conectores de entrada no P.T.S.T. serão iguais aos de saída dos P.T.S.G..

Tabela 17 - Definição dos conectores a utilizar para a ligação dos P.T.S.G. aos de P.T.S.T.

Características e n.º de conectores a utilizar no P.T.S.T. para ligação dos P.T.S.G.	
Definição dos conectores	
Designação e Fabricante	Mecon® Mrk.I vetco
Un (kV)	12,00
In (kA)	0,30
Tipo de Ligação	Trifásica
Profundidade máxima (m)	350,00

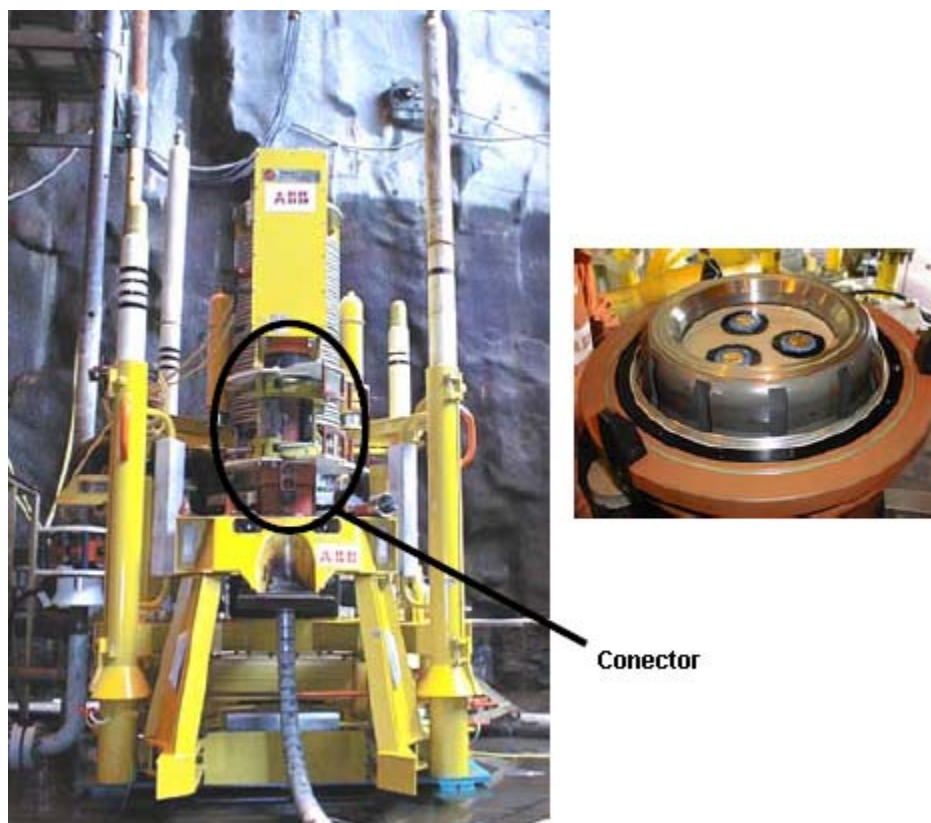


Figura 36 - Conector a utilizar para a ligação dos Postos Submarinos de Geração aos de Transmissão e para a ligação das “terras” [18]

Novamente, é importante salientar que a oferta do mercado para este tipo de equipamentos é muito limitada com uma gama de produtos muito restrita. Tal como no P.T.S.G. estas restrições obrigaram a utilizar equipamento, por vezes, sobredimensionado por não existir alternativas que se adequassem melhor aos requisitos. Não existe normalização para as dimensões destes equipamentos pelo que variam significativamente entre fabricantes. No índice de bibliografia electrónica são apresentados os sites de fornecedores destes equipamentos. Por outro lado a utilização de equipamento sobredimensionado permite, de futuro, uma reclassificação do projecto considerando potências e níveis de tensão superior.

Para média tensão, até 36 kV, existem conectores que permitem apenas as conexões em ambiente seco (*Dry Mate Connectors*) e conectores que permitem as conexões em ambiente submerso (*Wet Mate Connectors*). No caso do P.T.S.T.

serão utilizados conectores do segundo tipo porque se pretende a possibilidade de desacoplar e acoplar os P.T.S.G. do P.T.S.T.. Ambos os tipos de conectores são compostos por parte fixa, que ficará encastrada no invólucro e uma parte móvel que estará ligada na extremidade dos cabos submarinos. A parte fixa poderá ter uma terminação em caixa de óleo ou uma ligação directa, seca, aos cabos internos do Posto de Transformação Submarino. A vantagem da terminação em caixa de óleo é a sua capacidade de permitir diferentes profundidades através do controlo da pressão do óleo. O sistema baseado em caixa de cabos de óleo trás vantagens no caso de ligações de cabos monofásicos, diminuindo as distâncias de isolamento, sendo apenas importante para tensões superiores a 60 kV. Na abordagem do P.T.S.T. a extremidade interior dos ligadores está em ambiente de SF₆, pelo que não haverá grande vantagem em utilizar o sistema de caixa de óleo. Em abordagens do tipo módulos submersos independentes, descritos em 2.3 e 2.4, já haverá vantagem em utilizar este tipo de conectores com ligações interiores em óleo, pois este tipo de módulos está usualmente sobre pressão de óleo.

Protecções das chegadas

Para o dimensionamento do poder de corte necessário para a aparelhagem de protecção de cada chegada ao P.T.S.T. seria necessário conhecer as características eléctricas para cálculo das grandezas de curto-circuito da rede de interna do parque. No entanto, algumas destas grandezas são desconhecidas para o projecto do P.T.S.T., como por exemplo o comprimento dos cabos. Assim para calcular o poder de corte necessário para os disjuntores calculou-se a corrente de c.c. a partir de uma potência de c.c. típica para uma rede de 12 kV ou seja 500 MVA (de acordo com a norma CEI). Os módulos de comando (relés) dos disjuntores poderão ser programados remotamente (através do sistema de comunicação com os P.T.S.T.), de acordo com as características do projecto como sendo comprimento, tipo de cabos e características dos geradores.

Ao contrário do P.T.S.T., não se associaram conjuntos de chegadas devido à impossibilidade de encontrar equipamento com poder de corte para o agregado de P.T.S.G. e porque neste caso devido à existência de soluções de travessias para a baixa tensão do transformador é possível fazer uma ligação directa por chegada.

Tabela 18 - Descrição e definição da aparelhagem de protecção das chegadas a utilizar nos Posto de Transformação Submarino de Transmissão (P.T.S.T.)

Características da Aparelhagem de Protecção a utilizar nas chegadas do P.T.S.T.	
Designação e Fabricante	HD4 ABB
Un (kV)	12,00
In (kA)	0,63
I máx a cortar (kA)	26,46
I _{max} c.c. (kA)	31,50
Dimensões Comp. x larg. x alt. (mm)	493 x 496 x 640

Transformador

O transformador a utilizar no P.T.S.T. foi definido de modo a permitir diminuir ao máximo o diâmetro necessário para o invólucro onde este será colocado e foi também dada particular atenção às perdas geradas em funcionamento, procurando reduzir as mesmas a valores mínimos com o objectivo de manter a temperatura interior dentro de valores normais. Em contraste com os utilizados nos P.T.S.G., o transformador que incorpora o P.T.S.T. é do tipo ODAF (*Oil Directed Air Forced*) ou seja trata-se de um transformador cujo o meio de arrefecimento é o óleo sendo este dirigido e forçado para dentro do transformador e como meio exterior será o SF₆ (em vez do ar), forçado através de ventiladores. Recorreu-se a bombas de óleo e a aero-permutadores de calor para aumentar o arrefecimento do óleo do transformador permitindo que este fique mais compacto. Os aero-permutadores de calor para além de um arrefecimento mais eficiente do óleo têm também a função de fazer circular o SF₆ de modo a garantir uma melhor e mais uniforme dissipação de calor para as paredes da estrutura que contém toda a aparelhagem. Para melhor compreensão da forma e tipo de transformador serão

apresentadas as características e um conjunto de imagens (anexo III) definindo o transformador e os aero-permutadores de calor.

Uma vez que o P.T.S.T. será ligado à rede de transmissão é preferível utilizar um transformador com regulação de tensão em carga, permitindo manter a tensão no lado da transmissão constante independentemente da carga, dentro dos limites físicos. A regulação em carga poderá ser comandada a partir do centro de controlo ou poderá ser automática, definindo-se no momento da montagem a tensão de referência.

Tabela 19 - Definição do Transformador de Potência projectado para o Posto de Transformação Submarino de Transmissão

Características do Transformador a usar no P.T.S.T.	
Designação e Fabricante	CORE EFACEC
Tipo de Transformador	ODAF
Potência do Transformador (MVA)	30,00
Relação de Transformação & Tipo de Ligação (kV)	12/60 (RC +/- 10%) YNd
Resistência máxima dos enrolamentos a 75 °C (ohm)	0,023 (BT) 0,3 (AT)
Massa de chapa magnética utilizada & Massa total do transformador (kg)	14600 39000
Impedância de curto-circuito (%)	9,70
Zc.c. (Tomada Mínima)	
Dimensões (mm)	
Comp. x larg. x alt.	4500 x 2650 x 3600
Comp. x larg. (base)	4500 x 1500

Transformador de Serviços Auxiliares

No caso dos P.T.S.G. era possível utilizar a própria geração para alimentar os serviços auxiliares dentro do Posto de Transformação Submarino, neste caso será necessário utilizar um transformador auxiliar. Este transformador deverá ter uma razão de transformação 12 kV / 400 (230) kV.

Tabela 20 - Características do transformador de serviços auxiliares

Características do transformador de circuitos auxiliares a utilizar no P.T.S.T.	
Designação e Fabricante	Transformador Seco ORMAZABAL
Tipo de Transformador	Seco
Potência do Transformador (MVA)	0,10
Relação de Transformação (kV)	12 / 0,66
Dimensões Comp. x larg. x alt. (mm)	1050 x 520 x 950

Protecção da saída do P.T.S.T.

Novamente para o dimensionamento do poder de corte necessário para a aparelhagem de protecção de saída do P.T.S.T. seria necessário conhecer as características eléctricas para cálculo das grandezas de curto-circuito que poderão surgir no cabo de transmissão. No entanto, algumas destas grandezas são desconhecidas para o projecto do P.T.S.T., como por exemplo o comprimento dos cabos. Assim para calcular o poder de corte necessário para os disjuntores calculou-se a corrente de c.c. a partir de uma potência de c.c. típica para uma rede de 60 kV ou seja 1000 MVA (de acordo com a norma CEI). Os módulos de comando (relés) dos disjuntores poderão ser programados remotamente (através do sistema de comunicação com as subestações submarinas), de acordo com as características do projecto como sendo comprimento, tipo de cabos e características dos geradores.

Tabela 21 - Aparelhagem de protecção e medida da saída dos P.T.S.T.

Características da Aparelhagem de Protecção a utilizar na saída do P.T.S.T	
Designação e Fabricante	EDF SK1-72,5 ABB
Un (kV)	72,50
In (kA)	0,50
I máx a cortar (kA)	10,58
I _{max} c.c. (kA)	31,50
Dimensões Comp. x larg. x alt. (mm)	500 x 2500 x 2000

Protecção do transformador auxiliar

Para terminar o dimensionamento das protecções será necessário definir a protecção a utilizar no transformador auxiliar. Este disjuntor deverá ter um poder de corte de 500 MVA, uma vez que o transformador de serviços auxiliares, em caso de curto-circuito, é alimentado a partir das 10 entradas do P.T.S.T. e da transformador do P.T.S.T..

Conector do lado da saída

Através dos dados anteriores (potência, tensão e número de condutores) será definido o conector necessário para o lado da transmissão. Uma vez que o nível de tensão de 60 kV (tensão máxima 72,5 kV) é muito superior aos anteriores só foi possível encontrar uma solução com conectores monofásicos. Foi feita uma pesquisa de equipamentos disponíveis no mercado encontrando-se apenas uma solução monofásica, ficando os conectores desnecessariamente sobredimensionados. Por outro lado este sobredimensionamento permite que em estudos posteriores seja possível um aumento da tensão e corrente do cabo que liga o parque à rede terrestre.

Tabela 22 - Definição dos conectores a utilizar no lado da ligação à rede de transmissão

Características dos conectores a utilizar nos P.T.S.T. para as ligações à rede <i>onshore</i>	
Designação e Fabricante	145 kV High Voltage Penetrator vetco
Un (kV)	145,00
In (kA)	0,70
Tipo de Ligação Diâmetro x Comprimento	Monofásica 330 x 800 mm
Profundidade máxima (m)	100,00



Figura 37 - Conectores utilizados na ligação no lado da transmissão [20]

Esquema unifilar

Para melhor se compreender a interligação da aparelhagem será importante analisar o esquema unifilar do P.T.S.T. (Posto de Transformação Submarino de Transmissão), justificando as escolhas tomadas.

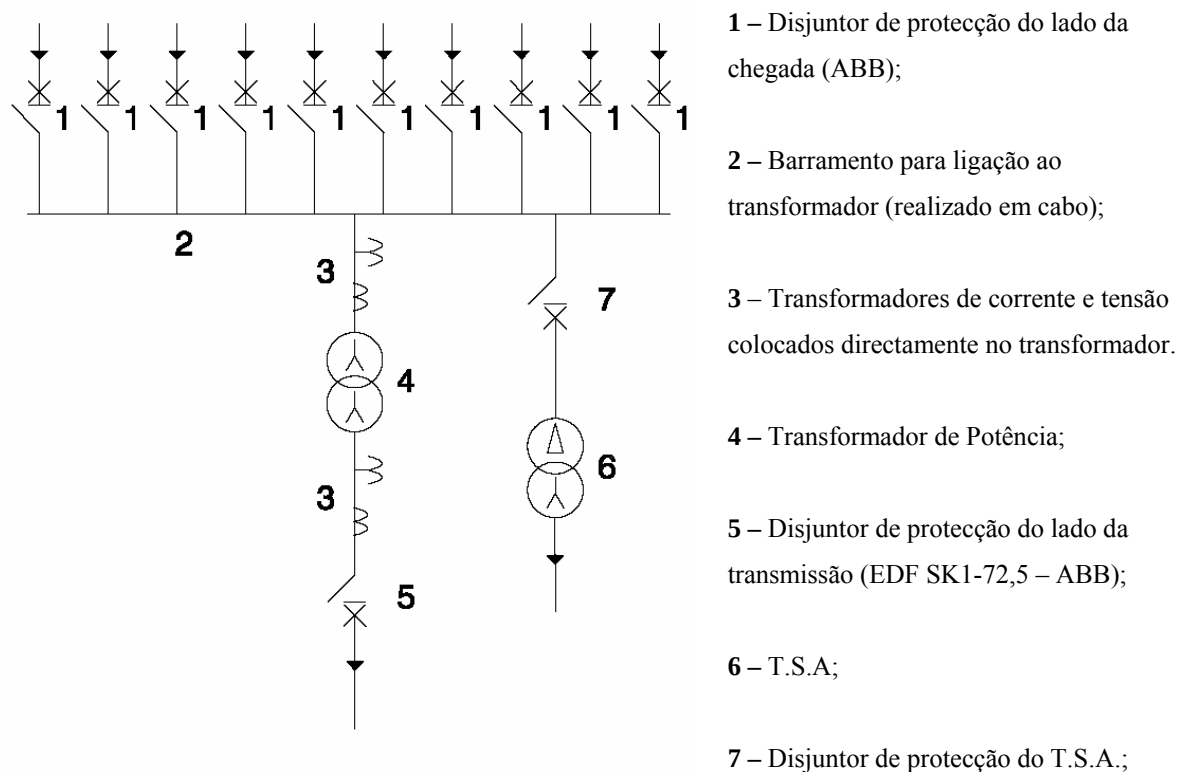


Figura 38 – Esquema do P.T.S.T.

Devido à disponibilidade no mercado de travessias (para o transformador) que permitem um melhor arranjo de ligações à baixa tensão do transformador, tal como no caso dos P.T.S.G., não se justifica a utilização de um barramento de barras, uma vez que esta ultima solução seria muito desvantajosa no que respeita à ocupação de espaço.

Tabela 23 - Tabelas com as características dos cabos a utilizar nas ligações internas do P.T.S.T.

Características dos cabos a utilizar para as interligações de aparelhagem e conectores do P.T.S.T.	
Cabos utilizados para a aparelhagem de 12 kV	
Fabricante	Cabelte
Material da alma condutora	Cobre
Referência	XHIV
I para dimensionamento do cabo (kA)	0,15
Un (kV)	20,00
In (kA)	0,19
Secção (mm ²)	35,00
Tipo	Unipolar
Número de Cabos por fase	1,00

Características dos cabos a utilizar para as interligações de aparelhagem e conectores do P.T.S.T.	
Cabos utilizados para a aparelhagem de 60 kV	
Fabricante	Solidal
Material da alma condutora	Cobre
Referência	XHIV
I para dimensionamento do cabo (kA)	0,29
Un (kV)	66,00
In (kA)	0,33
Secção (mm ²)	95,00
Tipo	Unipolar
Número de Cabos por fase	1,00

Forma e espessura do invólucro

À imagem dos P.T.S.G. para o dimensionamento do invólucro que conterà toda a aparelhagem eléctrica foram considerados, essencialmente, dois aspectos muito importantes: transferência de calor do interior para o exterior e sustentabilidade (pressão) da coluna de água. Como material a utilizar no invólucro pode ser utilizado o aço, o titânio e o alumínio. Para este tipo de aplicação em que o peso não é condicionante e em que a profundidade também não obrigará à utilização de materiais excepcionalmente resistentes foi escolhido o aço que é um material de custo acessível e como se verificará mais adiante cumpre com os requisitos mecânicos e térmicos necessário para a nossa aplicação.

No dimensionamento do invólucro foi inicialmente definido o diâmetro necessário para acondicionar toda a aparelhagem em causa, seleccionando-se o aparelho com maior altura.

O componente do P.T.S.T. com maior dimensão, que impõem o diâmetro interior mínimo do invólucro é o transformador. Podemos observar na Tabela 19, que a altura do transformador (3600 mm) e a sua largura da base (1500 mm) correspondendo a uma diagonal de 3900 mm impõem um diâmetro de 4000 mm. A espessura do invólucro depende da sua forma, diâmetro exterior, da resistência mecânica do aço escolhido e profundidade de instalação. As formas da estrutura que melhor resistem à pressão são a esférica e cilíndrica. Pelas características físicas e disposição do conjunto de equipamento que compõe um posto de transformação compacto conclui-se que seria necessário utilizar uma estrutura alongada cilíndrica com as extremidades esféricas.

A pressão exercida sobre a estrutura é calculada pela expressão:

$$P = \rho \times g \times h = 1025 \times 9,87 \times 50 = 505838 \frac{kg}{m^2}$$

em que:

P – pressão na superfície do invólucro em kg/m^2 ;

ρ – densidade da água do mar em kg/m^3 ;

h – profundidade de instalação em m;

Para a forma de um cilindro existe um valor mínimo da relação entre a espessura e o diâmetro exterior do cilindro. Este valor mínimo é independente do comprimento do cilindro porque se admite um valor de comprimento do cilindro consideravelmente superior ao seu diâmetro. Este valor mínimo garante que a estrutura é capaz de suportar o esforço mecânico estático devido à pressão da coluna de água e o esforço mecânico dinâmico devido à movimentação da coluna de água.

Esta relação, pode ser calculada para esforços estáticos a partir da seguinte formula:

$$a = \frac{1}{2} \times \left(1 - \sqrt{1 - \frac{2 \times P}{\sigma_{estatico}}} \right)$$

em que:

a – relação mínima espessura/diâmetro exterior (adimensional);

P – pressão na superfície do invólucro em kg/m²;

$\sigma_{estático}$ – tensão estática suportada pelo material em Pa (Tabela 11);

Esta relação, também deve ser calculada para dinâmicos a partir da seguinte formula:

$$b = \left(P \times \left(\frac{1 - \nu^2}{2 \times E} \right) \right)^{\frac{1}{3}}$$

em que:

b – relação mínima espessura/diâmetro exterior (adimensional);

P – pressão na superfície do invólucro em kg/m²;

E – módulo de Young em Pa (Tabela 11);

ν – Relação de Poisson;

Com estas fórmulas, tal como no caso do P.T.S.G., foram calculadas as relações entre espessura e diâmetro exterior para a profundidade de funcionamento do nosso estudo que será 50 metros, como especificado anteriormente e utilizando como material o aço 304, calculou-se para relação *a* s 0,0012 e para *b* igual 0,011.

Para o pior caso que será *b* igual a 0,011, com um diâmetro de 4000 mm, encontrado anteriormente, necessitamos de uma espessura mínima de 45 mm. No entanto para suportar esforços adicionais que poderão resultar de impactos no procedimento de instalação é recomendável utilizar um factor multiplicativo de segurança de aproximadamente 2 em relação à espessura calculada. Considerando o factor de segurança a espessura real do invólucro deverá ser de 90 mm.

Com estes dados foi possível definir-se as seguintes características do invólucro que conterà todos os equipamentos anteriormente definidos.

No dimensionamento do comprimento do P.T.S.T. considerou-se a disposição da seguinte aparelhagem colocada em série e respeitando distância necessárias para a instalação dos módulos: disjuntores de protecção das chegadas, transformador, e disjuntor de saída. Do resultado deste dimensionamento foram obtidos diferentes comprimentos (apresentados na Tabela 24).

Tabela 24 - Definição e caracterização do invólucro do P.T.S.T.

Características do invólucro a utilizar no P.T.S.T.	
Material	Aço 304 (Tratado)
Diâmetro (mm)	4000,00
Espessura (mm)	90,00
Relação espessura/ (diâmetro+espessura)	0,0220
Comprimento necessário (mm)	12360,00
Comprimento real (mm)	12500,00

Dissipação de calor através do invólucro

Para verificar se está assegurada a dissipação para o exterior do calor, gerado pela aparelhagem (transformador), procedeu-se ao cálculo do calor produzido pelo transformador e da capacidade de dissipação deste calor através da superfície do invólucro. A homogeneização do calor dentro do invólucro será efectuada através dos aeropermutadores de calor.

O cálculo do calor produzido pelo transformador baseia-se nas perdas por efeito de Joule e Perdas no Circuito Magnético admitindo o regime de funcionamento contínuo à pela carga.

Com as características do transformador, definidas na Tabela 19, será necessário calcular as perdas geradas pelo transformador:

$$\begin{aligned}
 P_{dissipar} &= (R_{A.T.} \times I_{A.T.}^2 \times 3 + R_{B.T.} \times \left(\frac{I_{B.T.}}{\sqrt{3}}\right)^2 \times 3) \times 1,2 + M_{Ferro} \times 1,06 \times W_{kg} + P_{Auxiliar_{c.c.}} + P_0^{Auxiliar} = \\
 &= (0,3 \times 320,8^2 \times 3 + 0,023 \times \left(\frac{1443,4}{\sqrt{3}}\right)^2 \times 3) \times 1,2 + 14600 \times 1,06 \times 1,16 + 440 + 2000 = \\
 &= 189000W \Rightarrow 189000J / s
 \end{aligned}$$

em que:

$R_{A.T.}$ – Resistência do enrolamento de alta tensão;

$I_{A.T.}$ – Corrente na tomada mínima de regulação do enrolamento de alta tensão;

$R_{B.T.}$ – Resistência do enrolamento de baixa tensão;

$I_{B.T.}$ – Corrente nominal do enrolamento de baixa tensão;

M_{Ferro} – Massa do circuito ferromagnético, em kg;

W_{kg} – Perdas específicas da chapa magnética utilizada, em W/kg;

$P_{Auxiliar_{c.c.}}$ – Perdas por efeito de Joule do transformador auxiliar (Tabela 29)

em W;

$P_0^{Auxiliar}$ – Perdas no circuito magnético do transformador auxiliar (Tabela 29) em W;

Com as perdas a dissipar definidas o cálculo de condutividade térmica é calculado por:

$$H = \frac{K \times A \times (T_i - T_e)}{e}$$

em que:

H – potência no interior do invólucro a dissipar, em J/s;

K – condutividade térmica do aço, em J/s.m.C;

A – superfície interior do invólucro, em m²;

T_i – temperatura interior, em °C;

T_e – temperatura exterior, em °C;

e – espessura, em mm;

O que se pretende calcular será a temperatura interior do invólucro admitindo uma temperatura exterior T_e igual a 15 °C (temperatura do oceano). As restantes grandezas podem ser calculadas com base nas características dimensionais e material do invólucro. A espessura considerada é de 90mm K, condutividade térmica do aço K é 14 J/s.m.C.

Tabela 25 – Temperatura interior do invólucro

Temperatura interior do involucro (Ti)	
Área (m ²)	157,08
Ti (°C)	22,73

Desta forma verifica-se a capacidade de dissipação do calor gerado, para qualquer dos tipos, mantendo a temperatura interior abaixo dos limites de funcionamento da aparelhagem que é aproximadamente 30°C.

Flutuabilidade do invólucro

Para o dimensionamento do invólucro será necessário realizar o cálculo de flutuabilidade para se ter noção do esforço que será necessário para a colocação e amarração do P.T.S.T. no fundo do oceano.

Tabela 26 - Flutuabilidade do P.T.S.T.

Flutuabilidade	
Peso do invólucro + aparelhagem (Toneladas)	177,00
Volume do involucro (m ³)	157,08
Força de impulsão (kgf)	-15993,38

De acordo com os dados anteriores, verifica-se que o peso do P.T.S.T. é superior ao peso de água deslocada pelo seu volume e portanto nestas circunstâncias existirá uma força de afundamento. Para a colocação, no fundo do oceano, bastará controlar a sua descida até ao leito e uma vez colocado no local final proceder à sua amarração. Para o trazer à superfície será necessária uma força de 9 toneladas.

Terra de protecção e serviço

Como referido anteriormente o regime de neutro utilizado, no lado da B.T., será um regime de neutro isolado pelo que não existirá terra de serviço, no entanto existirá terra de protecção que servirá para equipotencializar todas as massas dos aparelhos utilizados no P.T.S.T.. Para evitar estas tensões de contacto na superfície do invólucro será utilizado um conector (igual ao utilizado nos P.T.S.G.) para a terra de protecção ligando o barramento de equipotencial a um eléctrodo de terra exterior ao P.T.S.T.. Ao contrário do P.T.S.G. neste caso será necessário criar uma terra de serviço para ligação do neutro à terra. Com o objectivo de diminuir o número de conectores poderá utilizar-se o conector de neutro para ligar o neutro do transformador à terra de serviço assim como o cabo de neutro que irá ligar à rede *onshore*.

Esquema de componentes do P.T.S.G.

Na Figura 44 está apresentada a disposição dos componentes do P.T.S.T.. O conjunto de componentes é constituído por:

1. disjuntores de protecção das chegadas e respectivos módulos de comando;
2. disjuntor de protecção do T.S.A.;
3. T.S.A.;
4. transformador;
5. aeropermutadores;
6. disjuntor e respectivo modulo de comando da saída;
7. invólucro;
8. porta amovível do invólucro;

9. conectores;

10. calha de passagem dos cabos e estrutura de suporte da aparelhagem;

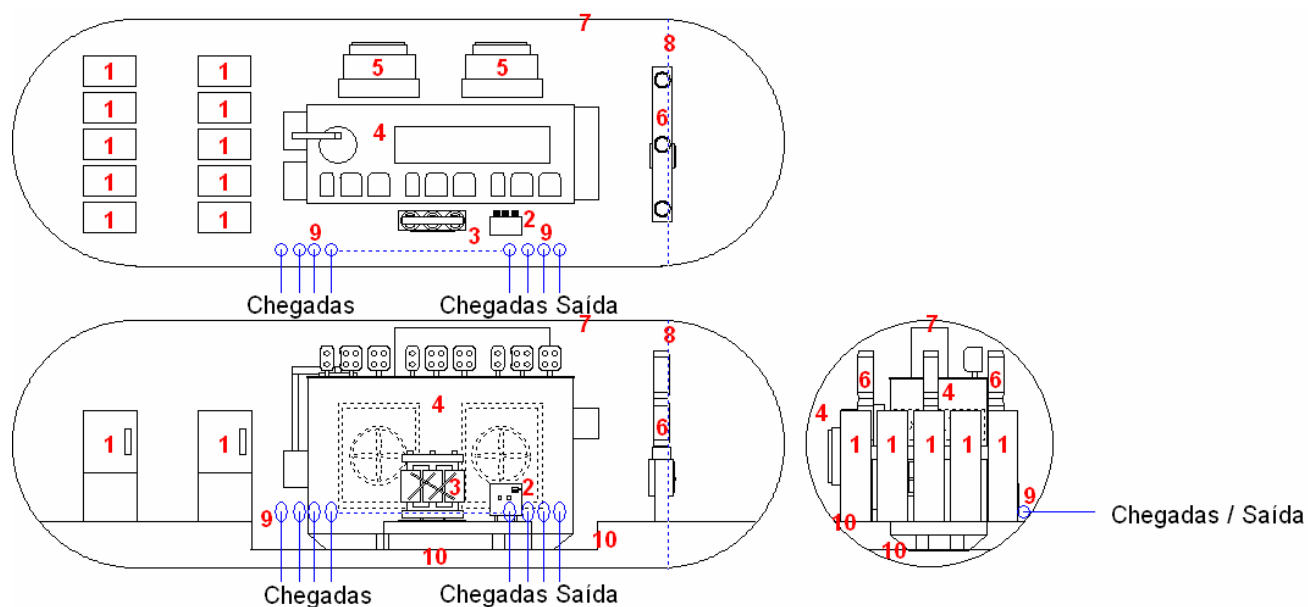


Figura 39 - Esboço do Posto de Transformação Submarino de Transmissão

7. Análise dos custos dos Postos de Transformação Submarinos

Neste capítulo será analisada a viabilidade económica do projecto dos Postos de Transformação Submarinos.

Neste capítulo são discriminados e analisados os custos de cada componente dos Postos de Transformação Submarinos. Os custos de cada um dos componentes foram obtidos por contacto com os fabricantes dos diversos equipamentos.

O custo dos invólucros foi encontrado por equiparação com outros tipos de invólucros submarinos, semelhantes mas utilizados em outras aplicações, este custo é dependente do volume de aço utilizado.

Tal como os invólucros, os conectores submarinos são outro componente de aplicação específica em ambiente submarino. Por esta razão, o número de fabricantes, a nível mundial, e a diversidade de produtos é reduzida o que leva a que estes preços sejam muito inflacionados. Os preços encontrados para estes conectores eram muito díspares entre fornecedores pelo que utilizamos como referência os preços mais baixos.

Os restantes componentes (disjuntores, transformadores, aparelhagem de medida e comando) são equipamentos tipicamente utilizados em subestações compactas existindo uma grande diversidade de oferta a preços competitivos.

O capítulo não aborda os custos de instalação e manutenção, por não existir informação sobre os custos praticados pelos fornecedores de serviços em ambiente marítimo, não sendo um tipo de serviços comum na costa Portuguesa.

7.1. Custos do Postos de Transformação Submarinos de Geração

O custo final dos P.T.S.G. e a sua distribuição de custos estão apresentados na Tabela 27. A tabela a discriminação destes custos está apresentada no anexo IV.

Pode observar-se que os P.T.S.G. de Tipo 1, com 21 entradas, são os que têm um custo mais elevado comparativamente com os P.T.S.G. de Tipo 2 e 3, com 12 e 4 entradas, respectivamente. Os custos mais elevados do P.T.S.G. do Tipo 1 devem-se à utilização de uma maior número de conectores. Apesar de do P.T.S.G. do Tipo 2 ter 12 chegadas face às 4 do Tipo 3, o primeiro utiliza 12 conectores trifásicos enquanto que o segundo utiliza 12 conectores monofásicos. Como os custos dos conectores monofásicos e trifásicos são semelhantes a diferença do conjunto fica atenuada. Pode observar-se que a maior percentagem de custos corresponde aos custos dos conectores. A percentagem de custo do invólucro não é significativa. É de salientar que os P.T.S.G. de Tipo 1, que são os mais caros, destinam-se a colectar a potência gerada por pequenas unidades geradoras, de 0,15 kW, enquanto que os de Tipo 2 e 3 se destinam a colectar a potência de unidades de geração com 0,25 e 0,75 kW, respectivamente. Destes valores se conclui que aproveitamentos de energia das ondas de menor potência podem tornar-se um investimento menos viável devido à infra-estrutura de colecta do parque de energia das ondas.

Os preços dos componentes, normalizados, utilizados nos P.T.S.G. (disjuntores, transformadores, aparelhagem de medida e comando) não sofrerão alterações significativas por serem equipamentos standard, utilizados nos Postos de Transformação compactos *onshore*.

Pelo contrário os conectores disponíveis no mercado não estão orientados para aplicações de energia a baixa profundidade (50m), por esta razão são geralmente equipamentos com raras aplicações, para elevadas profundidades (mais que 1500 m), e consequentemente com custos muito elevados. Supondo um desenvolvimento do mercado dos P.T.S. também haverá um desenvolvimento de tecnologia de conectores para baixas profundidades, adequadas a estas aplicações e com custos que serão cerca de 10% dos actuais. Este valor indicativo de 10 %

baseia-se no custo de equipamento com características similares como, as travessias utilizadas nos transformadores de potência para ligação a linhas áreas. Caso se verifique esta redução de custos para os conectores o P.T.S.G. passará a ter um custo aproximado de 660 k €, 400 k € e 350 k € para os P.T.S.G. do Tipo 1 2 e 3 respectivamente.

Tabela 27 – Distribuição de custos dos diversos componentes do P.T.S.G.

Custos do P.T.S.G.			
Tipo de P.T.S.G.	Tipo 1	Tipo 2	Tipo 3
Custo Total (k€)	1600,00	960,00	820,00
Conectores chegada (%)	61,69%	58,75%	52,68%
Aparelhagem de protecção das chegadas (%)	6,30%	5,25%	9,22%
Transformador (%)	2,50%	4,17%	4,88%
Aparelhagem de protecção da saída (%)	0,75%	1,25%	1,46%
Aparelhagem de medição (%)	1,25%	2,08%	2,44%
Conectores saída (%)	3,25%	5,42%	6,34%
Invólucro (%)	2,63%	4,17%	4,02%
Conector de terra (%)	0,88%	1,46%	1,71%
Custo de assemblagem (%)	20,00%	20,00%	20,00%

7.2. Posto Submarino de Transformação de Transmissão

O custo final dos P.T.S.T. e a sua distribuição de custos estão apresentados na Tabela 28. A tabela a discriminação destes custos está apresentada no anexo V.

Pode observar-se que o custo do P.T.S.T. é da ordem de grandeza do P.T.S.G. de Tipo 1, apesar de ter uma potência cerca de 10 vezes superior. Esta relação de preços deve-se à utilização de uma menor número (10 tripolares) de conectores no P.T.S.T. do que no P.T.S.G. de Tipo 1, o que diminui o custo compensando ao aumento de custo devido à potência dos equipamentos. No P.T.S.T. a componente de custo dos conectores diminui para 30% do custo total. A componente de custo do transformador apresenta no P.T.S.T. a maior percentagem do custo total.

Admitindo uma situação de desenvolvimento de mercado para os conectores, tal como no caso dos P.T.S.G., reduzindo para 10% o custo por conector obteríamos 1200 k€. Se o Posto de Transformação for idealizado para ligar sistemas de energia das ondas de grande dimensão, semelhantes ao WaveDragon com 7 MW, não serão necessários tantos conectores de entrada reduzindo ainda mais o custo do P.T.S.T..

Tabela 28 - Distribuição de custos dos diversos componentes do P.T.S.T.

Custos do P.T.S.T.	
Custo Total (k€)	1690,00
Conectores chegada (%)	30,77%
Aparelhagem de protecção das chegadas (%)	7,10%
Transformador (%)	32,25%
Transformdor auxiliar (%)	0,44%
Aparelhagem de protecção da saída (%)	0,83%
Conectores saída (%)	4,73%
Invólucro (%)	5,92%
Conector de terra (%)	0,83%
Custo de assemblagem (%)	20,00%

8. Conclusões

Neste capítulo estão sintetizadas as conclusões finais sobre aspectos técnico e económicos do desenvolvimento e aplicações na nova tecnologia dos Postos de Transformação Submarinos.

Do estudo do estado da arte das energias renováveis *offshore* conclui-se que existe actualmente uma grande diversidade de tecnologias de geração. Estas tecnologias de geração variam na sua forma de fonte primária de energia (ondas, correntes marítimas e eólica), forma como é instalada (à superfície, submersa ou semi-submersa), densidade espacial (n.º de unidades por km² ou potência por km²). Para além desta diversidade existe ainda uma grande variação de potências por unidade de geração, que poderá variar desde pequenas potência (alguns kW) até grandes potências (alguns MW). Apesar de existir esta variedade tecnológica na geração e estando ainda em constante evolução verifica-se que estão ainda muito pouco desenvolvidas as tecnologias relacionadas com as redes eléctricas de colecta e redes eléctricas de transmissão bem como os sistemas de transformação que fazem parte destas redes. Conclui-se portanto que existe uma grande necessidade de desenvolver e adoptar tecnologias e soluções de engenharia para as redes eléctricas *offshore* dando resposta ao crescente desenvolvimento de parques de produção de energia *offshore*.

No capítulo 3 foram estudadas as configurações de rede eléctrica e os níveis de tensão mais adequados para as redes de parques de energias renováveis *offshore*. A base para esta optimização parte da densidade de potência (capítulo 2) que pode ser instalada numa área de produção. Esta densidade de potência está relacionada com a densidade de energia da fonte primária e com o número de unidades de geração. Conseguiu-se neste capítulo (2) caracterizar para a diversidade de unidades de geração a potência a ser colecta numa determinada área o que permite especificar distâncias de rede (interna) e consequentemente os níveis de tensão a aplicar. Desta optimização definiu-se um caso de estudo, para unidades de geração de energia das ondas, para uma determinada área de colecta e para uma distância à costa típica destes aproveitamentos. Para este caso de estudo foram propostas soluções de engenharia baseadas em Postos de Transformação Submarinos. A solução encontrada para dar uma resposta capaz à alargada gama de potências das unidades geradores baseia-se em dois tipos de Postos de Transformação Submarino. O primeiro tipo são Postos de Transformação Submarinos de Geração (P.T.S.G.) utilizados para a colecta da geração de pequenas unidades produtoras sem incluir transformador elevador na sua

estrutura. O segundo tipo são Postos de Transformação Submarinos de Transmissão (P.T.S.T.) utilizados para a colecta da potência de vários P.T.S.G. e de unidades de geração de maior potência que incluam os transformadores elevadores na sua estrutura.

8.1. Viabilidade Técnica dos Postos Submarinos de Transformação

Para garantir a viabilidade técnica de um P.T.S foi necessário garantir a fiabilidade do sistema, localizado em zonas de difícil acesso e ambientes agressivos, tendo em conta uma preocupação com a escolha de aparelhagem fiável, sem necessidade de manutenção e autónoma.

Para o dimensionamento e projecto dos P.T.S. foi necessário investigar e desenvolver soluções de engenharia para o invólucro dos P.T.S. e para a formas e conexão dos cabos aos P.T.S.. Para além das preocupações de dimensionamento eléctrico dos vários componentes do interior do P.T.S. foi necessário o dimensionamento mecânico e térmico do invólucro dos P.T.S.. Surgiram dificuldades técnicas relacionadas com a escolha do regime de neutro das redes e das formas de conexão dos cabos aos P.T.S..

Conclui-se que é tecnicamente possível colocar em funcionamento os P.T.S. de forma fiável e autónoma, com mínimo de manutenção.

8.2. Viabilidade económica dos Postos de Transformação Submarinos

Conclui-se que devido à não existência de conectores para este tipo de aplicações os custos de um Posto de Transformação Submarino serão elevados se construídos com os componentes existentes no mercado. No entanto, os custos destes conectores poderão ser reduzidos para 10 % do valor actual se criada uma tecnologia de conectores apropriada e suficiente para este tipo de aplicações. Com estas perspectivas de desenvolvimento tecnológico os P.T.S. serão competitivos com outras soluções de Postos de Transformação flutuantes ou de plataforma.

Para sistemas com unidades de geração de baixa capacidade os custos dos P.T.S. (€/kW) são muito mais elevados que os custos de um P.T.S. para conectar

unidades de geração de grande capacidade. Conclui-se assim que os aproveitamentos baseados em sistemas de energia das ondas de maior dimensão, com transformador incluído na sua estrutura, terão uma maior viabilidade por requerem custos de rede menores.

8.3. Perspectivas para estudos futuros

As soluções propostas cobrem uma gama de aplicação de aproveitamentos de energia das ondas e correntes marítimas com potências até 30 MVA (P.T.S.T.) e áreas de serviço até 45 km², possibilitando uma distância máxima à costa de 43 km. A continuidade deste estudo poderá ser a procura de soluções para estender o campo de aplicação a potências, áreas e distâncias mais elevadas.

Numa perspectiva da tecnologias dos Postos de Transformação Submarinos existe um grande potencial de investigação em tecnologias adequadas para as formas de conexão, podendo-se mesmo pensar em soluções de barramentos eléctricos submarinos externos ao P.T.S.. Também será interessante o estudo comparativo de soluções submarinas baseadas em invólucro com soluções baseadas em módulos de componentes submarinos.

9. Bibliografia

- [1] D. o. T. Industry, "World Offshore Renewables Report 2004 - 2008," 2004.
- [2] Econnect, "Independent specialists in the grid integration of renewable energy..."
- [3] W. e. centre, "Potencial e Estratégia de desenvolvimento da energia das ondas em Portugal."
- [4] EPRI, "Offshore Wave Energy Conversion Devices," 2004.
- [5] J. Thake, "Development, Installation and Testing of a Large-Scale Tidal Current Turbine," IT Power 2005.
- [6] R. Boud, "Wave and Marine Current Energy," Future Energy Solutions 2003.
- [7] T. Thorpe, "A Brief Overview of Tidal & Wave Energy," 2003.
- [8] T. Stallard, R. Rothschild, A. Bradshaw, and G. Aggidis, "Comparison of equivalent capacity wave energy schemes," 2005.
- [9] vetco, "Deep Water Expert Workshop," 2004.
- [10] T. Ackermann, "Transmission Systems for Offshore Wind Farms," in *IEE Power Engineering Review*, 2002.
- [11] P. Bauer, S. W. H. d. Haan, C. R. Meyl, and J. T. G. Pierik, "Evaluation of Electrical Systems for offshore Windfarms," pp. 8, 2000.
- [12] Y. Nakamura, T. Kuroshima, M. Takeuchi, T. Sanpei, S. Suzuki, S. Ishikura, H. Inoue, and T. Uematsu, "INSTALLATION OF 66kV XLPE POWER-OPTICAL FIBER COMPOSITE SUBMARINE CABLE AND WATER PIPE FOR THE TRANS-TOKYO BAY HIGHWAY," 1995.
- [13] ABB, "XLPE Submarine Cable Systems."
- [14] P. Sally D. Wright, P. D. Anthony L. Rogers, P. D. James F. Manwll, and M. S. Anthony Ellis, "Transmission Options for Offshore Wind Farms in the United States," Renewable Energy Research Lab, Department of Mechanical and Industrial Engineering, University of Massachusetts 2002.
- [15] M. NAKAMURA, N. NANAYAKKARA, H. HATAZAKI, and K. TSUJI, "RELIABILITY ANALYSIS OF SUBMARINE POWER CABLES AND DETERMINATION OF EXTERNAL MECHANICAL PROTECTIONS," 1992.
- [16] vetco, "MECON Mrk.II - HV Wet Mate Power Connector," 2006.
- [17] Tronic, "specTRON (Subsea Power Electrical Connectors)," 2006.
- [18] vecto, "MECON Mrk.I - HV Wet Power Connector," 2006.
- [19] vecto, "7,2 - 12 kV High Voltage Penetrator."
- [20] vetco, "145 kV High Voltage Penetrator."
- [21] L. Xu and B. R. Andersen, "Grid connection of large offshore wind farms using HVDC," *Wind Energy*, vol. 9, pp. 371-382, 2006.
- [22] P. W. Ullman, "Offshore tidal power generation - A new approach to power conversion of the oceans' tides," *Marine Technology Society Journal*, vol. 36, pp. 16-24, 2002.
- [23] A. B. Gill, "Offshore renewable energy: ecological implications of generating electricity in the coastal zone," *Journal of Applied Ecology*, vol. 42, pp. 605-615, 2005.

- [24] L. Sharpe, "Offshore generation looks set to take off," *Iee Review*, vol. 48, pp. 24-25, 2002.

10. Bibliografia Electrónica

SIEMENS: www.siemens.pt

ABB: www.abb.pt

ORMAZABAL: www.ormazabal.com

EFACEC: www.efacec.pt

Vetco: www.vetcogray.com

Tronic: www.exprogroup.com

Agencia Financeira: www.agenciafinanceira.iol.pt

San Francisco Maritime National Park Association:
www.maritime.org/fleetsub

Página Pessoal de Roger Cortesi: rogercortesi.com

Clean Energy: cleanenergy.blogspot.com

Anexos

Anexo I – Cabos submarinos

Anatomia do cabo submarino [14] :

- **Isolamento**

Três tipos de isolamento são comuns nos cabos submarinos (distância de vários km). Apesar do tipo de isolamento, da sua construção e espessura poder variar de acordo com o nível de tensão em causa, serão aqui apresentados os tipos utilizados tanto em média como em alta tensão. O tipo de construção, material usado e disposição em camadas ou extrudido são os elementos que caracterizam o isolamento de um cabo.

O primeiro tipo de isolamento é o óleo a baixa pressão, LPOF (*Low-pressure oil filled*). Este tipo de isolamento utiliza papel impregnado com óleo sendo este último pressurizado. Geralmente a pressão do óleo é assegurada por duas estações nos extremos do cabo. A pressurização do elemento isolante (óleo) evita que se forme vácuo quando o condutor retrai ou expande, em função da sua carga. As estações de pressurização representam uma parte significativa do custo do sistema. Este tipo de isolamento vive com risco de uma fuga que se tornaria um perigo ambiental. LPOF pode ser utilizados em distância até os 50 km. A aplicação desta solução em DC é quase inexistente tendo em conta que as distâncias a vencer neste tipo de exploração são demasiado elevadas para garantir a pressurização do cabo. Com o desenvolvimento de novas tecnologias e com a crescente consciência ambiental tem-se procurado a reduzir a utilização deste tipo de cabos.

De construção similar são os cabos com papel impregnado que tradicionalmente são aplicados na transmissão em HVDC. O papel é colocado por camadas impregnado com um fluido de alta viscosidade LPFF (*Low-pressure fluid fill*). Este tipo de cabos têm uma construção idêntica à anterior, mas não necessitam das estações nos extremos assim como não apresentam o problema de fuga (derrame).

A solução de isolamento extrudido tem vindo a substituir outros tipos de isolamento dada a sua relativa simplicidade de aplicação. Um cabo com

isolamento de polyethyleno (XPLE) para o mesmo nível de utilização de um cabo com um dos isolamentos anteriores apresenta custos mais baixos e menor capacidade resultando numa diminuição das perdas AC. Com este tipo de isolamento foram ultrapassados os problemas de pressão e portanto a distância deixou de ser uma barreira, no que diz respeito a este problema específico. Até recentemente o XPLE não podia ser usado em aplicações em corrente continua uma vez que se partia facilmente, contudo recentes desenvolvimentos permitiram o seu uso em DC.

- **Condutor**

Para médias e alta tensões o elemento condutor geralmente é o cobre, podendo ocasionalmente utilizar-se o alumínio.

- **Número de condutores**

Sempre que possível em AC os condutores das três fases são juntos num só cabo, formando um cabo trifásico. A utilização deste tipo de cabos diminui os custos de montagem e os custos gerais em termos de condutores. Do ponto de vista eléctrico o campo electromagnético criado em torno do cabo é inferior ao do criado por um cabo monofásico assim como as perdas por correntes induzidas. Com o aumento das potências o cabo trifásico deixa de ser aplicável, sendo necessário recorrer a três ou mais cabos monofásicos. Uma grande vantagem dos cabos monofásicos é o custo inferior para a montagem de um cabo de reserva. Outra mais valia da opção monofásica é a capacidade de construção de cabos maiores sem necessidade de uniões.

- **Ecrã**

Uma camada semicondutora de papel ou um polímero extrudido é colocada em torno do condutor com o objectivo de suavizar o campo eléctrico, evitar concentrações de esforços eléctricos e assegurar uma correcta aderência do isolamento ao condutor.

- **Bainha metálica**

A envolver o ecrã de todos os condutores existe uma bainha metálica com várias funções. Esta bainha ajuda a ligação do cabo à terra, assegura a circulação da corrente de defeito no caso de existir algum problema com o cabo e serve também como uma barreira para a humidade. Em corrente alternada serão induzidas correntes nestas bainhas criando correntes de circulação que resultarão em perdas. Diversas formas de ligação à terra desta bainha têm vindo a ser estudadas com o objectivo de minimizar as perdas devido às correntes de circulação. Ao contrário de outros cabos os que têm isolamento EPR (Borracha Etileno-Propileno) não necessitam desta bainha.

- **Armadura**

Uma camada de isolamento final e a armadura completam o sistema de isolamento e protecção do cabo. A armadura levará um tratamento contra a corrosão de modo a garantir a protecção contra a corrosão marinha.

Cabos de fibra óptica poderão ser colocados dentro do mesmo isolamento do cabo.

Constituição dos cabos submarinos

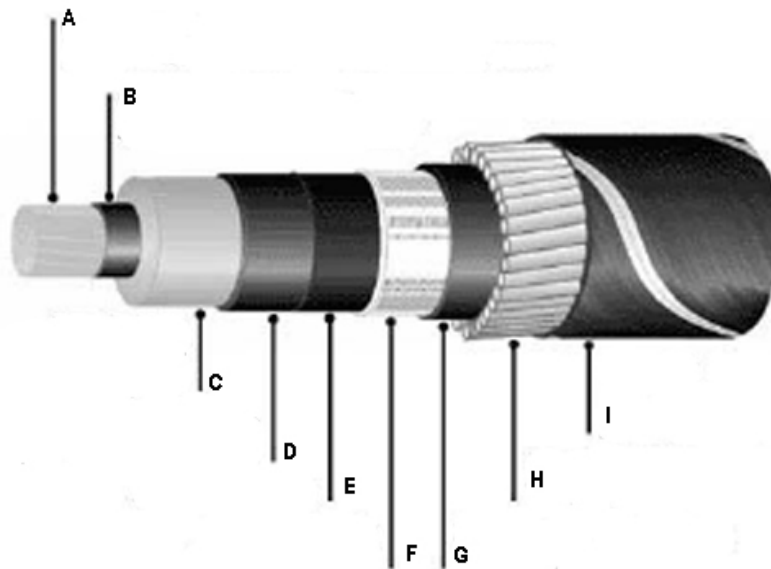


Figura 40 - Cabo submarino, unipolar (Cabo de ligação da ilha de “Long Island” EUA) da ABB [14]

- A* Condutor: cobre, 1300mm²
- B* Ecrã do condutor: polímero semi-condutor
- C* Isolamento: polímero capaz de isolar HVDC
- D* Ecrã isolante: semi-condutor XLPE
- E* Blindagem
- F* Bainha metálica
- G* Protecção: bainha de polietileno extrudido
- H* Armadura: Fios de aço galvanizado
- I* Bainha exterior: polypropylene



Figura 41 - Cabo trifásico submarino da Nexans [14]



Figura 42 - Cabo trifásico submarino da Okonite [14]

Anexo II – Aparelhagem do Posto Submarino de Transformação de Geração

Tabela 29 - Tabela com as características dos transformadores secos utilizados

12 kv

Scheda tecnica classe di isolamento - PERDITE NORMALI

Insulation class table - STANDARD LOSSES

Características técnicas por clase de aislacion - PERDIDAS STANDARD

Technische Daten - Isolationsklasse - NORMALE VERLUSTE

Caractéristiques technique pour cette classe d'isolement - PERTES STANDARD

DATI ELETTRICI • ELECTRICAL DATA • DONNEES ELECTRIQUES • ELEKTRISCHE DATEN • DATOS ELECTRICOS

Pot.	kVA	100	160	250	315	400	500	630	800	1000	1250	1600	2000	2500	3150
W ₀	W	440	610	820	1050	1150	1400	1500	1750	2100	2550	3000	3500	4300	5000
W _{cc} (75 °C)	W	1740	2350	3050	3700	4300	5250	6350	8200	9600	10900	12650	16100	18300	22650
W _{cc} (120 °C)	W	2000	2700	3500	4250	4900	6000	7300	9400	11000	12500	14500	18500	21000	26000
V _{cc} (120 °C)	%	4	4	4	4	4	4	4	6	6	6	6	6	6	6
I ₀	%	2,2	1,9	1,5	1,4	1,3	1,2	1,2	1,1	1	0,9	0,9	0,9	0,8	0,7
L _{wa}	dB(A)	59	62	65	67	68	68	70	72	73	74	76	80	81	82
L _{pa} 1 m	dB(A)	50	51	54	55	56	56	57	58	59	60	62	64	65	67
RENDIMENTI A 75°C (η %) - EFFICIENCY TO 75° C (η %) - RENDEMENTS Á 75° C (η %) - WIRKUNGSGRAD BEI 75°C (η %) - RENDIMIENTOS A 75°C (η %)															
cos φ = 1	4/4	97,83	98,16	98,46	98,50	98,64	98,67	98,76	98,76	98,83	98,93	99,02	99,02	99,10	99,12
	3/4	98,12	98,40	98,65	98,68	98,81	98,84	98,93	98,94	99,00	99,08	99,16	99,16	99,22	99,25
	2/4	98,27	98,51	98,74	98,75	98,89	98,92	99,02	99,05	99,10	99,16	99,23	99,25	99,29	99,33
cos φ = 0,9	4/4	97,54	97,93	98,26	98,31	98,47	98,51	98,60	98,59	98,67	98,78	98,89	98,89	98,97	99,00
	3/4	97,88	98,20	98,40	98,52	98,67	98,70	98,80	98,80	98,87	98,96	99,05	99,06	99,12	99,15
	2/4	98,05	98,34	98,59	98,61	98,76	98,79	98,91	98,94	98,99	99,06	99,14	99,16	99,20	99,24
cos φ = 0,8	4/4	97,25	97,66	98,04	98,09	98,27	98,31	98,42	98,40	98,40	98,61	98,74	98,74	98,83	98,87
	3/4	97,63	97,98	98,30	98,33	98,50	98,54	98,64	98,65	98,72	98,82	98,92	99,03	99,01	99,04
	2/4	97,82	98,13	98,42	98,43	98,61	98,64	98,77	98,80	98,86	98,93	99,03	99,05	99,10	99,14

Anexo III – Aparelhagem do Posto de Transformação de Transmissão Submarino

Figura 43 – Desenho dos aero-permutadores de calor utilizados no P.T.S.T.

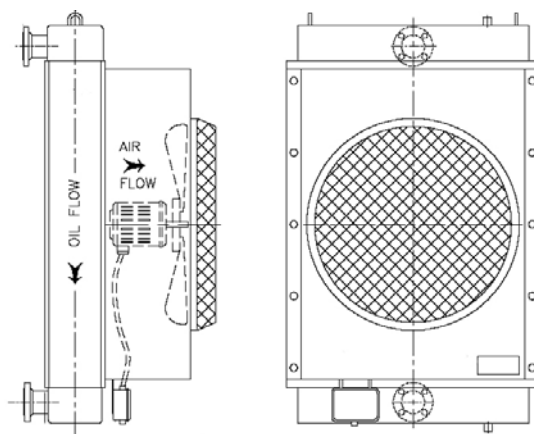
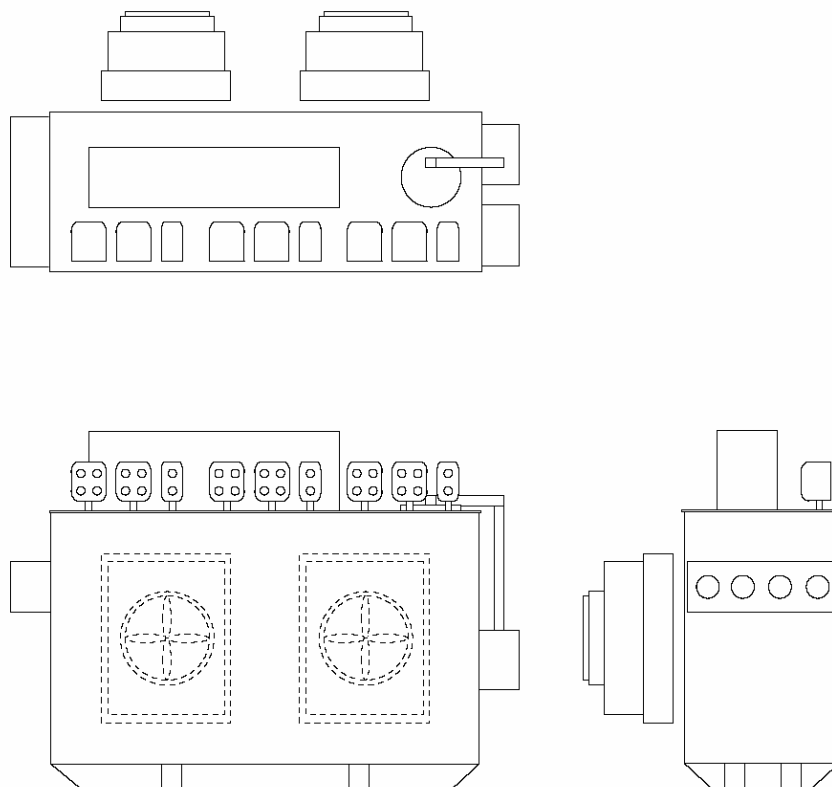


Figura 44 – Esboço do Transformador de Potência a utilizar no P.T.S.



Anexo IV – Custos descriminados do P.T.S.G.

Custo unitário e total dos conector a utilizar no lado da geração do P.T.S.G.			
Tipo de P.T.S.G.	Tipo 1	Tipo 2	Tipo 3
Designação e Fabricante	Mecon® Mrk.II vetco	Mecon® Mrk.II vetco	SPECTRON 2 Tronic
Quantidade	21,00	12,00	12,00
Custo unitário (k€)	47,00	47,00	36,00
Custo total (k€)	987,00	564,00	432,00
Custo unitário e total da aparelhagem de protecção a utilizar no lado de geração do P.T.S.G.			
Tipo de P.T.S.G.	Tipo 1	Tipo 2	Tipo 3
Designação e Fabricante	E2N/E ABB	E1B / E2B ABB	E2N/E ABB
Quantidade	24,00	14,00	18,00
Custo unitário (k€)	4,20	3,60	4,20
Custo total (k€)	100,80	50,40	75,60
Custo do transformador a utilizar no P.T.S.G.			
Tipo de P.T.S.G.	Tipo 1	Tipo 2	Tipo 3
Designação e Fabricante	Transformador Seco ORMAZABAL	Transformador Seco ORMAZABAL	Transformador Seco ORMAZABAL
Quantidade	1,00	1,00	1,00
Custo (k€)	40,00	40,00	40,00

Custo unitário e total da aparelhagem de protecção a utilizar na saída do P.T.S.G.			
Tipo de P.T.S.G.	Tipo 1	Tipo 2	Tipo 3
Designação e Fabricante	HD4 ABB	HD4 ABB	HD4 ABB
Quantidade	1,00	1,00	1,00
Custo unitário (k€)	12,00	12,00	12,00
Custo total (k€)	12,00	12,00	12,00
Custo unitário e total da aparelhagem de medição a utilizar no lado de transmissão do P.T.S.G.			
Tipo de P.T.S.G.	Tipo 1	Tipo 2	Tipo 3
Designação e Fabricante	CMM ORMAZABAL	CMM ORMAZABAL	CMM ORMAZABAL
Quantidade	1,00	1,00	1,00
Custo unitário (k€)	20,00	20,00	20,00
Custo total (k€)	20,00	20,00	20,00
Custo unitário e total dos conectores a utilizar no lado na saída do P.T.S.G.			
Tipo de P.T.S.G.	Tipo 1	Tipo 2	Tipo 3
Designação e Fabricante	Mecon® Mrk.I vetco	Mecon® Mrk.I vetco	Mecon® Mrk.I vetco
Quantidade	1,00	1,00	1,00
Custo unitário (k€)	52,00	52,00	52,00
Custo total (k€)	52,00	52,00	52,00

Custo do invólucro de aço a utilizar no P.T.S.G..			
Tipo de P.T.S.G.	Tipo 1	Tipo 2	Tipo 3
Quantidade	1,00	1,00	1,00
Custo (k€)	42,00	40,00	33,00
Custo dos conectores a utilizar nos P.T.S.G. para as ligações de terra			
Tipo de P.T.S.G.	Tipo 1	Tipo 2	Tipo 3
Designação e Fabricante	7,2 - 12 kV High Voltage Penetrator vetco	7,2 - 12 kV High Voltage Penetrator vetco	7,2 - 12 kV High Voltage Penetrator vetco
Quantidade	1,00	1,00	1,00
Custo (k€)	14,00	14,00	14,00
Custo total do P.T.S.G.			
Tipo de P.T.S.G.	Tipo 1	Tipo 2	Tipo 3
Custo (k€)	1600,00	960,00	820,00

Anexo V – Custos discriminados do P.T.S.T

Custo do transformador a utilizar no P.T.S.T.	
Designação e Fabricante	CORE EFACEC
Quantidade	1,00
Custo (k€)	545,00
Custo unitário e total dos conectores a utilizar no P.T.S.T. para ligação dos P.T.S.G.	
Designação e Fabricante	Mecon® Mrk.I vetco
Quantidade	10,00
Custo unitário (k€)	52,00
Custo total (k€)	520,00
Custo unitário e total da aparelhagem de protecção a utilizar nas chegadas do P.T.S.T.	
Designação e Fabricante	HD4 ABB
Quantidade	10,00
Custo unitário (k€)	12,00
Custo total (k€)	120,00

Custo unitário e total da aparelhagem de protecção a utilizar no lado de transmissão do P.T.S.T.	
Designação e Fabricante	EDF SK1-72,5 ABB
Quantidade	1,00
Custo unitário (k€)	18,50
Custo total (k€)	18,50
Custo unitário e total dos conectores a utilizar no P.T.S.T. para as ligações à rede em terra	
Designação e Fabricante	145 kV High Voltage Penetrator vetco
Quantidade	4,00
Custo unitário (k€)	20,00
Custo total (k€)	80,00
Custo do invólucro a utilizar no P.T.S.T.	
Quantidade	1,00
Custo (k€)	100,00
Custo dos conectores a utilizar nos P.T.S.T. para as ligações de terra	
Designação e Fabricante	7,2 - 12 kV High Voltage Penetrator vetco
Quantidade	1,00
Custo (k€)	14,00

Custo do transformador de circuitos auxiliares a utilizar no P.T.S.T.	
Designação e Fabricante	Transformador Seco ORMAZABAL
Quantidade	1,00
Custo (k€)	7,50
Custo total dos P.T.S.T.	
Tipo de P.T.S.T.	Tipo 1
Custo (k€)	1690,00