



UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE CATALUNYA
BARCELONATECH
Escola d'Enginyeria de Barcelona Est

TRABAJO DE FINAL DE GRADO

Grado en Ingeniería Eléctrica

CARACTERIZACIÓN Y ESTUDIO DE PARQUES

EÓLICOS OFF-SHORE



Memoria y Anexo

Autor: Oriol Rodríguez Masnou
Director: Juan José Mesas García
Codirector: Luis Sainz Sopera
Convocatoria: Enero 2020

Resum

Aquest projecte tracta sobre la caracterització de parcs eòlics off-shore de potència nominal mínima 100 MW.

El que es pretén amb aquesta caracterització és conèixer els elements genèrics que componen un parc eòlic off-shore, seria la primera part del projecte, tot seguit, es caracteritzarà amb els coneixements adquirits de la primera part una sèrie de parcs existents en l'actualitat de la forma més extensa i precisa possible, donant valors numèrics a cada element que conforma el parc.

Finalment, per tal de mostrar la utilitat d'aquesta caracterització prèvia, es realitzarà un estudi simple del fenomen de ressonància en un parc eòlic off-shore existent per saber a quines freqüències el correcte funcionament del parc podria córrer perill.

Aquest projecte pot ser utilitzat en un futur com a plantilla per saber els components que conformen un parc eòlic off-shore genèric de potència nominal mínima 100 MW, els valors característics de cada element del parc i tenir coneixements per a poder realitzar estudis d'estabilitat i ressonàncies en els parcs caracteritzats.

Paraules clau: Off-shore, potència nominal mínima, ressonàncies.

Resumen

Este proyecto trata sobre la caracterización de parques eólicos off-shore de potencia nominal mínima 100 MW.

Lo que se pretende con esta caracterización es conocer los elementos genéricos que componen un parque eólico off-shore, sería la primera parte del proyecto, a continuación, se caracterizará con los conocimientos adquiridos de la primera parte una serie de parques existentes en la actualidad de la forma más extensa y precisa posible, dando valores numéricos a cada elemento que conforma el parque.

Finalmente, por tal de mostrar la utilidad de esta caracterización previa, se realizará un estudio simple del fenómeno de resonancia en un parque eólico off-shore existente para saber a qué frecuencias el correcto funcionamiento del parque podría correr peligro.

Este proyecto puede ser usado en un futuro como plantilla para saber los componentes que conforman un parque eólico off-shore genérico de potencia nominal mínima 100 MW, los valores característicos de cada elemento del parque y tener conocimientos para poder realizar estudios de estabilidad y resonancias en los parques caracterizados.

Palabras clave: Off-shore, potencia nominal mínima, resonancias.

Abstract

This project is about the characterization of off-shore wind farms with a minimum rated power of 100 MW.

What is intended with this characterization is to know the generic elements that make up an off-shore wind farm, it would be the first part of the project, then, a series of existing parks will be characterized with the knowledge acquired from the first part as extensive and precise as possible, giving numerical values to each element that makes up the park.

Finally, in order to show the usefulness of this previous characterization, a simple study of the phenomenon of resonance will be carried out in an existing off-shore wind farm to know at what frequencies the correct operation of the park could be in danger.

This project can be used in the future as a template to know the components that make up a generic off-shore wind farm of minimum rated power 100 MW, the characteristic values of each element of the park and have knowledge to be able to carry out stability and resonance studies in the characterized parks.

Keywords: Off-shore, minimum rated power, resonances.

Agradecimientos

Primero de todo, me gustaría agradecer toda la ayuda que me ha brindado durante todo este trabajo mi tutor, Juan José Mesas García. Has sido el mejor tutor que podría tener.

Agradecer a mi madre todo el esfuerzo realizado, ya que de no haber sido por ella no estaría actualmente donde estoy. Agradecer también la ayuda desinteresada de mi hermano a lo largo de todo este camino.

Dar las gracias a familiares y amigos que me han ayudado y facilitado la faena a lo largo de esta carrera.

Finalmente, agradecer todo el apoyo y todas las conversaciones que hemos mantenido a lo largo de esta etapa que hemos empezado y terminado juntos, Cristina. Gracias a ti todo este camino ha sido mucho más sencillo.



Glosario

WPP: Wind Power Plant.

Off-shore: Fuera de tierra (en referencia a los parques eólicos marinos).

Strings: Filas, cadenas, hileras.

HVDC: High Voltage Direct Current.

HVAC: High Voltage Alternating Current.

AT: Alta Tensión.

MT: Media Tensión.

BT: Baja Tensión.

IEC: International Electrotechnical Commission.

IEEE: Institute of Electrical and Electronics Engineers.

LCC: Line Commutated Converter.

VSC: Voltage Source Converter.



Índice

RESUM.....	I
RESUMEN	II
ABSTRACT.....	III
AGRADECIMIENTOS	V
GLOSARIO.....	VII
1. OBJETIVOS DEL TFG	1
2. ALCANCE DEL TFG	3
3. DESCRIPCIÓN DE LOS PARQUES EÓLICOS OFF-SHORE	5
3.1. ELEMENTOS QUE COMPONEN LOS PARQUES EÓLICOS OFF-SHORE	5
3.1.1. Aerogeneradores	7
3.1.1.1. Control de potencia del generador de un aerogenerador	9
3.1.1.2. Monitorización de parques eólicos off-shore a través de los aerogeneradores.....	18
3.1.2. Filtro de alta frecuencia.....	19
3.1.3. Cables de BT.....	20
3.1.4. Transformadores de baja tensión a media tensión.....	20
3.1.5. Cables de MT	21
3.1.6. Acometida eléctrica de media tensión	22
3.1.7. Subestación elevadora en alta mar.....	22
3.1.8. Transformadores de media tensión a alta tensión	23
3.1.9. Cables de AT.....	24
3.1.10. Acometida eléctrica de alta tensión	25
3.1.11. Transporte en HVAC.....	25
3.1.12. Transporte en HVDC.....	25
3.1.13. Ventajas y desventajas del transporte eléctrico en HVAC y HVDC.....	29
3.1.13.1. Ventajas y desventajas del transporte eléctrico en HVAC.....	29
3.1.13.2. Ventajas y desventajas del transporte eléctrico en HVDC	29
3.2. INFORMACIÓN NECESARIA PARA CARACTERIZAR PARQUES EÓLICOS OFF-SHORE	31
4. CARACTERIZACIÓN DE PARQUES EÓLICOS OFF-SHORE DE POTENCIA NOMINAL MÍNIMA 100 MW	33
4.1. CARACTERIZACIÓN DEL PARQUE OFF-SHORE THORNTONBANK.....	34
4.1.1. Información general	34
4.1.2. Características de los aerogeneradores	35
4.1.2.1. Electrónica de potencia asociada al aerogenerador REpower 5M.....	37
4.1.2.2. Electrónica de potencia asociada al aerogenerador Senvion 6M126	38
4.1.3. Características de los transformadores BT/MT.....	39
4.1.4. Características del transporte de energía eléctrica en el interior del parque	40
4.1.5. Características de la subestación de transformación.....	42

4.1.6.	<i>Características de los transformadores de MT/AT</i>	43
4.1.7.	<i>Tipo de transmisión energética</i>	43
4.1.8.	<i>Resumen de la información del parque eólico off-shore Thorntonbank</i>	44
4.2.	CARACTERIZACIÓN DEL PARQUE OFF-SHORE ANHOLT	46
4.2.1.	<i>Información general</i>	46
4.2.2.	<i>Características de los aerogeneradores</i>	47
4.2.2.1.	<i>Electrónica de potencia asociada al aerogenerador Siemens SWT-3.6-120</i>	48
4.2.3.	<i>Características de los transformadores de BT/MT</i>	49
4.2.4.	<i>Características del transporte de energía eléctrica en el interior del parque</i>	49
4.2.5.	<i>Características de la subestación de transformación</i>	51
4.2.6.	<i>Características de los transformadores de MT/AT</i>	52
4.2.7.	<i>Tipo de transmisión energética</i>	52
4.2.8.	<i>Resumen de la información del parque eólico off-shore Anholt</i>	53
4.3.	CARACTERIZACIÓN DEL PARQUE OFF-SHORE GEMINI.....	55
4.3.1.	<i>Información general</i>	55
4.3.2.	<i>Características de los aerogeneradores</i>	56
4.3.2.1.	<i>Electrónica de potencia asociada al aerogenerador Siemens SWT-4.0-130</i>	57
4.3.3.	<i>Características de los transformadores de BT/MT</i>	58
4.3.4.	<i>Características del transporte de energía eléctrica en el interior del parque</i>	58
4.3.5.	<i>Características de la subestación de transformación</i>	60
4.3.6.	<i>Características de los transformadores de MT/AT</i>	61
4.3.7.	<i>Tipo de transmisión energética</i>	62
4.3.8.	<i>Resumen de la información del parque eólico off-shore Gemini</i>	63
4.4.	CARACTERIZACIÓN DEL PARQUE OFF-SHORE GLOBAL TECH I.....	65
4.4.1.	<i>Información general</i>	65
4.4.2.	<i>Características de los aerogeneradores</i>	66
4.4.2.1.	<i>Electrónica de potencia asociada al aerogenerador Areva M5000-116</i>	67
4.4.3.	<i>Características de los transformadores de BT/MT</i>	67
4.4.4.	<i>Características del transporte de energía eléctrica en el interior del parque</i>	68
4.4.5.	<i>Características de la subestación de transformación</i>	69
4.4.6.	<i>Características de los transformadores de MT/AT</i>	71
4.4.7.	<i>Tipo de transmisión energética</i>	71
4.4.8.	<i>Resumen de la información del parque eólico off-shore Global Tech I</i>	72
4.5.	CARACTERIZACIÓN DEL PARQUE OFF-SHORE LONDON ARRAY	75
4.5.1.	<i>Información general</i>	75
4.5.2.	<i>Características de los aerogeneradores</i>	76
4.5.2.1.	<i>Electrónica de potencia asociada al aerogenerador Siemens SWT-3.6-120</i>	77
4.5.3.	<i>Características de los transformadores de BT/MT</i>	78
4.5.4.	<i>Características del transporte de energía eléctrica en el interior del parque</i>	78
4.5.5.	<i>Características de la subestación de transformación</i>	80
4.5.6.	<i>Características de los transformadores de MT/AT</i>	81
4.5.7.	<i>Tipo de transmisión energética</i>	82

4.5.8.	Resumen de la información del parque eólico off-shore London Array.....	82
5.	ESTUDIO DE FENÓMENOS ASOCIADOS AL FUNCIONAMIENTO DE LOS PARQUES EÓLICOS OFF-SHORE .	85
5.1.	INTRODUCCIÓN AL FENÓMENO DE RESONANCIA EN PARQUES EÓLICOS OFF-SHORE.....	87
5.2.	EJEMPLO INTRODUCTORIO DE ESTUDIO DE RESONANCIAS	88
5.3.	ESTUDIO DE RESONANCIAS EN EL PARQUE SELECCIONADO	91
5.3.1.	Equivalente eléctrico del VSC de los aerogeneradores.....	91
5.3.2.	Equivalente eléctrico del filtro de alta frecuencia de los aerogeneradores	92
5.3.3.	Equivalente eléctrico de los transformadores de BT/MT	92
5.3.4.	Equivalente eléctrico de las distintas líneas de MT	93
5.3.5.	Equivalente eléctrico de los transformadores de MT/AT	94
5.3.6.	Equivalente eléctrico de las líneas de AT.....	95
5.3.7.	Equivalente eléctrico de la red HVAC	96
5.3.8.	Matriz de admitancias de bus del parque	97
6.	ANÁLISIS DEL IMPACTO AMBIENTAL	103
	PRESUPUESTO	105
	CONCLUSIONES	107
	BIBLIOGRAFÍA.....	109
	ANEXO A.....	115
A1.	CÓDIGO DEL BARRIDO DE FRECUENCIAS DEL EJEMPLO INTRODUCTORIO.....	115
A2.	CÓDIGO DEL BARRIDO DE FRECUENCIAS EN EL PARQUE SELECCIONADO	117

1. Objetivos del TFG

Este trabajo de final de grado tiene por objetivos adquirir conocimientos extensos y profundos sobre qué elementos componen un parque eólico off-shore genérico. Para ello se realizará una búsqueda exhaustiva de distintos parques actualmente en funcionamiento, se leerá una gran cantidad de documentación técnica de los distintos elementos y se procederá a sintetizar esta información a esquemas de parques eólicos off-shore y a esquemas eléctricos de parques eólicos off-shore.

Una vez se conozca qué elementos componen un parque eólico off-shore genérico, se procederá a caracterizar un total de 5 parques en funcionamiento actualmente. Esta parte es la más extensa de todo el trabajo, ya que tratará de realizarse de forma exhaustiva y precisa para poder conocer las características técnicas principales junto a sus valores numéricos característicos de cada uno de los elementos que componen el parque eólico off-shore estudiado. Una vez hecho esto, podremos comprobar qué similitudes y diferencias tienen entre ellos y el motivo de estas.

Finalmente, para demostrar que esta caracterización tiene un uso práctico, se seleccionará un parque de los 5 caracterizados para proceder al estudio del fenómeno de resonancias en dicho parque y comprobar a qué frecuencias podría no funcionar de forma adecuada.

2. Alcance del TFG

Como se ha comentado en el apartado de objetivos, este trabajo se podría dividir en 3 partes.

La primera parte sería un primer estudio exhaustivo de los elementos más importantes que componen un parque eólico off-shore genérico y se realizará un estudio de cada uno de estos elementos para tratar de conocer sus características principales y si da lugar, las distintas topologías de configuración de estos mismos.

La segunda parte de este trabajo, y la más extensa, sería aplicar los conocimientos adquiridos en la primera parte del trabajo para, mediante una base de datos de parques eólicos off-shore de potencia nominal mínima 100 MW, caracterizar un total de 5 parques de forma precisa, para conocer sus características y los valores numéricos de cada elemento que compone el parque.

Finalmente, la tercera parte del trabajo consistirá en seleccionar un parque de entre los 5 anteriores caracterizados, para realizar un estudio de resonancias en dicho parque. Este estudio es una mera demostración práctica y simple, ya que se realizarán estimaciones y aproximaciones para simplificar los cálculos. Este estudio de resonancias se va a realizar para demostrar, que mediante la caracterización previa de un parque eólico off-shore, lo que vendría siendo la primera y segunda parte, se pueden realizar estudios prácticos para conocer el funcionamiento de dicho parque.

3. Descripción de los parques eólicos off-shore

En este apartado se va a proceder a dar una primera descripción general sobre los parques eólicos marinos y los elementos que los componen.

Se define como parque eólico marino o parque eólico off-shore a la instalación, ubicada físicamente en el mar, integrada por uno o varios aerogeneradores interconectados eléctricamente mediante redes propias, que comparten una misma estructura de acceso y control, con medición de energía y con conexión a la red de transporte. Esta definición es la oficial, es la que aparece en el diccionario del español jurídico de la Real Academia Española.

3.1. Elementos que componen los parques eólicos off-shore

Una vez definido en que consiste un parque eólico marino, vamos a exponer los elementos que lo componen y posteriormente se expondrán las características y la función de cada uno de los elementos que lo integran.

Un parque eólico marino está compuesto por un conjunto de **aerogeneradores** (WT), que son los encargados de transformar la energía de la fuerza del viento en energía eléctrica, mediante **electrónica de potencia**, se convierte la tensión del alterna a continua e inmediatamente de continua a alterna, de esta forma, podemos controlar la cantidad de potencia que suministramos, una vez generada la energía, esta, se transporta por **cables de BT** a un primer **transformador** situado en la góndola del aerogenerador, que eleva la tensión BT a MT, posteriormente, se vuelve a transportar esta energía por **cables submarinos de MT** hasta la **subestación de transformación elevadora**, donde los transformadores de potencia elevan la tensión de MT a AT, para finalizar, se vuelve a transportar esta energía por **cables submarinos de AT** hasta la red de transporte.

En la figura 3.1 podemos observar todos los elementos que componen un parque eólico off-shore.

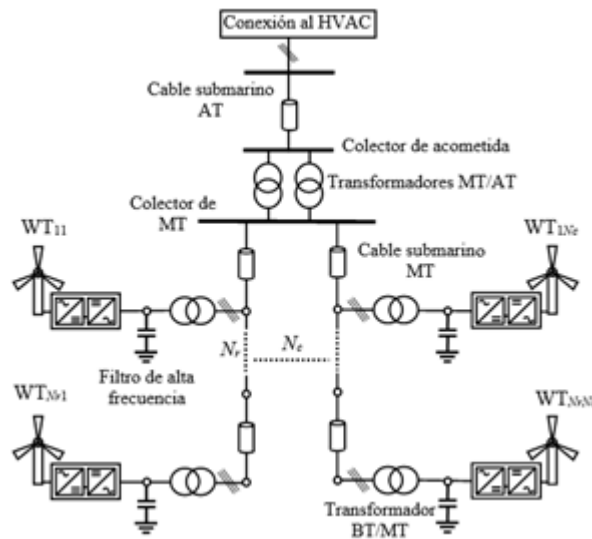


Figura 3.1: Esquema de un parque eólico off-shore con enlace HVAC.

También existen otros parques eólicos off-shore donde la conexión a la red y la propia red son de alta tensión a corriente continua, HVDC. Como podemos observar en la figura 3.2, en general, todos los elementos son iguales excepto la conexión a red, ya que del cable submarino de alta tensión aguas arriba hay un transformador y un convertidor a tensión continua.

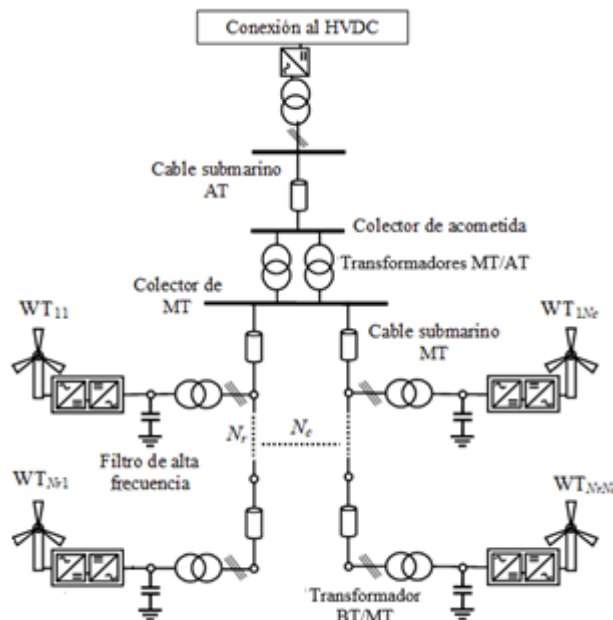
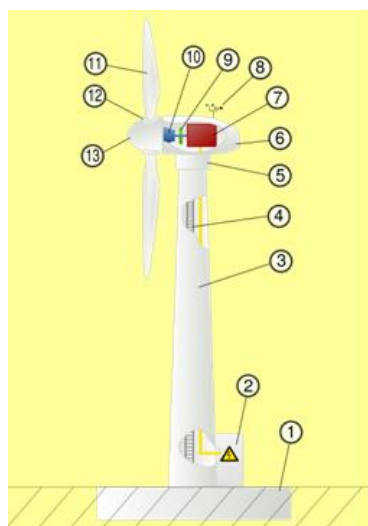


Figura 3.2: Esquema de un parque eólico off-shore con enlace HVDC.

Las características de los elementos de estos dos tipos de parque se explicarán con mayor profundidad en los puntos que componen el capítulo 4.

3.1.1. Aerogeneradores

En este apartado se va hablar del principal elemento que compone un parque eólico, el aerogenerador, y de qué componentes lo integran.



Esquema de una turbina eólica:

1. Cimientos
2. Conexión a la red eléctrica
3. Torre
4. Escalera de acceso
5. Sistema de orientación
6. Góndola
7. Generador
8. Anemómetro
9. Freno
10. Caja de cambios
11. Pala
12. Inclinación de la pala
13. Rueda del rotor

Figura 3.3: Elementos de un aerogenerador. Fuente: CatEdu [1].

El aerogenerador es un conjunto de elementos que permite transformar la energía cinética del viento en energía eléctrica.

En la actualidad existen muchos tipos distintos de aerogeneradores según su composición, normalmente los distintos tipos de aerogeneradores vienen caracterizados por la cantidad de palas y la posición del eje, según la configuración que tengan pertenecerán a un grupo diferenciado de aerogeneradores.

En el presente trabajo se estudiará únicamente los aerogeneradores de 3 palas de eje vertical, ya que son los que van a componer los parques eólicos off-shore que se van a estudiar. Este tipo de aerogeneradores suelen trabajar en rangos de viento, es decir, para que el aerogenerador empiece a generar energía se necesita un mínimo de velocidad del viento, suele ser de 3 m/s a 4 m/s. Por el contrario, también hay una velocidad máxima de viento por la cual se debe frenar el aerogenerador, suele ser 25 m/s.

Los distintos componentes que conforman un aerogenerador, podrían clasificarse según su naturaleza, ya que un aerogenerador se compone de elementos mecánicos, eléctricos y electrónicos para su correcto funcionamiento.

Los principales elementos que componen el aerogenerador de tres palas de eje vertical consisten en (ver figura 3.3):

Torre: Es el elemento que soporta el peso de la góndola y el rotor, suele estar a una altura de entre 40 a 60 metros, ya que a mayor altura mayor es la velocidad del viento.

Góndola: Es el cubil donde están todos los componentes claves del aerogenerador, el personal de servicio puede acceder a ella mediante la torre.

Palas del rotor: Son las encargadas de captar la energía del viento, transformándola en un movimiento rotatorio, estas palas están diseñadas para tratar de aprovechar al máximo la energía del viento y están hechas de materiales muy ligeros y muy resistentes.

Rotor: El rotor del aerogenerador es la parte mecánica que esta acoplada a las palas y se encarga de transformar la energía cinética del viento en energía rotativa, está acoplado al eje de baja velocidad del aerogenerador.

Multiplicador: Es un conjunto de engranajes el cual va conectado entre el eje de baja velocidad y el eje de alta velocidad, el multiplicador se encarga de captar la energía rotativa del eje de baja velocidad y hacer que el eje de alta velocidad gire mucho más rápido.

Freno: El aerogenerador está equipado con un freno de disco mecánico, este actúa en situaciones de emergencia, cuando el viento tiene una alta velocidad como más de 90 km/h o por labores de mantenimiento del aerogenerador.

Sistema de orientación: Son unos elementos que están en el exterior de la góndola, están compuestos por una veleta para controlar la dirección del viento y un anemómetro, para medir su velocidad, mediante el controlador electrónico se transmite esta información para controlar la posición de las palas del aerogenerador.

Controlador electrónico: Es un ordenador el cual recibe en todo momento información de las condiciones del aerogenerador y del sistema de orientación para modificar la posición de las palas o en caso de emergencia, detener el aerogenerador y avisar al ordenador del operario de mantenimiento.

Generador eléctrico: Es el elemento del aerogenerador encargado de transformar la energía mecánica de rotación en energía eléctrica, actualmente pueden usarse tanto motores síncronos como motores asíncronos para llevar a cabo esta conversión.

Conexión eléctrica: Finalmente, en la base del aerogenerador se encuentra la conexión eléctrica del aerogenerador.

Convertidor de potencia: Es un elemento electrónico instalado en los aerogeneradores de velocidad variable para generar tensión siempre a la misma frecuencia independientemente de la velocidad del viento.

3.1.1.1. Control de potencia del generador de un aerogenerador

En la actualidad, existen diversas tecnologías para el control de potencia del aerogenerador, de este modo, se consigue mejorar la eficiencia energética de nuestro aerogenerador y por consiguiente de nuestro parque eólico off-shore.

Actualmente, los generadores de energía eléctrica que se usan en los aerogeneradores, mayoritariamente, suelen ser generadores asíncronos, aunque actualmente también empiezan a proliferar los generadores síncronos.

En la tabla 1 que viene a continuación, podemos observar las distintas configuraciones existentes de aerogeneradores según el tipo de generador, el control de potencia, el convertidor de potencia usado, si dispone de arranque suave o no, la compensación de reactiva y si se necesita velocidad constante o variable del viento.

Tabla 1: Tipología de aerogeneradores según sus características eléctricas.

Generador	Control de potencia	Convertidor de potencia	Arrancador suave	Compensación de reactiva	Velocidad
Asíncrono, jaula de ardilla	Pitch	No	Sí	Sí	Constante
Asíncrono, jaula de ardilla	Stall	No	Sí	Sí	Constante
Asíncrono, jaula de ardilla	Active Stall	No	Sí	Sí	Variable
Asíncrono, rotor bobinado	Pitch	Convertidor para variar la resistencia del rotor	Sí	Sí	Variable
Asíncrono, rotor bobinado	Pitch	Convertidor de frecuencia para parte de la potencia	Sí	Sí	Variable
Asíncrono, jaula de ardilla	Pitch	Convertidor de frecuencia para toda la potencia	Sí	Sí	Variable
Síncrono, convencional	Pitch	Rectificador y convertidor de frecuencia	No	No	Variable
Síncrono, multipolos	Pitch	Rectificador y convertidor de frecuencia	No	No	Variable
Síncrono, imanes permanentes	Pitch	Convertidor de frecuencia para toda la potencia	No	No	Variable

Los aerogeneradores están diseñados para producir energía eléctrica de la forma más barata posible, así pues, están diseñados para rendir al máximo a velocidades alrededor de 15 m/s.

- **Aerogeneradores de regulación por cambio del ángulo de paso (“pitch controlled”).**

En este tipo de aerogeneradores, el controlador electrónico de la turbina comprueba varias veces por segundo la potencia generada, cuando ésta alcanza un valor demasiado elevado, el controlador envía una orden al mecanismo de cambio del ángulo de paso, que inmediatamente hace girar ligeramente las palas en contra del viento, pasa lo mismo cuando la potencia es demasiado baja, el controlador envía una orden al mecanismo de cambio del ángulo de paso para poner las palas a favor del viento y así aumentar la potencia generada.

En la figura 3.4 se puede observar cómo funcionaría el sistema.



Figura 3.4: Aerogenerador con regulación Pitch.

- **Aerogeneradores de regulación por pérdida aerodinámica (“stall controlled”).**

Este tipo de aerogeneradores, tienen las palas del rotor unidas al buje en un ángulo fijo, sin embargo, el perfil de la pala ha sido aerodinámicamente diseñado para que en el momento en que la velocidad del viento sea demasiado alta, se crearan turbulencias en la parte de la pala que no recibe viento, esta pérdida de sustentación evita que la fuerza ascensional de la pala actúe sobre el rotor.

- **Control de orientación con el sistema “active yaw”.**

Este sistema es un mecanismo de orientación del aerogenerador por el cual se orienta el rotor del aerogenerador en contra del viento.

Este tipo de sistemas están implantados en aerogeneradores de tamaño medio y grande, los cuales conciernen a nuestro trabajo, para maximizar la potencia eléctrica generada mediante el uso de la energía del viento.

Los componentes que forman el sistema de orientación varían según el diseño de la torre, pero se podrían resumir en un sistema de rotación que va instalado entre la góndola del aerogenerador y la torre, sensores y controladores para ser conocedores de la dirección del viento y finalmente sensores para saber la torsión de los cables eléctricos que van de la góndola a la torre del aerogenerador.

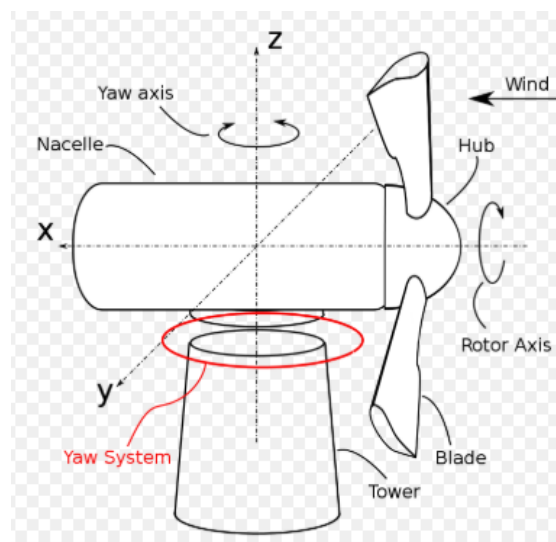


Figura 3.5: Control de orientación con el sistema “active yaw”. Fuente: Wikipedia.

- **Generador asíncrono con regulación Pitch.**

El generador que se usa es una máquina de inducción con regulación Pitch, multiplicador y compensación de energía reactiva, la máquina de inducción trabaja a velocidad constante.

El esquema de conexión de este aerogenerador a la red es el siguiente:

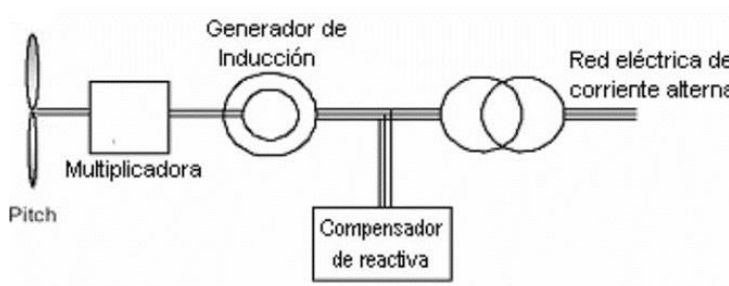


Figura 3.6: Esquema de conexión del generador asíncrono con regulación Pitch.

- **Generador asíncrono con regulación Stall.**

Como generador se usa una máquina de inducción con regulación Stall, multiplicador y compensación de energía reactiva. La máquina de inducción trabaja a velocidad constante.

El esquema de conexión de este aerogenerador a la red es el siguiente:

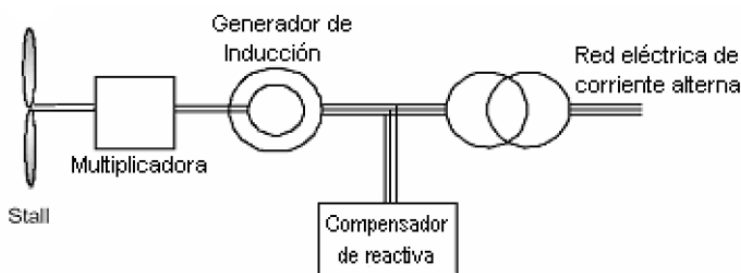


Figura 3.7: Esquema de conexión del generador asíncrono con regulación Stall.

- **Generador asíncrono con control de velocidad resistiva.**

Como generador se usa una máquina de inducción de rotor bobinado con regulación Pitch, multiplicadora y compensación de energía reactiva. La máquina de inducción trabaja a velocidad variable y el control se realiza a través de resistencia en el rotor.

El esquema de conexión de este aerogenerador a la red es el siguiente:

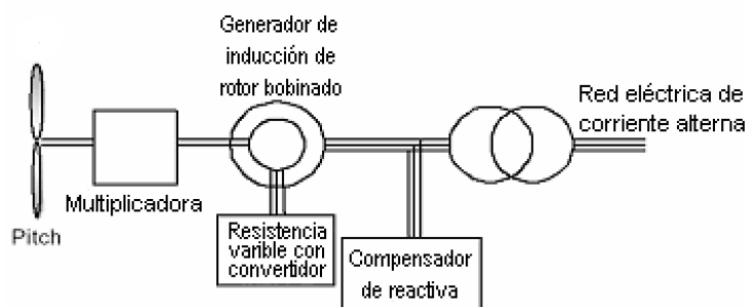


Figura 3.8: Esquema de conexión del generador asíncrono con control de velocidad resistiva.

- **Generador asíncrono doblemente alimentado.**

Como generador se usa una máquina de inducción con rotor bobinado y con regulación Pitch, multiplicadora y compensación de energía reactiva. La máquina de inducción trabaja a velocidad variable y el control se realiza a través de inyección de corriente con una frecuencia variable en el rotor.

El esquema de conexión de este aerogenerador a la red es el siguiente:

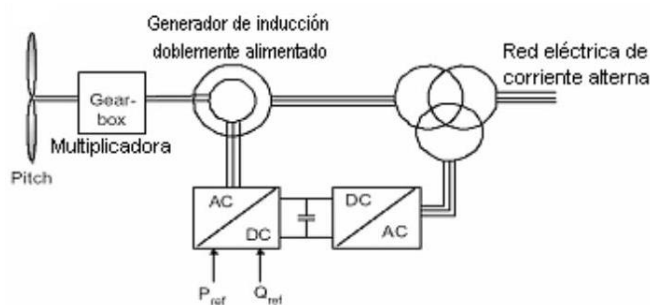


Figura 3.9: Esquema de conexión del generador asíncrono doblemente alimentado.

- **Generador asíncrono con convertidor.**

Como generador se usa una máquina de inducción con regulación Pitch, multiplicador y convertidor para el total de la potencia del generador. La máquina de inducción trabaja a velocidad variable y el control se realiza por cambio de frecuencia a través del convertidor.

El esquema de conexión de este aerogenerador a la red es el siguiente:

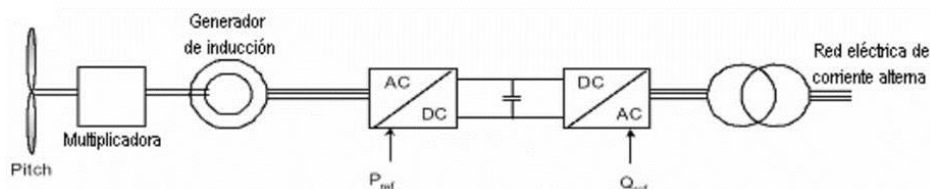


Figura 3.10: Esquema de conexión del generador asíncrono con convertidor.

- **Generador síncrono con convertidor y multiplicador.**

Como generador se usa una máquina síncrona con regulación Pitch, multiplicador, un convertidor para el total de la potencia del generador y otro convertidor para la excitación de la máquina. La máquina síncrona trabaja a velocidad variable y el control se realiza por cambio de frecuencia a través del convertidor.

El esquema de conexión de este aerogenerador a la red es el siguiente:

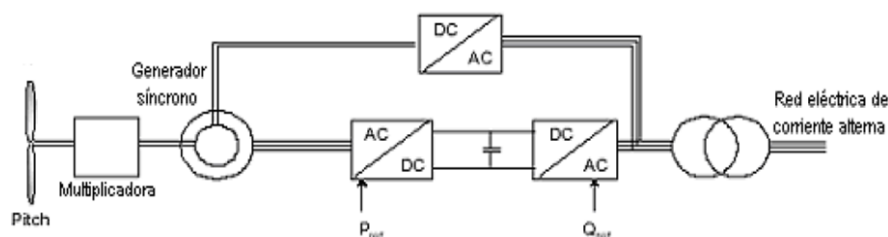


Figura 3.11: Esquema de conexión del generador síncrono con convertidor y multiplicador.

- **Generador síncrono multipolos con convertidor sin multiplicador.**

Como generador se usa una máquina síncrona de multipolos con una regulación Pitch, convertidor para el total de la potencia del generador y convertidor para la excitación de la máquina. La máquina síncrona trabaja a velocidad variable y el control se realiza a través del convertidor.

El esquema de conexión de este aerogenerador a la red es el siguiente:

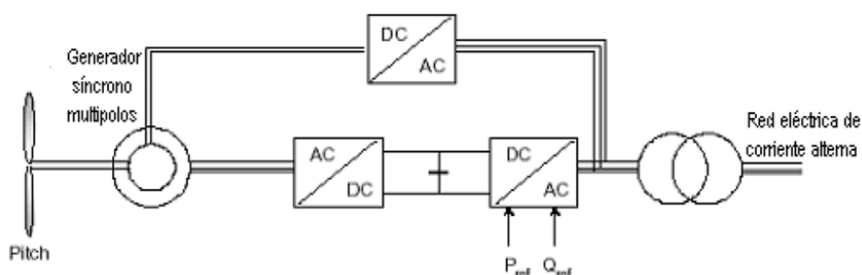


Figura 3.12: Esquema de conexión del generador síncrono multipolos con convertidor sin multiplicador.

- **Generador síncrono sin escobillas con convertidor sin multiplicador.**

Como generador se usa una máquina síncrona sin escobillas con una regulación Pitch, un convertidor para el total de la potencia del generador y otro convertidor para la excitación de la máquina. La máquina síncrona trabaja a velocidad variable y el control se realiza a través del cambio de la frecuencia por el convertidor.

El esquema de conexión de este aerogenerador a la red es el siguiente:

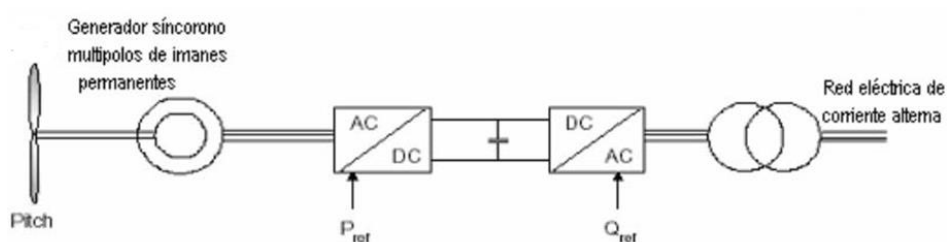


Figura 3.13: Esquema de conexión del generador síncrono sin escobillas con convertidor sin multiplicador.

- **Generadores de turbinas eólicas.**

El aerogenerador convierte la energía mecánica en energía eléctrica, los aerogeneradores son algo distintos si se les compara con los otros equipos generadores, ya que este tipo de generador debe trabajar con una fuente de potencia mecánica muy variable.

En grandes aerogeneradores el voltaje de generación suele ser de 690 V de corriente trifásica alterna, posteriormente esta energía suele ser enviada a un transformador anexo que eleva esta tensión a media tensión, suele ser a 30 kV.

Estos generadores necesitan refrigeración durante su funcionamiento, esta refrigeración en la mayoría de turbinas se lleva a cabo mediante encapsulamiento del generador en un conducto, utilizando un gran ventilador para la refrigeración por aire.

Los generadores de turbinas eólicas pueden ser síncronos o asíncronos, según el tipo obtendremos unas ventajas o desventajas.

- **Controlador electrónico de la turbina eólica.**

Este controlador, consta de varios ordenadores que, a tiempo real, supervisan las condiciones de la turbina del aerogenerador y recogen estadísticas de su funcionamiento.

Como su propio nombre indica, el controlador, controla un gran número de interruptores, bombas hidráulicas, válvulas y motores dentro de la propia turbina para garantizar el correcto funcionamiento de esta.

- **Convertidores de potencia en el aerogenerador.**

Los convertidores de potencia en los aerogeneradores permiten aumentar la eficiencia de la generación de energía eléctrica y permiten una generación más flexible a la hora de adaptarse a las distintas fuerzas del viento, debido a que el generador genera tensión a una frecuencia variable, con la ayuda de los convertidores de frecuencia que se comentaran a continuación, se consigue una frecuencia deseada constante de generación.

El tipo de convertidor más usado es el conjunto AC/DC + Condensador + DC/AC, la conexión de este al aerogenerador sería el que se puede ver en la figura 3.14:

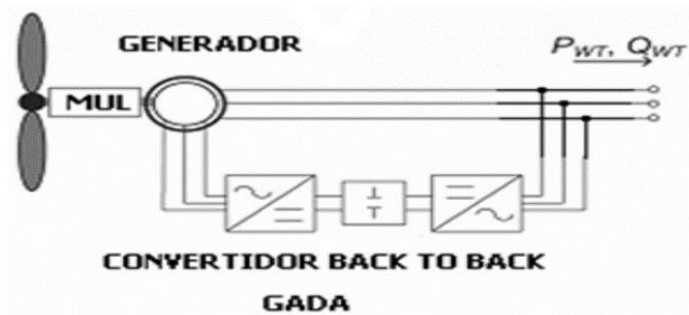


Figura 3.14: Esquema de conexión del generador síncrono sin escobillas con convertidor sin multiplicador.

Con el uso de este tipo de convertidor, podemos evitar el problema de que la turbina eólica no opere en el punto de máxima extracción de potencia.

Este tipo de convertidor es el más popular y se utiliza mucho, el Generador Asíncrono Doblemente Alimentado (GADA), consiste en una máquina asíncrona de rotor bobinado cuyo estator se conecta directamente a la red y cuyo rotor se conecta a ella a través de un sistema de convertidores denominado Back to Back. Extrayendo o suministrando más o menos potencia al rotor, se puede regular la velocidad de la máquina y hacer que trabaje siempre en su punto de operación óptimo. Con el convertidor conectado directamente a la red se regula la potencia reactiva y se suministra la que necesita la máquina e inclusive puede entregarse al sistema si es necesario haciendo la misma función que el compensador estático de reactivo. El convertidor conectado directamente al rotor es el que regula la velocidad.

3.1.1.2. Monitorización de parques eólicos off-shore a través de los aerogeneradores

Debido a que en la mayoría de casos los parques off-shore se encuentran a grandes distancias de tierra y, por consiguiente, es más difícil de llevar un control presencial del correcto funcionamiento de estos, es imprescindible colocar sensores en cada una de las partes de los aerogeneradores para que estos vayan enviando información al momento para conocer el estado de funcionamiento de los aerogeneradores.

Utilizando esto, podemos adelantarnos a posibles problemas desde tierra y así reducir costes por daños en los aerogeneradores.

Algunas de las ventajas que supone utilizar monitorización en los parques eólicos off-shore son las siguientes:

- **Mantenimiento rentable:** La predicción de averías mediante una monitorización continua nos ayuda a usar un mantenimiento más efectivo y se traduce en grandes ahorros.
- **Reducción del riesgo operativo:** Detectar precozmente signos de deterioro en los aerogeneradores ayuda a prevenir fallos estructurales en activos críticos.

Actualmente, es posible monitorizar alrededor de 100 a 500 valores de parámetros en una turbina eólica, como por ejemplo la velocidad de rotación del rotor, el generador, se pueden realizar medidas de valores del exterior como la temperatura o la velocidad del viento e incluso es posible controlar el espesor de las zapatas del freno de los aerogeneradores o si la puerta de la torre está abierta o cerrada.

3.1.2. Filtro de alta frecuencia

Los filtros de alta frecuencia están diseñados para la reducción de las interferencias electromagnéticas de alta frecuencia generadas por los convertidores de potencia como consecuencia de la conmutación de los semiconductores.

La respuesta en frecuencia de este tipo de filtros atenúa los componentes de alta frecuencia, pero no los de baja frecuencia.

Estos filtros están compuestos por una resistencia y un condensador en serie en la que la salida es la caída de tensión en el condensador, como se puede ver en la figura 3.15:

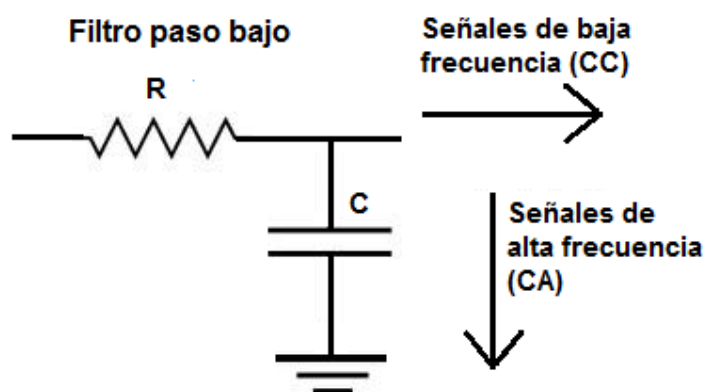


Figura 3.15: Filtro de alta frecuencia. Fuente: learningaboutelectronics.

3.1.3. Cables de BT

Estos cables son los encargados de transportar la energía generada por el generador hasta el transformador de BT/MT, previamente pasando por el convertidor de frecuencia.

Estos cables, en los parques eólicos off-shore, se encuentran siempre en el interior de la góndola, nunca van a estar en el lecho marino, ya que, todos los elementos que interconectan estos cables, están en el interior del aerogenerador.

La característica principal de este tipo de cables es que tienen que ser de secciones muy elevadas, ya que, el generador genera mucha potencia eléctrica a baja tensión, por lo que la intensidad que circula por estos cables será muy elevada, es por esto, que la longitud de estos cables, tiende a ser muy corta, de pocos metros, para tratar de minimizar las pérdidas por efecto Joule.

La composición de estos cables mayoritariamente suele ser de cobre, con aislamiento de polietileno reticulado, XLP, ya que estos no cambian sus características cuando están sometidos a un aumento de temperatura y presión.

3.1.4. Transformadores de baja tensión a media tensión

Como se ha podido ver anteriormente en las figuras 3.1 y 3.2, en los parques eólicos off-shore se necesitan de transformadores en cada aerogenerador y transformadores en la subestación de transformación.

En los parques eólicos terrestres, la gran mayoría de veces los transformadores están situados en la base del aerogenerador, en los parques eólicos marinos esto no es posible, por eso, las góndolas tienen que estar adaptadas para que en su interior pueda haber un transformador.

La función de este primer transformador en cada uno de los aerogeneradores no es otra que elevar la tensión de baja tensión a media tensión, ya que la tensión que habrá en todo el parque hasta la estación de transformación será media tensión.

En la figura 3.16 podemos observar un transformador del tipo seco encapsulado, estos transformadores son muy usados para parques eólicos de este tipo, ya que ocupan poco espacio.

Normalmente, la tensión de salida de los generadores es de 690 V, este primer transformador lo elevará a media tensión, cuyo valor normalmente es de 33 kV.



Figura 3.16: Transformador seco encapsulado. **Fuente:** Energéticahoy.

Una vez elevada a media tensión, la energía se transporta por el parque mediante cables submarinos que están enterrados en el lecho marino hasta la subestación elevadora.

3.1.5. Cables de MT

Estos cables, son los que van desde el transformador de BT/MT situado en la góndola, hasta la subestación de transformación.

La característica principal de este tipo de conductores reside en que el transporte energético se realiza a MT y por el lecho marino en los parques eólicos off-shore. Es por eso que este tipo de conductores tienen que tener una protección especial frente a otros conductores de MT.

Cada conductor individual consiste en un conductor de cobre, recubierto por capas conductoras para controlar los campos magnéticos y un cierto aislamiento de alto voltaje hecho de polietileno reticulado. El exterior del cable va protegido por acero galvanizado, para evitar que los factores externos dañen el conductor.

Para permitir la transmisión de las señales de medida y control, el cable submarino también tiene integrado un cable de fibra óptica, cuyo núcleo está rodeado de hilos de acero galvanizado que protegen el cable contra daños mecánicos.

3.1.6. Acometida eléctrica de media tensión

Este tipo de acometida es la que se encarga de interconectar los aerogeneradores en forma de anillo y transportar la energía eléctrica a la subestación de transformación.

La principal característica de esta acometida es que conforme se van interconectando aerogeneradores en paralelo, la intensidad en cada tramo del string va a ir creciendo, es por esto que conforme se vayan teniendo más aerogeneradores conectados en string la sección del cable deberá ir aumentando conforme los criterios de selección de sección.

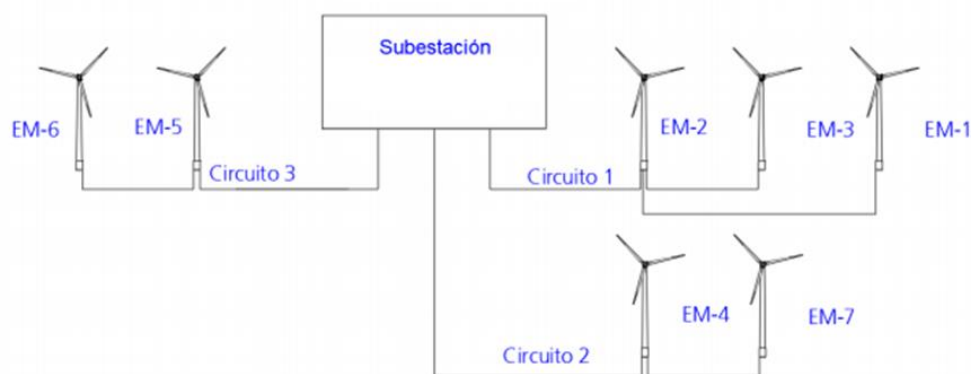


Figura 3.17: Conexión en media tensión de los distintos strings de aerogeneradores hasta la subestación elevadora. **Fuente:** Juntadeandalucía.

La acometida de media tensión se encuentra enterrada en el lecho marino hasta la conexión con el siguiente aerogenerador.

3.1.7. Subestación elevadora en alta mar

Todos los cables que hay en el parque de media tensión van a la subestación elevadora en alta mar. Este edificio tiene una gran complejidad constructiva, ya que, en él, hay transformadores de media a alta tensión y está todo el material de protección de alta tensión.

En la figura 3.18 podemos observar un ejemplo de este tipo de subestaciones, la subestación de transformación que se puede observar se encuentra a 7 kilómetros de la isla Walney en la costa británica, donde la profundidad del agua es de unos 22 metros. Este tipo de construcciones son de mucha dificultad, ya que, en este ejemplo, la subestación tiene un peso de 480 toneladas y se encuentra elevada más de 10 metros por encima del nivel del mar.



Figura 3.18: Subestación elevadora en el parque eólico Barrow Windpark: Fuente: Ingenieriaelectricaexplicada.

3.1.8. Transformadores de media tensión a alta tensión

Este tipo de transformadores se encuentran en la subestación elevadora, que se suele situar en alta mar junto al parque eólico off-shore.

La principal función de este tipo de transformadores en un parque eólico es la de elevar la tensión de media a alta tensión para proceder al transporte de la energía eléctrica generada.

Los valores con los que se suelen trabajar en los parques eólicos off-shore son de una tensión de entrada al transformador de 33 kV y una tensión a la salida del transformador que puede ser de 110 kV, 132 kV, 150 kV, 220 kV o 245 kV.

Este tipo de transformadores están refrigerados en aceite, se caracterizan por que el núcleo ferromagnético se encuentra totalmente sumergido en aceite.

Las normas que rigen y estandarizan este tipo de transformadores son la IEC y la IEEE.



Figura 3.19: Transformador de potencia. **Fuente:** Imefy.

3.1.9. Cables de AT

Los cables de alta tensión son los que se encuentran en las salidas de los transformadores de MT/AT, estos cables se encargan del transporte eléctrico hacia otra subestación de transformación, donde la energía eléctrica generada en el parque eólico off-shore será inyectada en la red de transporte.

Estos tipos de cables también son marinos, por lo que la composición de los mismos generalmente suele ser igual a la de los cables de MT anteriormente comentados, pero con una sección mayor.

La composición de este tipo de cables es la que se puede observar en la figura 3.20:

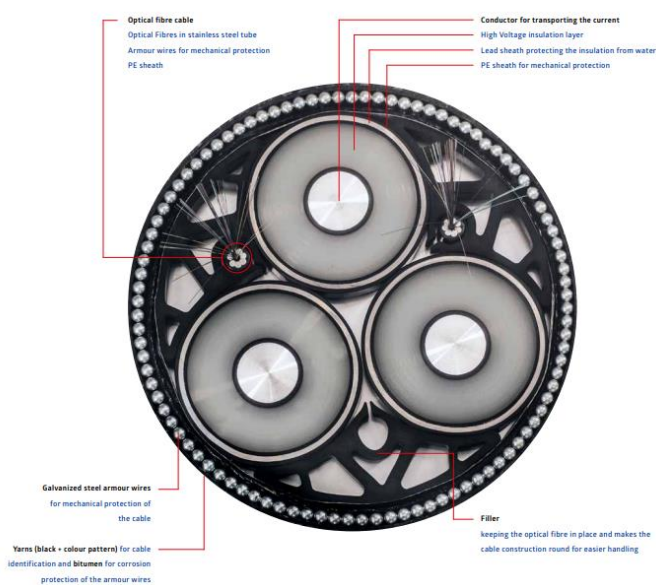


Figura 3.20: Composición de los cables de AT. **Fuente:** [28].

Para llevar a cabo la instalación de estos cables, primeramente, se conecta el extremo del cable a la subestación en la costa y luego, mediante el uso de flotadores en el cable para mantenerlo en la superficie del agua y así evitar posibles daños, se conecta en la subestación de transformación en alta mar. Una vez realizado esto, se van quitando los flotadores gradualmente hasta llegar al fondo, dependiendo del lecho marino hay distintos métodos y herramientas para la colocación de los cables.

3.1.10. Acometida eléctrica de alta tensión

Este tipo de acometida es la que se encarga de transportar la energía eléctrica desde la subestación elevadora en alta mar hasta la red de alta tensión en tierra firme.

Este tipo de transporte se puede realizar en HVDC o HVAC, estos dos tipos de transporte se explicarán más adelante en los puntos 3.1.11 y 3.1.12.

Este tipo de transporte se realiza en alta tensión para tratar de minimizar las pérdidas por efecto Joule y así obtener una mayor eficiencia en el transporte energético. Los valores típicos de este transporte son de 132 kV a 220 kV usando el transporte HVAC y 150 kV a 320 kV usando el transporte HVDC.

Estos tipos de cables son submarinos, van enterrados en el lecho marino, esto es así para tratar de evitar posibles problemas con barcos pesqueros y con la fauna marina.

3.1.11. Transporte en HVAC

Este tipo de transporte es la opción más usada para el transporte de energía eléctrica, generalmente, este tipo de transportes se realizan en sistemas de corriente alterna trifásicos.

La energía eléctrica se transforma a alta tensión debido, a que, si sabemos el valor determinado de la potencia a transmitir y elevamos la tensión, a su vez se reduce la corriente que circulará, de esta forma reducimos las pérdidas por efecto Joule.

Una red de transmisión común, emplea valores del orden de 220 kV y superiores.

3.1.12. Transporte en HVDC

Actualmente, en los parques eólicos off-shore el transporte más usado es HVAC, aunque cada vez más, debido a la evolución y mejora de la tecnología, en parques off-shore muy alejados de la costa, este transporte se lleva a cabo en HVDC, ya que ofrece ventajas.

Posteriormente en este trabajo, se analizarán parques cuyo transporte de energía eléctrica se realiza en HVDC y HVAC.

Este tipo de sistema de transporte de energía eléctrica es usado en largas distancias, por lo tanto, en este proyecto será objeto de interés, ya que un gran número de parques off-shore están muy alejados de la costa y este tipo de transporte podría ser el óptimo. Las potencias que se disipan en forma de calor en este tipo de transporte son mucho menores que en las líneas de transporte HVAC.

Para transportar energía eléctrica en CC, la corriente alterna generada en la central se convierte en continua en una estación especial. Al otro extremo de la línea, la corriente continua se convierte de nuevo en alterna que puede ser utilizada convencionalmente. Esto se puede ver en la figura 3.21.

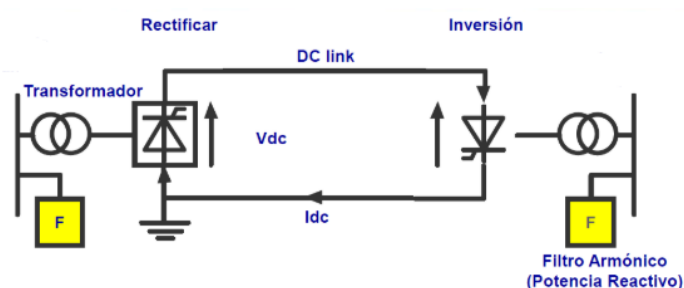


Figura 3.21: Transmisión de energía eléctrica con el sistema HVDC. **Fuente:** tecnoPLC.

El ahorro usando este tipo de transmisión se hace palpable cuando hablamos de líneas de longitudes iguales o superiores a 600 km. Esto es así, ya que este tipo de transporte necesita de más tecnología, entre ellas convertidores, que también tienen pérdidas energéticas y suponen un incremento en el precio final. En la figura 3.22 podemos observar una gráfica explicativa en la cual se expone los costes que representa el transporte de energía en HVAC y HVDC dependiendo de la distancia.

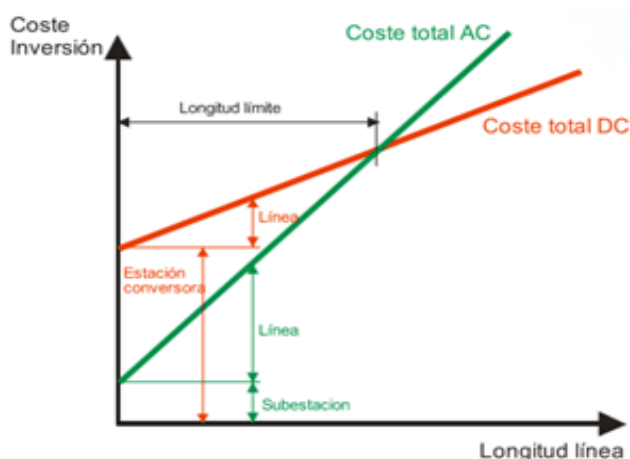


Figura 3.22: Coste de la inversión según el sistema de transporte. **Fuente:** IMSE.

Como conclusión se puede decir que cuanto mayor sea la distancia del parque a la costa, más rentable nos saldrá el transporte en HVDC.

Para poder realizar este tipo de transporte energético se suelen usar por lo general dos tipos distintos de tecnologías de conversión de alterna a continua que son el **LCC** y el **VSC**.

La tecnología LCC es la tecnología tradicional en los sistemas HVDC, su primera implementación comercial fue realizada entre Gotland y la península de Suecia en el año 1954.

Por otra parte, la tecnología VSC es más reciente, la compañía ABB ha desarrollado una tecnología que la llama HVDC-light, que aumenta la fiabilidad de las redes de energía y aumenta el rango de transmisión de potencia, es rápido de instalar y ofrece una alternativa a los sistemas convencionales de transmisión [4].

Los elementos necesarios para realizar este transporte son los siguientes:

- Elementos para LCC:

Convertidor: Son tiristores que pueden trabajar a altos valores de tensión y corriente, pueden actuar tanto como rectificadores como inversores y debido a sus características pueden ser controlados con más facilidad.

Transformador: El uso del transformador es para adecuar el nivel de la tensión alterna en la entrada del rectificador y en la salida del mismo.

Filtro de AC: Este tipo de filtros van colocados antes del convertidor rectificador y sirven para eliminar los armónicos de corriente.

Filtro DC: Este tipo de filtro se coloca a la salida del rectificador y sirven para reducir el rizado de la tensión DC, ya que produce interferencias en las telecomunicaciones cercanas.

Bobina de choque: En el inicio de la línea DC y en su final se coloca una reactancia de suavizado cuyo principal objetivo trata de prevenir la resonancia y reducir las corrientes armónicas.

Condensadores en paralelo: En el transporte de energía por este método se consume energía reactiva, los condensadores en paralelo que se instalan en el lado de AC del convertidor suministran la energía reactiva necesaria para mantener el nivel de tensión del convertidor.

En la figura 3.23 se puede observar la composición de este convertidor:

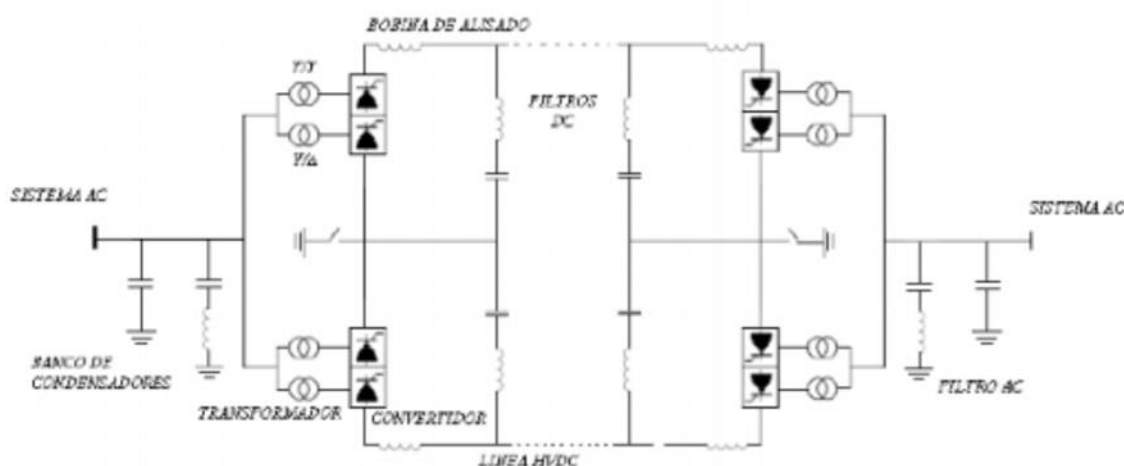


Figura 3.23: Transporte HVDC y tecnología LCC. Fuente: [4].

- Elementos para VSC:

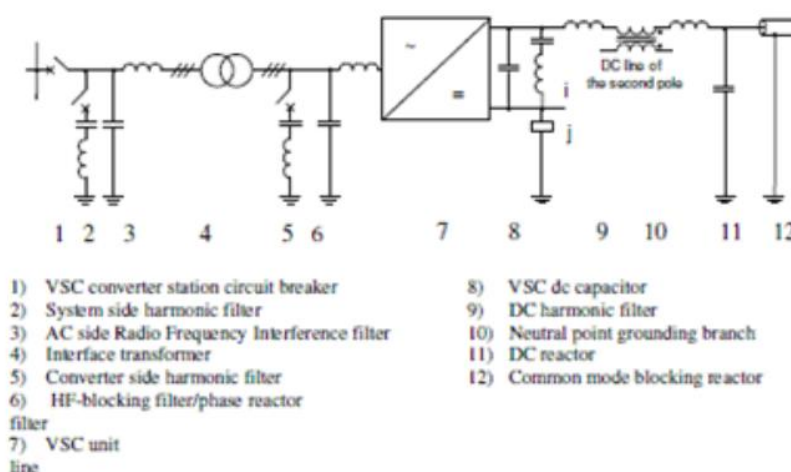


Figura 3.24: Tecnología VSC. Fuente: [5]

- **Convertidor:** El principal funcionamiento de este tipo de convertidor se basa en dispositivos semiconductores controlados IGBTs. Actualmente éste es el dispositivo que ha dado los mejores resultados en aplicaciones en sistemas eléctricos.

- **Transformador:** El principal objetivo del transformador es adecuar el nivel de tensión para el correcto funcionamiento del convertidor, el transformador se coloca a la entrada del convertidor y a la salida.

- **Reactancia de fase:** Tienen la función de controlar la potencia activa y reactiva mediante la corriente que circula por ellas, también eliminan los armónicos de altas frecuencias causados por las operaciones de los IGBTs, se coloca una en cada fase a la entrada y la salida.

- **Filtros de AC:** Los armónicos que se producen por las conmutaciones de los interruptores pueden causar un mal funcionamiento del sistema eléctrico, para disminuir la magnitud de estos armónicos se colocan filtros AC en la entrada del convertidor.

- **Condensadores de DC:** Estos condensadores se usarán para minimizar el rizado de la tensión en la salida del convertidor y amortiguar la potencia en los transitorios.

3.1.13. Ventajas y desventajas del transporte eléctrico en HVAC y HVDC

3.1.13.1. Ventajas y desventajas del transporte eléctrico en HVAC

Las principales ventajas del transporte eléctrico en HVAC pasan por ser una **tecnología sumamente desarrollada**, ya que lleva usándose desde mucho tiempo atrás.

Este tipo de transporte resulta **más económico** que el transporte en HVDC debido a que no se necesita un gran convertidor para pasar la tensión a DC, de esta forma también el sistema en si es **más robusto**, ya que el hecho de que haya menos componentes que puedan fallar provoca una mayor durabilidad sin errores.

Por otra parte, como principales desventajas del transporte en HVAC son las **limitaciones térmicas** de transmisión de las líneas, también existen otras limitaciones, de tensión, de estabilidad y de operación del sistema, por consiguiente, la capacidad de entrega de energía eléctrica a largas distancias es inferior a la transmisión en HVDC.

El transporte de energía en HVAC a grandes distancias presenta inconvenientes, el más importante es el **consumo de energía reactiva**.

El **impacto ambiental** también es mayor para el transporte en HVAC ya que ocupa más espacio y se necesitan más cables que realizando el transporte en HVDC.

3.1.13.2. Ventajas y desventajas del transporte eléctrico en HVDC

La transmisión de energía eléctrica en HVDC tiene como principal ventaja su **eficiencia** en cuanto a transporte eléctrico a grandes distancias (600 – 1000 km), los sistemas HVDC tienen una capacidad de transporte de energía eléctrica mayor a similar tensión que los sistemas HVAC.

Con este tipo de tecnologías se puede conectar sistemas de generación eléctricos a **distintas frecuencias**.

Un enlace HVDC es capaz de mantener el **flujo de potencia** especificado independientemente de las oscilaciones electromecánicas presentes en la red.

El **impacto ambiental** de este tipo de sistemas también es menor, ya que para la misma transmisión se necesita menos espacio y menos cable para el transporte de energía eléctrica.

Finalmente, las **perdidas** en los sistemas HVDC incluyendo las pérdidas que tienen lugar en los convertidores son **mucho más bajas** que las pérdidas que se realizan en los sistemas HVAC.

Como principales inconvenientes encontramos que, para **cortas distancias**, los sistemas HVDC son mucho **más costosos** que los sistemas HVAC debido a la necesidad de instalar grandes convertidores.

Las subestaciones de conversión HVDC **generan armónicos de corriente y de tensión**, mientras que el proceso de conversión es acompañado por el consumo de potencia reactiva. Como resultado, es necesario instalar caras unidades de filtro-compensación y de compensación de potencia reactiva.

3.2. Información necesaria para caracterizar parques eólicos off-shore

Debido a que en este proyecto se va a proceder al estudio de fenómenos asociados al funcionamiento de los parques eólicos off-shore, a continuación, se enumerarán algunos datos necesarios para llevar a cabo la caracterización de dichos parques previa a cualquier estudio.

1. Potencia nominal del parque (MW).
2. Número de turbinas.
3. Tensión del generador (V).
4. Potencia de las turbinas (MW).
5. Características principales del transformador de baja a media tensión.
6. Tensión de la acometida (kV).
7. Características principales del transformador de media a alta tensión.
8. Tipo de red de la acometida.
9. Tensión del colector en los distintos strings (kV).

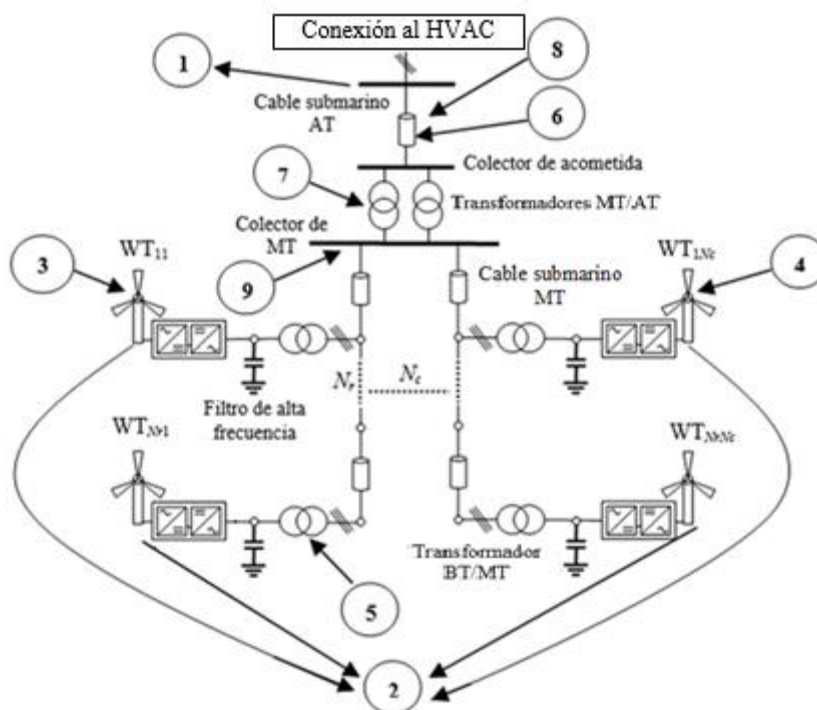


Figura 3.25: Esquema de un parque eólico off-shore con transmisión de energía eléctrica HVAC y ubicación de los anteriores datos sobre el esquema.

A partir de la información anterior se puede caracterizar el parque y desarrollar un modelo del mismo que permita simular los distintos fenómenos eléctricos. La modelización conduce a la realización de un circuito equivalente del parque donde se contemplan todos sus elementos (cables, transformadores, convertidores, filtro, etc.) y que permite la simulación de su comportamiento eléctrico.

En la figura 3.26 se puede observar el esquema eléctrico genérico de un parque eólico off-shore.

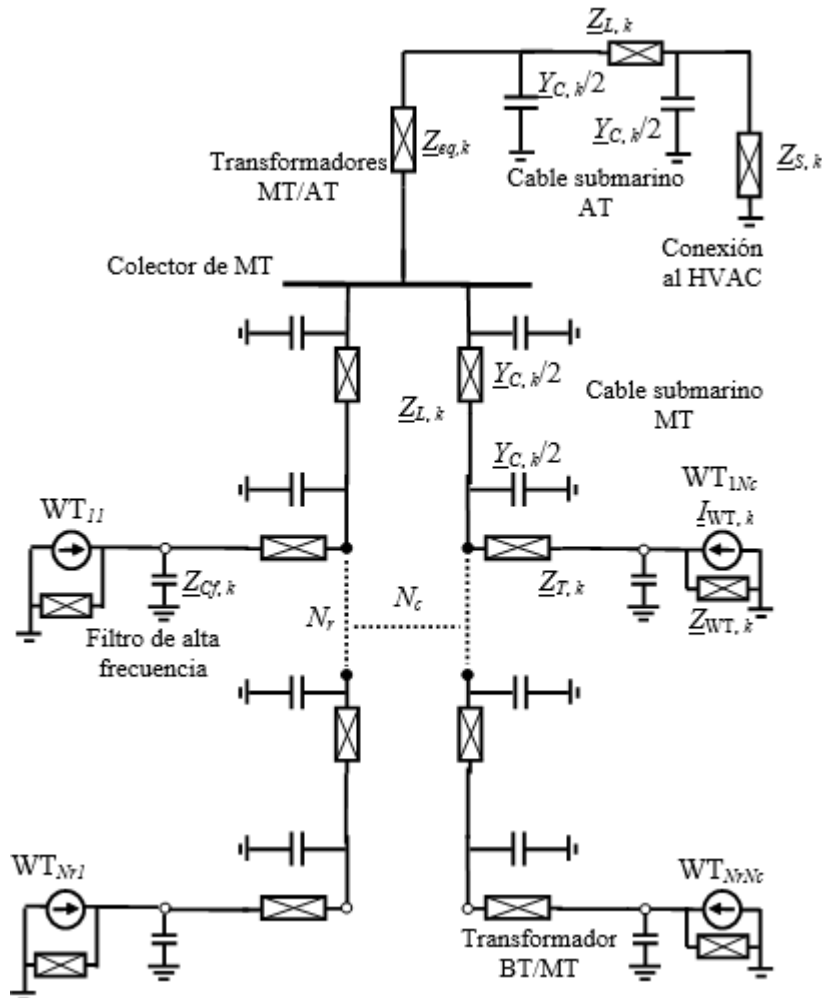


Figura 3.26: Esquema eléctrico de un parque eólico off-shore con transmisión de energía eléctrica HVAC.

El símbolo rectángulo con una cruz en su interior representa un resistor en serie con un inductor.

4. Caracterización de parques eólicos off-shore de potencia nominal mínima 100 MW

En este apartado se procederá a la caracterización detallada de algunos parques eólicos off-shore de potencia mínima 100 MW. Para ello, se va a usar la base de datos ya existente [3] en la cual se escogerán un total de 5 parques para proceder a su caracterización detallada. Esto, se va a realizar con el fin de proporcionar la máxima información posible para tratar de obtener los datos necesarios para estudiar los fenómenos asociados al funcionamiento de los parques eólicos off-shore. Los parques eólicos off-shore escogidos son los siguientes:

- **Thorntonbank**, parque situado en **Bélgica** con una **potencia nominal de 325 MW**.
- **Anholt**, parque situado en **Dinamarca** con una **potencia nominal de 399,6 MW**.
- **Gemini**, parque situado en **Países Bajos** con una **potencia nominal de 600 MW**.
- **Global Tech I**, parque situado en **Alemania** con una **potencia nominal de 400 MW**.
- **London Array**, parque situado en **Reino Unido** con una **potencia nominal de 630 MW**.

4.1. Caracterización del parque off-shore Thorntonbank

4.1.1. Información general

Este parque eólico off-shore está situado en Bélgica, más concretamente en la latitud $51^{\circ} 33' 36''$ y longitud $2^{\circ} 58' 12''$, está situado a 27 km de la costa de la ciudad de Ostend en una profundidad de -20 m y el parque abarca una superficie de 267 km^2 , su instalación finalizó satisfactoriamente el 1 de enero del año 2013, supuso una inversión estimada de 1,3€ billones y actualmente sigue en funcionamiento. La construcción de este parque eólico se llevó a cabo en 3 fases. En la primera fase se instalaron un total de 6 turbinas eólicas, de la marca Senvion, dando así una potencia nominal de 30 MW, en la segunda fase se instalaron un total de 30 turbinas, también de la marca Senvion, aumentando la capacidad del parque a 214,5 MW, finalmente, en la fase 3, se instalaron un total de 18 turbinas también de la marca Senvion aumentando así la potencia nominal del parque a **325 MW**.



Figura 4.1: Parque eólico Thorntonbank. Fuente: RWE.

4.1.2. Características de los aerogeneradores

Como se ha comentado anteriormente, este proyecto se llevó a cabo en 3 fases, en la primera fase se instalaron aerogeneradores de la compañía REpower y modelo 5M, cuya potencia nominal es de 5,075 MW y la tensión de generación oscila entre 660 V y 950 V, posteriormente, en la fase 2 y 3, los aerogeneradores que se instalaron en este parque eólico off-shore fueron de la compañía Senvion, cuyo modelo es el 6M126, con potencia nominal de 6,15 MW y tensión de generación 33 kV. Las principales características de estos generadores son las que se especifican en la tabla 2 y 3:

Tabla 2: Características del aerogenerador REpower 5M. **Fuente:** Renuguen.

	Datos Principales
Potencia nominal	5,075 MW
Diámetro del rotor	126 m
Clase de vientos	IEC IIb
	Datos del rotor
Número de palas	3
Tipo de control	Pitch
Área de barrido	12469 m ²
Velocidad máxima	12,1 rpm
	Caja de engranajes
Caja de engranajes	Sí
Ratio de conversión	97
	Generador
Tipo de generador	Motor asíncrono doblemente alimentado de 6 polos
Velocidad máxima	1170 rpm
Voltaje de salida	660-950 V

Frecuencia	50 Hz
-------------------	-------

La curva de potencia asociada a este aerogenerador es la que se puede observar a continuación.

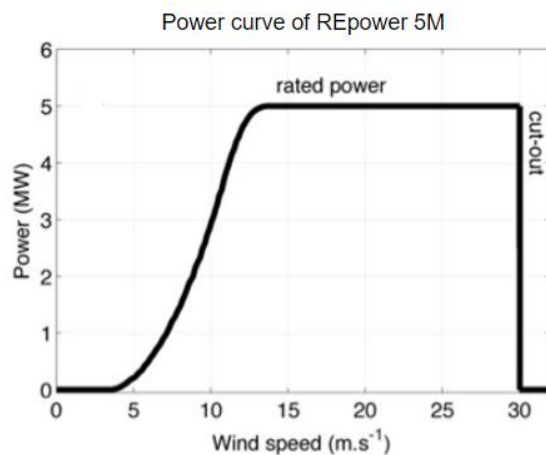


Figura 4.2: Curva de potencia para el aerogenerador REpower 5M. **Fuente:** REpower.

Tabla 3: Características del aerogenerador Senvion 6M126. **Fuente:** Thewindpower.

	Datos Principales
Potencia nominal	6,150 MW
Diámetro del rotor	126 m
Clase de vientos	IEC Ib
	Datos del rotor
Número de palas	3
Tipo de control	Pitch
Área de barrido	12469 m ²
Velocidad máxima	12,1 rpm
	Caja de engranajes

Caja de engranajes	Sí
Ratio de conversión	97
	Generador
Tipo de generador	Motor asíncrono doblemente alimentado
Velocidad máxima	1170 rpm
Voltaje de salida	33000 V
Frecuencia	50 Hz

La curva de potencia asociada a este aerogenerador es la que se puede observar a continuación.

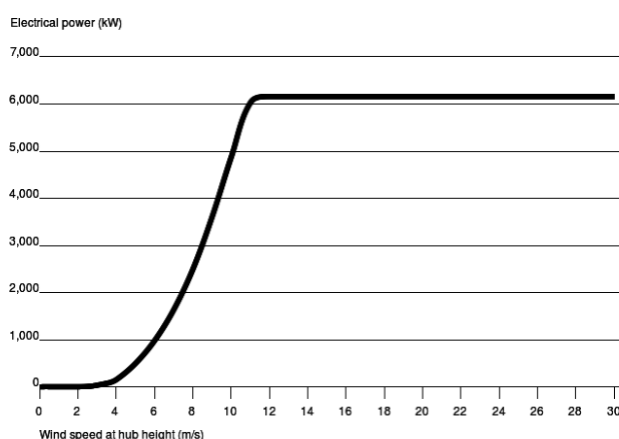


Figura 4.3: Curva de potencia para el aerogenerador Senvion 6M126. **Fuente:** Senvion.

4.1.2.1. Electrónica de potencia asociada al aerogenerador REpower 5M.

Como se ha explicado anteriormente en los puntos 3.1.1.1, los aerogeneradores pueden tener diferentes tipos de configuraciones en cuanto al control de potencia del mismo.

En este aerogenerador se ha usado un generador asíncrono doblemente alimentado de 6 polos y se ha implementado un convertidor de frecuencia con refrigeración líquida basado en semiconductores IGBT [7].

El conjunto de convertidores también se encuentra en la góndola del aerogenerador como se puede observar en la siguiente figura.

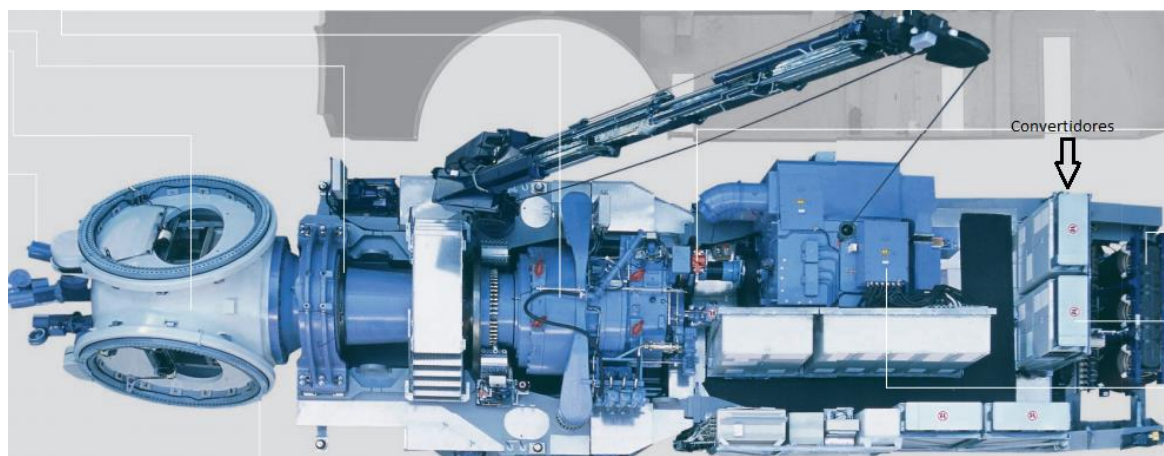


Figura 4.4: Componentes del aerogenerador de la compañía REpower modelo 5M. **Fuente:** Renuegen.

El esquema asociado a este tipo de conexión es el que se puede observar en la figura 4.5.

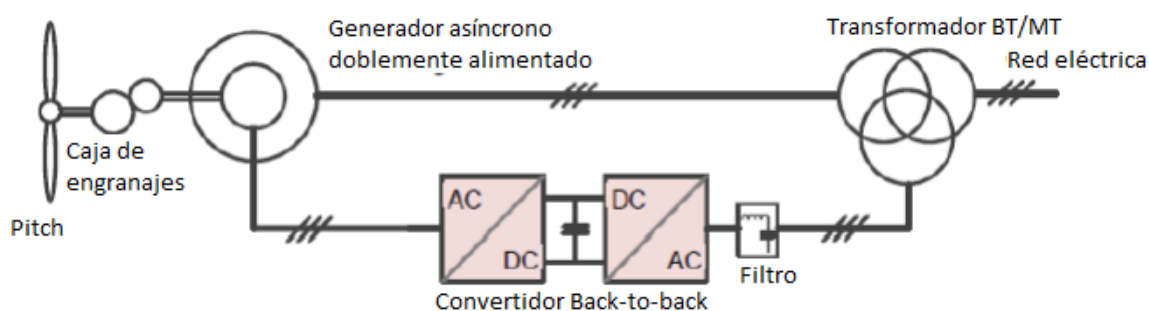


Figura 4.5: Tipo de conexión del aerogenerador REpower 5M.

4.1.2.2. Electrónica de potencia asociada al aerogenerador Senvion 6M126.

Al igual que el aerogenerador REpower 5M se ha usado un generador asíntrico doblemente alimentado y se ha implementado un convertidor de frecuencia.

Al igual que en el apartado anterior, la localización de este convertidor también se encuentra en la góndola del aerogenerador.

El esquema asociado a este tipo de conexión es el que se puede observar en la figura 4.6.

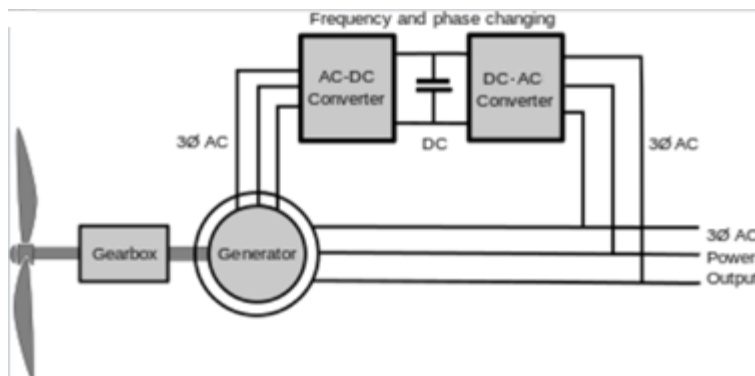


Figura 4.6: Tipo de conexión del aerogenerador Senvion 6M126. Fuente: Wikipedia.

4.1.3. Características de los transformadores BT/MT

Debido a que este proyecto se realizó en 3 fases, se puede observar claramente en el anterior punto que la tensión de salida de los generadores instalados en la primera fase, difiere con la tensión de salida de los generadores instalados en la segunda y tercera fase.

Para igualar estas tensiones y realizar el transporte de energía eléctrica por el interior del parque a una tensión de 33 kV, los aerogeneradores de la primera fase vienen equipados con un transformador con una salida de tensión ajustable de 20 kV a 36 kV.

En la figura que se muestra a continuación se puede ver el interior del aerogenerador de la compañía REpower cuyo modelo es el 5M.

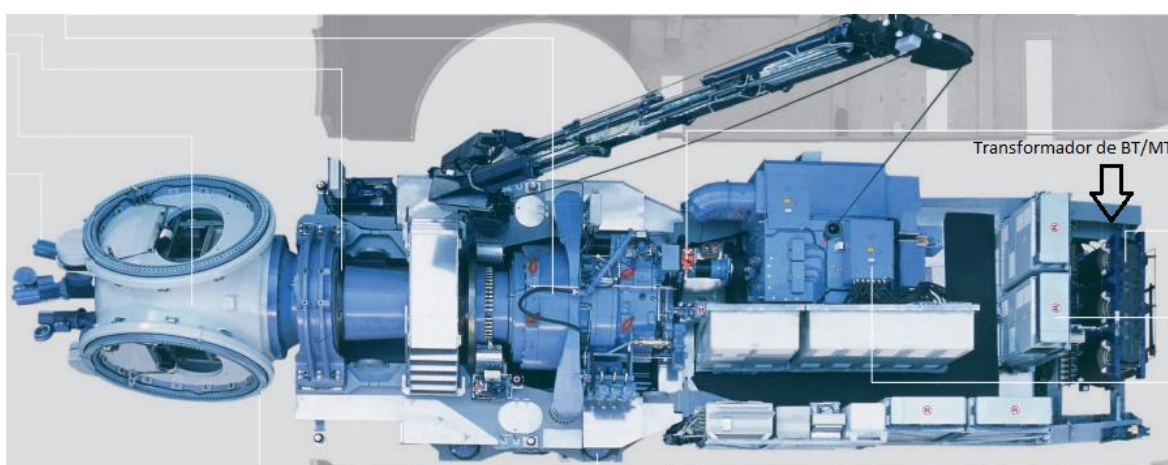


Figura 4.7: Componentes del aerogenerador de la compañía REpower modelo 5M. Fuente: Renuguen.

Las características necesarias a conocer de los transformadores instalados son las que se observan en la tabla.

Tabla 4: Características principales del transformador SGB cast resin transformer. **Fuente:** [8]

Tensión (kV)	0,69/30
Potencia (MVA)	5
ϵ_{cc} (%)	8

Con estas características más adelante se podrá proceder al estudio de los fenómenos asociados a parques eólicos off-shore de más de 100 MW.

4.1.4. Características del transporte de energía eléctrica en el interior del parque

Como se ha explicado anteriormente, el parque Thorntonbank dispone de un total de 54 aerogeneradores, en este apartado se procederá a explicar las características del transporte de energía eléctrica en el interior del parque, es decir, se expondrán el número de strings del parque y el número de aerogeneradores por string.

Antes de todo, se recuerda que el transporte de electricidad en el interior de este parque se lleva a cabo a una tensión de 33 kV, este transporte finaliza en una subestación la cual está situada también en el mar.

Para llevar a cabo el transporte de energía eléctrica por el interior del parque se ha utilizado un total de 60 km de cable de tensión nominal 36 kV [9].

En este parque, hay un total de **10 strings**, con **8 strings de 6 aerogeneradores**, **1 string de 5 aerogeneradores** y **1 string de 1 aerogenerador**, lo que hace un total de **54 aerogeneradores**. En la figura 4.8 se puede observar con más claridad.

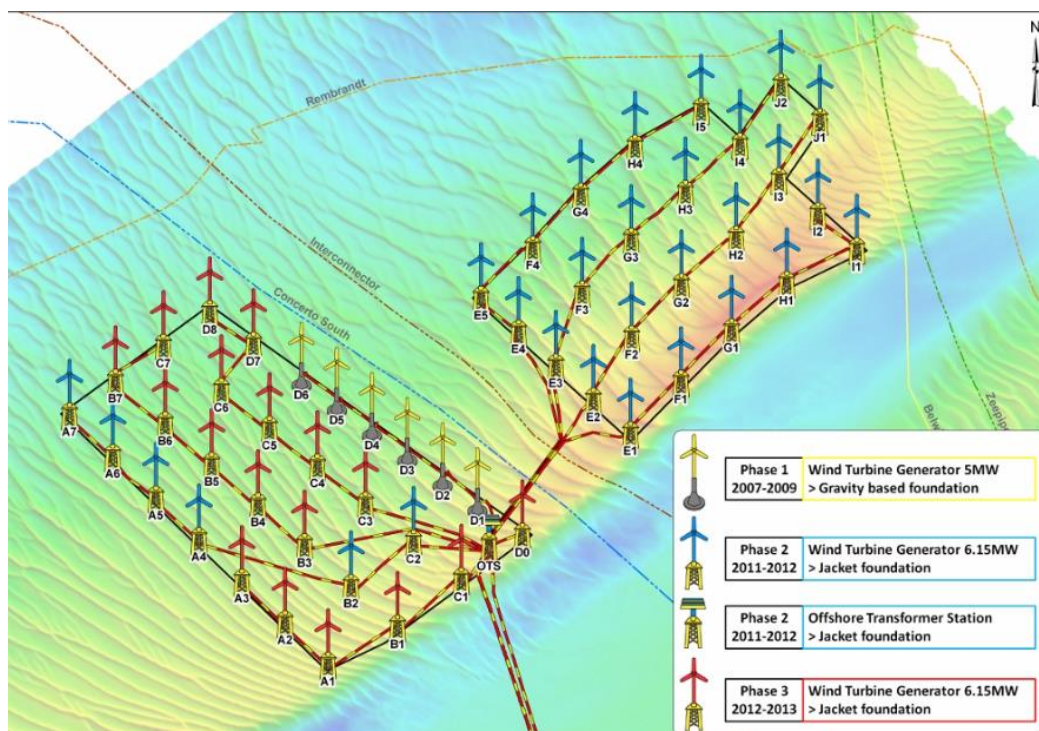


Figura 4.8: Conexión del parque Thorntonbank. Fuente: C-power.

Las características principales que debemos saber en este apartado para la posterior caracterización de los fenómenos eléctricos asociados a parques off-shore son la **tensión de transporte y la longitud de las líneas** de energía eléctrica.

La longitud de cable de MT del string más largo conectado a la subestación de transformación es de 11 km.

Tabla 5: Características principales del transporte de energía eléctrica en MT.

Tensión de transporte (kV)	33
Longitud string más largo (km)	11

4.1.5. Características de la subestación de transformación

La subestación está localizada a 30 kilómetros de la costa de Bélgica, la instalación de esta subestación se llevó a cabo entre el 2011 y el 2012, pero no fue hasta el 2013 que el parque estuvo trabajando a su máximo rendimiento, es decir, la potencia nominal del parque en 2013 era de 325 MW debido a la instalación de 18 aerogeneradores, como se ha explicado anteriormente esto se llevó a cabo en la fase 3.

Cuando el parque este a su máxima capacidad de producción se prevé que el parque genere sobre unos 1000 GWh/año [10].

La subestación está equipada con **dos transformadores de 170 y 200 MVA** con una relación de transformación de **33 kV/ 150 kV**. También está equipada con sistemas de control, protección y control de la potencia reactiva. En la entrada esta la aparamenta aislada a gas de 36 kV proveniente de los aerogeneradores y en la salida está la aparamenta aislada a gas de 170 kV [11][12].

En esta subestación se reciben las entradas provenientes de los distintos strings de los aerogeneradores, y mediante 2 transformadores de MT/AT se procede a su transporte a tierra mediante **dos cables de 35 km de longitud** y una vez en tierra, se transportarán con cables de 170 kV y **6 km de longitud** hasta la subestación Slijkens HV que está situada en Bredene [12].

En la figura 4.9 podemos observar la subestación del parque eólico off-shore Thorntonbank.

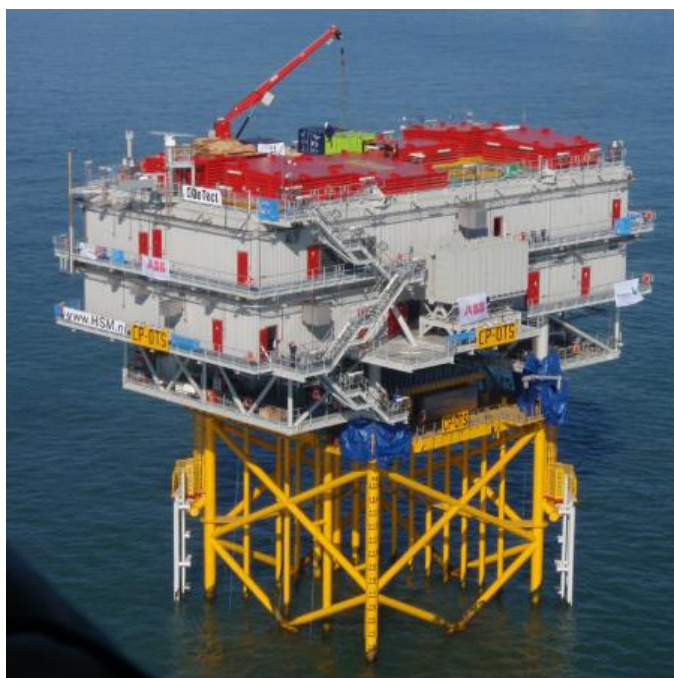


Figura 4.9: Subestación del parque eólico off-shore Thorntonbank. Fuente: [11].

Las características que necesitamos conocer de este subapartado son la longitud de las líneas y la tensión de transmisión de la energía eléctrica.

Tabla 6: Características principales del transporte de energía eléctrica en AT.

Tensión de transmisión (kV)	150
Longitud total (km)	41

4.1.6. Características de los transformadores de MT/AT.

Como se ha descrito en el anterior apartado, en la subestación hay 2 transformadores de 170 y 200 MVA con una relación de transformación de 33 kV/150 kV.

Esta es la única información que se ha conseguido de las características concretas que tienen los dos transformadores instalados, es por eso, que para conocer la tensión de cortocircuito se ha investigado distintos transformadores con valores similares a los anteriormente descritos [13].

En la tabla 7 se pueden observar los valores que se necesitaran para este apartado.

Tabla 7: Características principales de los transformadores de MT/AT.

Tensión (kV)	33/150	Tensión (kV)	33/150
Potencia (MVA)	170	Potencia (MVA)	200
ϵ_{cc} (%)	10.5	ϵ_{cc} (%)	12

4.1.7. Tipo de transmisión energética

Como se ha comentado anteriormente, existen dos métodos de transmisión de energía eléctrica para largas distancias, HVDC y HVAC, en el caso que se comenta, la **transmisión energética** se lleva a cabo mediante el sistema **HVAC**, es por eso, que una vez la energía llega a la subestación Slijkens HV la energía es inyectada en la red eléctrica de transporte y no se necesita ningún tipo de conversión.

4.1.8. Resumen de la información del parque eólico off-shore Thorntonbank

En este apartado se procederá a condensar la información expuesta en los anteriores puntos para este parque en concreto y se procederá a la síntesis de esta mediante un esquema que represente el parque.

Tabla 8: Información del parque eólico off-shore Thorntonbank.

Potencia nominal del parque	325 MW			
Número de turbinas	54			
Tensión del generador	660-950 V	Modelo: REpower 5M		
	33 kV	Modelo: Senvion 6M126		
Potencia de las turbinas	5 MW	Modelo: REpower 5M		
	6,125 MW	Modelo: Senvion 6M126		
Características principales de los transformadores de BT/MT	Tensión	0,69 kV/30 kV		
	Potencia	5 MVA		
	ϵ_{cc}	8%		
Tensión de la acometida	150 kV			
Longitud total de la acometida	41 km			
Características principales de los transformadores de MT/AT	Tensión	33 kV/150 kV	Tensión	33 kV/150 kV
	Potencia	170 MVA	Potencia	200 MVA
	ϵ_{cc}	10,50%	ϵ_{cc}	12%
Tipo de transmisión	HVAC			
Tensión del colector en los distintos strings	33 kV			
Longitud total de la línea de media tensión	11 km			

En la figura 4.10 se puede observar un esquema del parque eólico off-shore Thorntonbank.

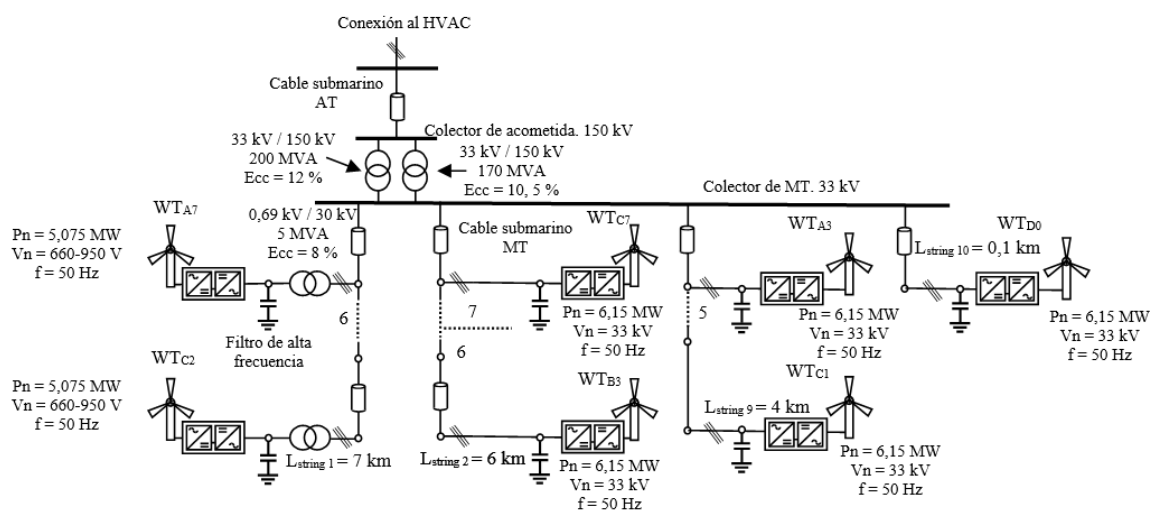


Figura 4.10: Esquema del parque eólico off-shore Thorntonbank.

Como se puede observar en la figura 4.10, se ha seguido la numeración dada en la figura 4.8, se tienen un total de **6 aerogeneradores** del modelo **Repower5M** y un total de **48 aerogeneradores** del modelo **Senvion 6M126**. Como se observa, hay un total de **8 strings de 6 aerogeneradores** por string, **1 string de 5 aerogeneradores** y **1 último string de 1 aerogenerador**.

Como se ha explicado en el apartado 4.1.4, la **longitud** del string más largo conectado a la subestación de transformación es de **11 km**. De esta manera, en la tabla 9, se pueden observar las estimaciones de longitud de cada string que van colocadas en el esquema de la figura 4.10.

Tabla 9: Longitudes de los strings conectados a la subestación de transformación.

Asociación de aerogeneradores	STRING	Longitud estimada (km)
A7-A6-A5-A4-B2-C2	1	7
C7-B7-B6-B5-B4-B3	2	6
D8-D7-C6-C5-C4-C3	3	6
D6-D5-D4-D3-D2-D1	4	4
I5-H4-G4-F4-E5-E4	5	8,5
J2-I4-H3-G3-F3-E3	6	11
J1-I3-H2-G2-F2-E2	7	10
I2-I1-H1-G1-F1-E1	8	9
A3-A2-A1-B1-C1	9	4
D0	10	0,1

4.2. Caracterización del parque off-shore Anholt

4.2.1. Información general

Este parque eólico está situado en Dinamarca, más concretamente en Kattegat, entre Jutland y la isla de Anholt. El año en que se finalizó su construcción y se puso en marcha fue en 2013, donde en ese momento, era el tercer parque off-shore más grande del mundo [14].

El parque Anholt tiene un total de **111 aerogeneradores** de la compañía **Siemens** con una potencia nominal por aerogenerador de **3,6 MW** y una **potencia total del parque de 399,6 MW**. Puede alimentar un total de 400000 casas con la energía que produce anualmente, lo cual supone el 4 % del total de energía que consume Dinamarca [14].

La construcción de este parque eólico supuso un reto, ya que, si ya es difícil la construcción y la puesta en marcha de un parque eólico off-shore por estar en el medio marítimo, en esta localización el agua del mar se congela durante los meses de invierno, lo que supone un reto tecnológico a la hora de asegurar su correcto funcionamiento y construcción. Esto que he dicho, se puede observar en la figura 4.11 donde se puede ver la **subestación de transformación** de este parque [14].



Figura 4.11: Subestación de transformación del parque Anholt en los meses de invierno. **Fuente:** [14].

Las profundidades de las aguas van desde los 15 m hasta los 19 m, el área que cubre todo el parque eólico es de 144 km² donde 88 km² son destinados a los aerogeneradores y a los cables que los interconectan. La distancia más corta hasta la costa es de 15 km, la transmisión de energía eléctrica que va desde la subestación de transformación hasta la tierra tiene una longitud de 25 km [15].

El coste total de la construcción del parque alcanza la cifra de € 1,35 bn.

4.2.2. Características de los aerogeneradores

Como se ha introducido en el anterior punto, este parque tiene un total de 111 aerogeneradores todos de la marca Siemens con una potencia nominal de 3,6 MW y una tensión de generación de 690 V, por lo cual el parque tiene una potencia nominal de 399,6 MW, aunque en muchas publicaciones lo redondean a 400 MW.

Debido que todos los aerogeneradores son del mismo modelo, será mucho más fácil la caracterización de este apartado, ya que los 111 aerogeneradores compartirán las mismas características.

El modelo de aerogenerador es el **SWT-3.6-120** y las características necesarias para el estudio de los fenómenos relacionados con los parques eólicos off-shore de más de 100 MW son las que se observan en la tabla 10.

Tabla 10: Características del aerogenerador SWT-3.6-120. **Fuente:** [16] [17].

	Datos Principales
Potencia nominal	3,6 MW
Diámetro del rotor	120 m
Clase de vientos	IEC Ia
	Datos del rotor
Número de palas	3
Tipo de control	Pitch
Área de barrido	11300 m ²
Velocidad nominal	5-13 rpm
	Caja de engranajes
Caja de engranajes	Sí
Ratio de conversión	119
	Generador

Tipo de generador	Asíncrono
Velocidad máxima	1300 rpm
Voltaje de salida	690 V
Frecuencia	50 Hz

La curva de potencia asociada a este generador es la que se puede observar en la figura 4.12.

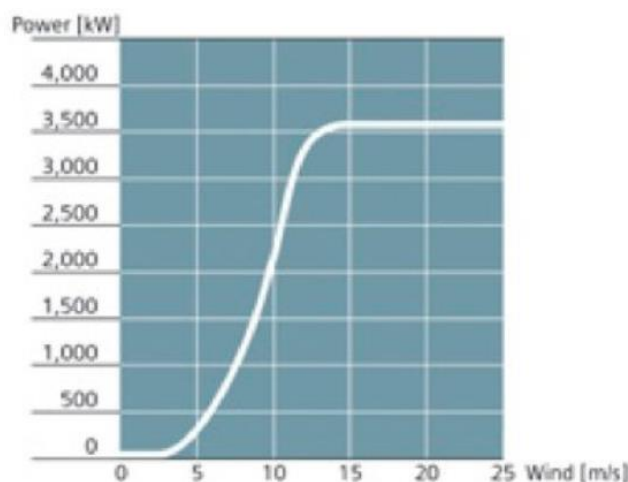


Figura 4.12: Curva de potencia para el aerogenerador Siemens SWT-3.6-120. **Fuente:** [17].

4.2.2.1. Electrónica de potencia asociada al aerogenerador Siemens SWT-3.6-120

Como se puede observar en el catálogo del fabricante [17], el generador es un generador asíncrono de jaula de ardilla, por lo que el convertidor usado en estos casos se trata de un convertidor “back to back” y la conexión se haría como se puede observar en la figura 4.13.

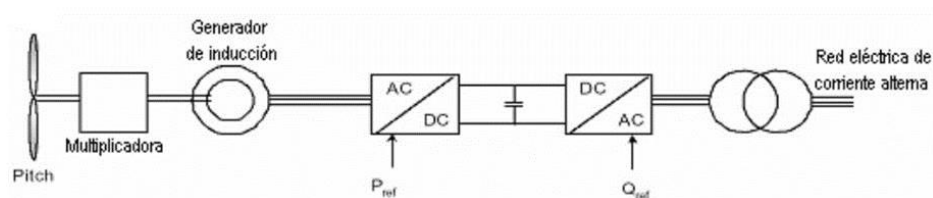


Figura 4.13: Conexión del aerogenerador Siemens SWT-3.6-120 a la red de media tensión. **Fuente:** [17].

4.2.3. Características de los transformadores de BT/MT

Como se ha expuesto anteriormente, la tensión de salida del generador es de 690 V, el transporte de energía eléctrica en el interior del parque siempre debe llevarse a cabo a MT, es por eso, que en los aerogeneradores instalados también vienen equipados con transformadores de BT/MT para proceder al transporte de la energía eléctrica en el interior del parque.

No se ha podido encontrar información del transformador de MT usado en este aerogenerador en concreto, es por eso que se dan las características de un transformador que cumpla los requisitos que necesita este parque y que viene del mismo fabricante que suministro los transformadores para los aerogeneradores que antes se han explicado, REpower 5M [8].

Este transformador tiene una tensión del secundario ajustable de 20 kV a 36 kV.

Las características principales que se necesitan saber para estudiar los fenómenos asociados a los parques eólicos off-shore de más de 100 MW son las que se pueden observar en la tabla 11.

Tabla 11: Características principales de los transformadores de BT/MT.

Tensión (kV)	0,69/30
Potencia (MVA)	4
ϵ_{cc} (%)	8

4.2.4. Características del transporte de energía eléctrica en el interior del parque

Como se ha comentado en los anteriores puntos, el parque eólico Anholt cuenta con un total de 111 aerogeneradores, conectados entre sí por un número concreto de strings que se detallará más adelante. La tensión de generación es elevada a MT, a 33 kV.

La disposición de los aerogeneradores es la que se puede observar en la figura 4.13 bis y tiene esta forma para tratar de minimizar el efecto sombra entre generadores y para garantizar una producción máxima [18].

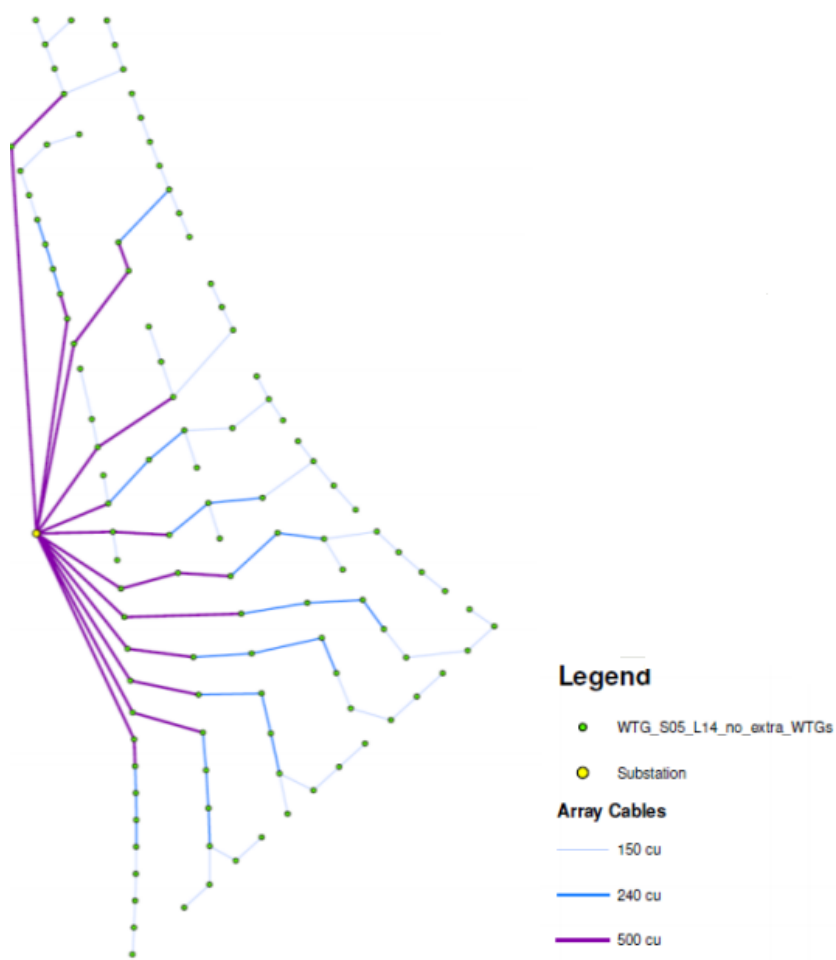


Figura 4.13 bis: Disposición de los aerogeneradores en el parque de Anholt. **Fuente:** [18].

En la anterior imagen se puede observar la disposición de las turbinas, como podemos observar en la leyenda de la anterior imagen, se han usado 3 tipos distintos de diámetros de cable de cobre debido a que, a mayor cantidad de aerogeneradores en un string, mayor será la intensidad que circule por el cable y mayor deberá ser el diámetro del cable. En total se ha usado 1450 toneladas de cobre y la longitud de cable de MT del string más largo conectado a la subestación de transformación es de 15 km [18].

El número total de strings es de 12, hay un total de 9 strings con 9 aerogeneradores y 3 strings con 10 aerogeneradores, lo cual suma el total de 111 aerogeneradores. Los datos característicos que debemos saber en este apartado son los que se observan en la tabla 12.

Tabla 12: Características principales del transporte de energía eléctrica en MT.

Tensión de transmisión (kV)	33
Longitud string más largo (km)	15

4.2.5. Características de la subestación de transformación

La subestación de transformación del parque eólico Anholt se encuentra a 25 km de tierra firme, esta subestación está conformada por un total de **3 transformadores** que elevarán la tensión de 33 kV a 220 kV para transportar la energía eléctrica a la subestación de Trige [18], donde se elevará la tensión a 400 kV para ser inyectada a la red de transporte [19].

Esta subestación tiene un total de **12 entradas para cables de MT**, se eleva la tensión con **3 transformadores de 150 MVA** a 220 kV y mediante 3 cables de alta tensión, se transporta la energía eléctrica a la subestación de Trige donde se elevará a 400 kV para ser inyectada a la red principal de transporte.

La subestación está a 1,75 km al este del parque eólico, tiene un peso aproximado de 1800 toneladas, tiene una altura de 15,5 metros y 880 m² de plataforma disponible para colocar los tres transformadores de MT/AT [20].

En la figura 4.14 se puede observar la subestación de transformación de Anholt.



Figura 4.14: Subestación de transformación en el parque eólico off-shore Anholt. **Fuente:** [21].

Las características que necesitamos conocer de este subapartado son la longitud de las líneas y la tensión de transmisión de la energía eléctrica.

Tabla 13: Características principales del transporte de energía eléctrica en AT.

Tensión de transmisión (kV)	220
Longitud total (km)	25

4.2.6. Características de los transformadores de MT/AT

Como se ha descrito en el anterior apartado, en la subestación hay 3 transformadores de 150 MVA con una relación de transformación de 33 kV/220 kV.

Esta es la única información que se ha conseguido de las características concretas que tienen los dos transformadores instalados, es por eso, que para conocer la tensión de cortocircuito se ha investigado distintos transformadores con valores similares a los anteriormente descritos [22].

En la tabla 14 se pueden observar los valores que se necesitaran para este apartado.

Tabla 14: Características principales de los transformadores de MT/AT.

Tensión (kV)	33/220
Potencia (MVA)	150
ϵ_{cc} (%)	10.5

4.2.7. Tipo de transmisión energética

Como ya sabemos de apartados anteriores, los modos de transmisión de energía eléctrica pueden ser HVDC o HVAC, en este parque en concreto, se usa el **modo HVAC**, ya que la distancia a transportar es relativamente corta y no sería económicamente viable la transmisión en HVDC, es por esto que el esquema eléctrico que resultaría de este parque es el mismo que se ha visto anteriormente en la figura 3.1. Por lo tanto, la energía eléctrica se transporta por cables marinos de 25 km de longitud en HVAC.

4.2.8. Resumen de la información del parque eólico off-shore Anholt

En este apartado se procederá a condensar la información expuesta en los anteriores puntos para este parque en concreto y se procederá a la síntesis de esta mediante un esquema que represente el parque.

Tabla 15: Información del parque eólico off-shore Anholt.

Potencia nominal del parque	399,6 MW	
Número de turbinas	111	
Tensión del generador	690 V	
Potencia de las turbinas	3,6 MW	
Características principales de los transformadores de BT/MT	Tensión	0,69 kV / 30 kV
	Potencia	4 MVA
	ϵ_{cc}	8%
Tensión de la acometida	220 kV	
Longitud total de la acometida	25 km	
Características principales de los transformadores de MT/AT	Tensión	33 kV / 220 kV
	Potencia	150 MVA
	ϵ_{cc}	10,50%
Tipo de transmisión	HVAC	
Tensión del colector en los distintos strings	33 kV	
Longitud total de la línea de media tensión	15 km	

En la figura 4.15 se puede observar un esquema del parque eólico off-shore Anholt.

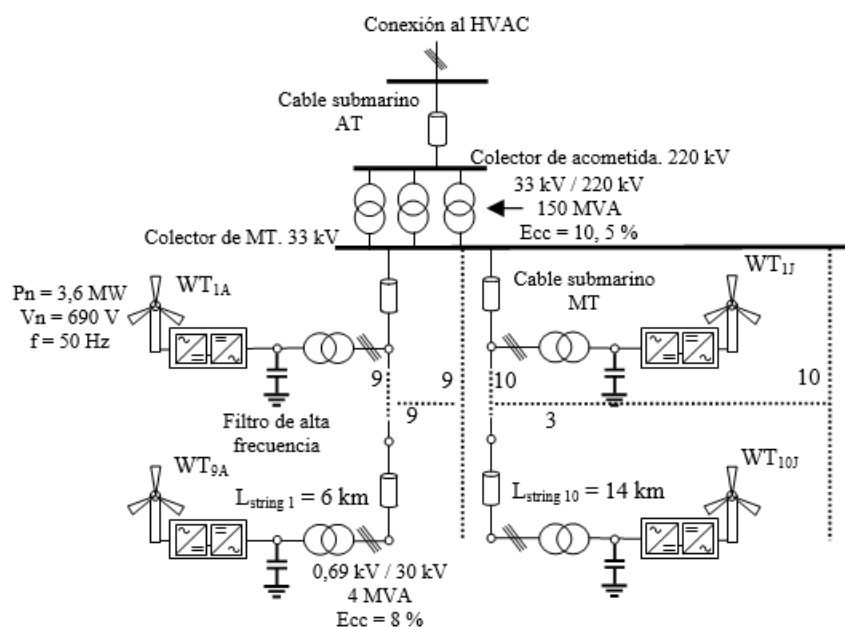


Figura 4.15: Esquema del parque eólico off-shore Anholt.

Como se puede observar en la figura 4.15, se ha seguido una numeración de Strings de la A-L, se tienen un total de **111 aerogeneradores** dispuestos en **12 strings**, **9 strings** con **9 aerogeneradores** y **3 strings** con **10 aerogeneradores**.

Como se ha explicado en el apartado 4.2.4, la **longitud** del string más largo conectado a la subestación de transformación es de **15 km**. De esta manera, en la tabla 16, se pueden observar las estimaciones de longitud de cada string que van colocadas en el esquema de la figura 4.15.

Tabla 16: Longitudes de los strings conectados a la subestación de transformación.

Asociación de aerogeneradores	STRING	Longitud estimada (km)
1A-2A-3A-4A-5A-6A-7A-8A-9A	1	6
1B-2B-3B-4B-5B-6B-7B-8B-9B	2	6
1C-2C-3C-4C-5C-6C-7C-8C-9C	3	4
1D-2D-3D-4D-5D-6D-7D-8D-9D	4	6
1E-2E-3E-4E-5E-6E-7E-8E-9E	5	6
1F-2F-3F-4F-5F-6F-7F-8F-9F	6	7
1G-2G-3G-4G-5G-6G-7G-8G-9G	7	6
1H-2H-3H-4H-5H-6H-7H-8H-9H	8	9
1I-2I-3I-4I-5I-6I-7I-8I-9I	9	8
1J-2J-3J-4J-5J-6J-7J-8J-9J-10J	10	14
1K-2K-3K-4K-5K-6K-7K-8K-9K-10K	11	13,5
1L-2L-3L-4L-5L-6L-7L-8L-9L-10L	12	15

4.3. Caracterización del parque off-shore Gemini

4.3.1. Información general

El parque eólico off-shore Gemini está situado en los Países Bajos, más concretamente a 85 km de la costa, el parque está compuesto por dos zonas, en cada zona hay un conjunto de strings y una subestación de transformación, la primera zona consta de un total de **75 aerogeneradores** dispuestos en forma radial y en el centro hay un centro de transformación, esta primera zona está al norte de Ameland.

La segunda zona también está compuesta por **75 aerogeneradores** dispuestos en forma radial y en el centro se encuentra un segundo centro de transformación, esta segunda zona está situada a 55 km del norte de Schiermonnikoog. Todos los aerogeneradores son de la marca **Siemens** y el modelo es el **SWT-4.0-130**, cada aerogenerador tiene una **potencia nominal de 4 MW** [23].

El parque tiene una **potencia nominal de 600 MW**, se estima que puede alimentar a un total de 785000 hogares.



Figura 4.16: Parque eólico off-shore Gemini. **Fuente:** Windpowerengineering.

El año en que empezó la construcción de este parque fue en 2015, en febrero de 2016 la primera turbina fue conectada a la red, en mayo de 2017 el parque, con sus 150 aerogeneradores, empezó a funcionar con normalidad.

Se estima que la construcción de este parque eólico costó en torno de 2,8 billones de euros.

4.3.2. Características de los aerogeneradores

Como se ha comentado en el anterior punto, este parque consta de un total de **150 aerogeneradores** de la marca y modelo **Siemens SWT-4.0-130**, cada aerogenerador tiene una **potencia nominal de 4 MW** y una **tensión nominal de 690 V**.

En la tabla 17 Se pueden observar las características principales del aerogenerador Siemens SWT-4.0.

Tabla 17: Características del aerogenerador SWT-4.0-130. **Fuente:** [24],[25].

	Datos Principales
Potencia nominal	4 MW
Diámetro del rotor	130 m
Clase de vientos	IEC Ib
	Datos del rotor
Número de palas	3
Tipo de control	Pitch
Área de barrido	13274 m ²
Velocidad nominal	13 rpm
	Caja de engranajes
Caja de engranajes	Sí
Ratio de conversión	119
	Generador
Tipo de generador	Generador asíncrono de caja de ardilla
Velocidad máxima	1547 rpm
Voltaje de salida	690 V
Frecuencia	50 Hz

La curva de potencia asociada a este generador es la que se puede observar en la figura 4.17.

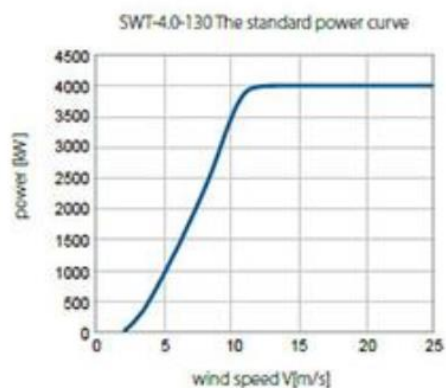


Figura 4.17: Curva de potencia para el aerogenerador Siemens SWT-4.0-130. Fuente: [26].

4.3.2.1. Electrónica de potencia asociada al aerogenerador Siemens SWT-4.0-130

El generador de esta turbina eólica es un generador asíncrono de jaula de ardilla con un convertidor de 4 cuadrantes de potencia completa. Los semiconductores usados para este convertidor son IGBT.

El conjunto de electrónica de potencia que se usa en este aerogenerador, está situado en la góndola del aerogenerador [26].

En la figura 4.18 se puede observar cómo sería la conexión de este aerogenerador a la red de media tensión.

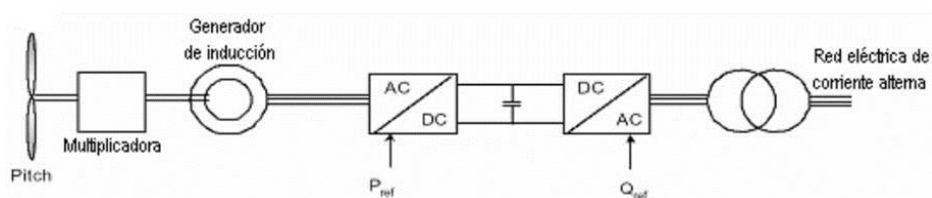


Figura 4.18: Conexión del aerogenerador Siemens SWT-4.0-130 a la red de media tensión.

4.3.3. Características de los transformadores de BT/MT

Como se ha expuesto anteriormente, la tensión de salida del generador es de 690 V, el transporte de energía eléctrica en el interior del parque siempre debe llevarse a cabo a MT, es por eso, que en los aerogeneradores instalados también vienen equipados con transformadores de BT/MT para proceder al transporte de la energía eléctrica en el interior del parque.

No se ha podido encontrar información del transformador de MT usado en este aerogenerador en concreto, es por eso que se dan las características de un transformador que cumpla los requisitos que necesita este parque y que viene del mismo fabricante que suministro los transformadores para los aerogeneradores que se han explicado para el parque de Thorntonbank, REpower 5M [8].

Este transformador tiene una tensión del secundario ajustable de 20 kV a 36 kV.

Las características principales que se necesitan saber para estudiar los fenómenos asociados a los parques eólicos off-shore de más de 100 MW son las que se pueden observar en la tabla 18.

Tabla 18: Características principales de los transformadores de BT/MT [8].

Tensión (kV)	0,69/30
Potencia (MVA)	5
ϵ_{cc} (%)	8

4.3.4. Características del transporte de energía eléctrica en el interior del parque

Como se ha comentado en los anteriores puntos, aguas arriba de los transformadores de BT/MT de cada aerogenerador, la energía eléctrica se transporta por el interior del parque interconectando los aerogeneradores en un número concreto de strings hasta la subestación de transformación.

En el parque eólico de Gemini, hay dos agrupaciones de aerogeneradores dispuestos de forma radial en torno a una subestación de transformación. La característica que diferencia a este parque de los anteriores descritos, es que tiene dos subestaciones de transformación en un mismo parque, esto es algo reseñable, debido a que los trabajos en alta mar requieren de mucha tecnología y precisión.

El valor de la **tensión en el interior del parque** hasta que llega a la subestación es de **33 kV**.

En la figura 4.19 se observa la disposición de los strings del parque y las subestaciones de transformación.

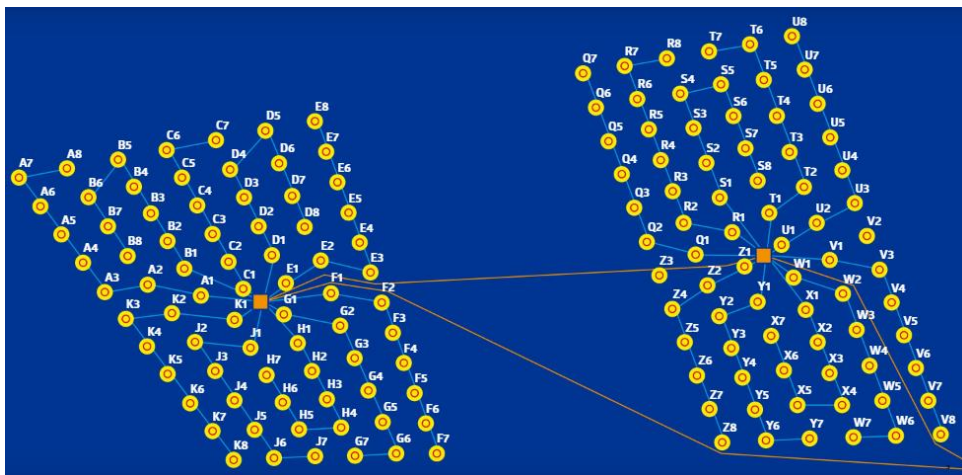


Figura 4.19: Conexión del parque Gemini. Fuente: [28].

Como se puede observar en la figura 4.19, los círculos amarillos son la disposición de los aerogeneradores, los cuadrados naranjas son las dos subestaciones de transformación del parque, las líneas azules son la conexión de los distintos strings hasta la subestación de transformación y las líneas naranjas son la acometida de alta tensión que va hacia la subestación de transformación en la costa.

Como se observa, hay dos agrupaciones de **75 aerogeneradores** cada una. En la agrupación de la izquierda de la imagen, hay un total de **10 strings**, 5 strings de **8 aerogeneradores** y 5 strings de **7 aerogeneradores**. En la agrupación de la derecha están distribuidos de la misma forma en que lo están en la agrupación de la izquierda, con un total de **10 strings**, 5 strings de **8 aerogeneradores** y 5 strings de **7 aerogeneradores**.

Se puede observar claramente la forma radial que tienen estas dos agrupaciones en torno a la subestación de transformación, de esta forma, reducen de forma significativa la longitud de los conductores que interconectan los aerogeneradores con la subestación de transformación.

La longitud de cable de MT del string más largo conectado a la subestación de transformación es de 5 km. Finalmente, los datos característicos que debemos saber en este apartado son los que se observan en la tabla 19 [28].

Tabla 19: Características principales del transporte de energía eléctrica en MT.

Tensión de transmisión (kV)	33
Longitud string más largo (km)	5

4.3.5. Características de la subestación de transformación

Como se ha comentado en los anteriores puntos, el parque Gemini dispone de dos subestaciones de transformación, Zee-energie y Buitengaats.

Las dos subestaciones tienen las mismas características, tienen un total de **10 entradas** cada una y una única salida, hay **dos transformadores de MT/AT** encargados de **eleva la tensión de 33 kV a 220 kV** en cada una de las subestaciones y ambas tienen una **potencia nominal de 300 MW** [28].

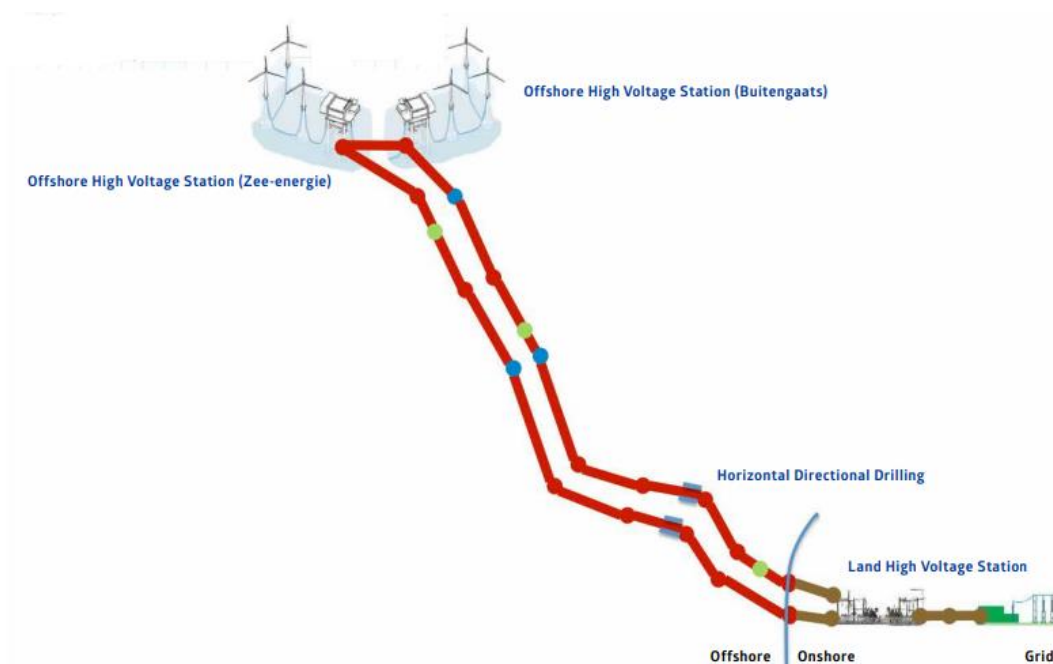


Figura 4.20: Esquema simplificado de la conexión de las subestaciones de transformación off-shore con la subestación en tierra firme. **Fuente:** [28].

En la figura 4.20 podemos ver un esquema simplificado de lo que sería la conexión de las dos subestaciones off-shore con la subestación de tierra, la longitud del cable de alta tensión de la subestación de Zee-energie es de 108 km mientras que la longitud del cable de alta tensión de la subestación Buitengaats es de 99 km.

En la figura 4.21 podemos observar un esquema eléctrico un poco más detallado de cómo sería la conexión de las subestaciones off-shore a la subestación en tierra firme.

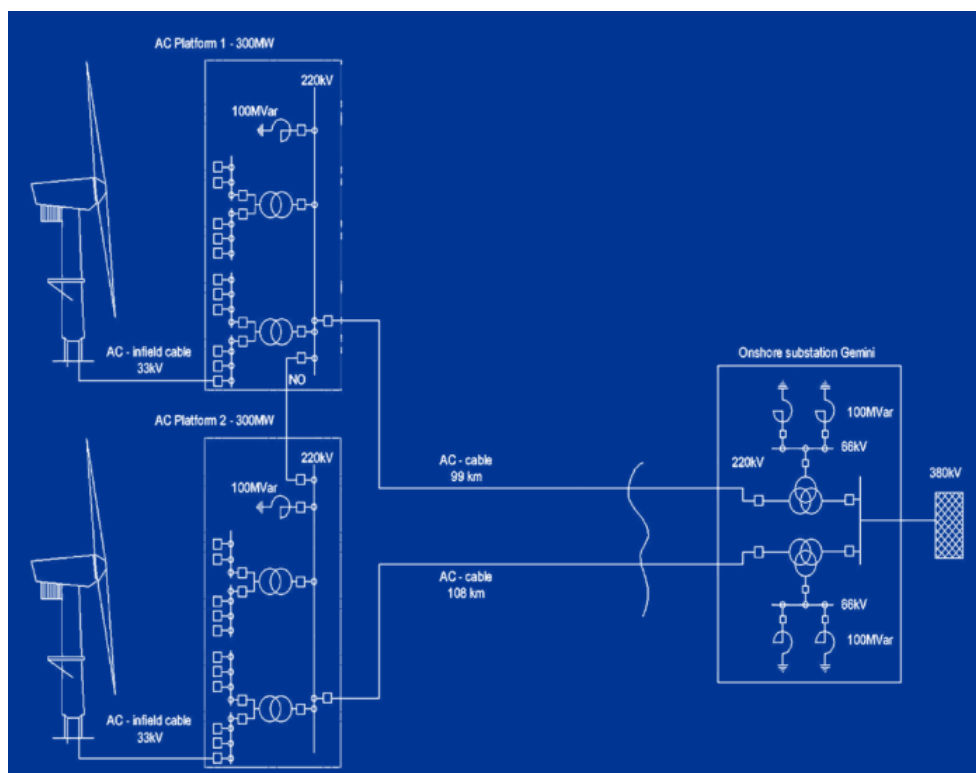


Figura 4.21: Esquema eléctrico de la conexión de los distintos elementos del parque Gemini. **Fuente:** [28].

Finalmente, las características que necesitamos conocer de este subapartado son la longitud de las líneas y la tensión de transmisión de la energía eléctrica.

Tabla 20: Características principales del transporte de energía eléctrica en AT.

Tensión de transmisión (kV)	220	220
Longitud total (km)	99	108

4.3.6. Características de los transformadores de MT/AT

Como se ha descrito en el anterior apartado, en cada subestación hay 2 transformadores de 175 MVA con una relación de transformación de 33 kV/220 kV.

Esta es la única información que se ha conseguido de las características concretas que tienen los dos transformadores instalados, es por eso, que para conocer la tensión de cortocircuito se ha investigado distintos transformadores con valores similares a los anteriormente descritos [28].

En la tabla 21 se pueden observar los valores que se necesitaran para este apartado.

Tabla 21: Características principales de los transformadores de MT/AT.

Tensión (kV)	33/220
Potencia (MVA)	175
ϵ_{cc} (%)	10.5

4.3.7. Tipo de transmisión energética

Como bien se comenta en la fuente consultada [28], se realizó un estudio exhaustivo de qué tipo de transmisión energética era más conveniente para este parque eólico off-shore.

La transmisión energética HVDC reduciría el coste del cable y las pérdidas de este, pero aumentaría el coste en las subestaciones de transformación, ya que se necesitarían convertidores para poder realizar esta transmisión energética, además, debido a los convertidores, las pérdidas en los cables se igualaban a las pérdidas de los convertidores. Aunque 100 km estaría en un punto muy cercano por el cual iría mejor la transmisión energética HVDC como se ha podido observar en el apartado 3.1.12, **se optó por el transporte HVAC** ya que, según la fuente estudiada, las empresas que ofrecían la solución de HVDC no eran capaces de ofrecer un precio fijo de operación y mantenimiento, esta fue la razón por la que se **optó por el uso de HVAC**.

4.3.8. Resumen de la información del parque eólico off-shore Gemini

En este apartado se procederá a condensar la información expuesta en los anteriores puntos para este parque en concreto y se procederá a la síntesis de esta mediante un esquema que represente el parque.

Tabla 22: Información del parque eólico off-shore Gemini.

Potencia nominal del parque	600 MW	
Número de turbinas	150	
Tensión del generador	690 V	
Potencia de las turbinas	4 MW	
Características principales de los transformadores de BT/MT	Tensión	0,69 kV / 30 kV
	Potencia	5 MVA
	ϵ_{cc}	8%
Tensión de la acometida	220 kV	
Longitud total de la acometida	108 km	
	99 km	
Características principales de los transformadores de MT/AT	Tensión	33 kV/220 kV
	Potencia	175 MVA
	ϵ_{cc}	10,50%
Tipo de transmisión	HVAC	
Tensión del colector en los distintos strings	33 kV	
Longitud total de la línea de media tensión	5 km	

En la figura 4.22 se observa un esquema del parque eólico off-shore Gemini.

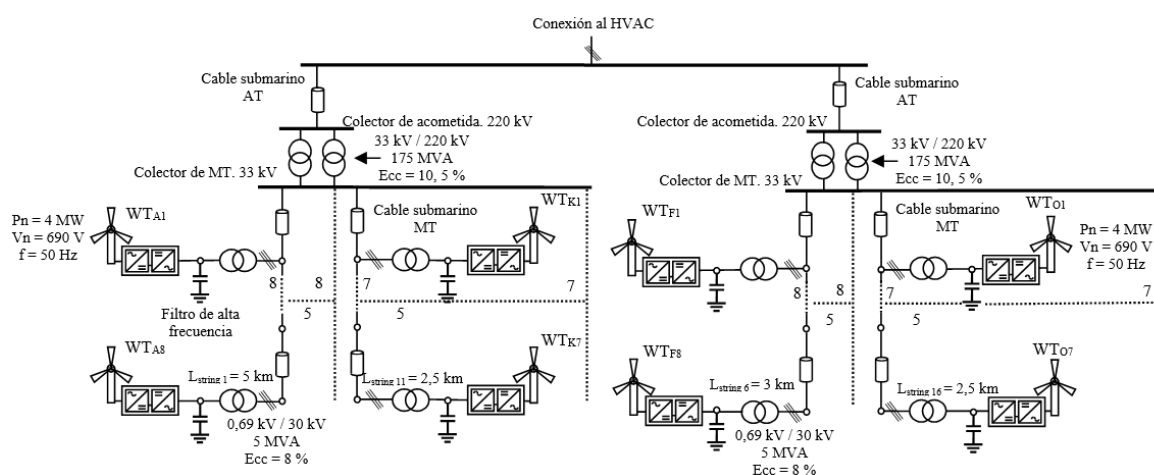


Figura 4.22: Esquema del parque eólico off-shore Gemini.

En la figura 4.22 se puede observar la disposición de los **150 aerogeneradores** distribuidos en **dos grupos de 75 con 10 strings de 8 a 7 aerogeneradores** interconectados entre si hasta llegar a los dos colectores de MT (la subestación de transformación) donde se **eleva la tensión a 220 kV** mediante dos transformadores de AT en cada colector.

Como se ha explicado en el apartado 4.3.4, la **longitud** del string más largo conectado a la subestación de transformación es de **5 km**. De esta manera, en la tabla 23, se pueden observar las estimaciones de longitud de cada string que van colocadas en el esquema de la figura 4.22.

Tabla 23: Longitudes de los strings conectados a la subestación de transformación.

Asociación de aerogeneradores	STRING	Longitud estimada (km)
1A-2A-3A-4A-5A-6A-7A-8A	1	5
1B-2B-3B-4B-5B-6B-7B-8B	2	3
1C-2C-3C-4C-5C-6C-7C-8C	3	3
1D-2D-3D-4D-5D-6D-7D-8D	4	3
1E-2E-3E-4E-5E-6E-7E-8E	5	3
1F-2F-3F-4F-5F-6F-7F-8F	6	3
1G-2G-3G-4G-5G-6G-7G-8G	7	3
1H-2H-3H-4H-5H-6H-7H-8H	8	3
1I-2I-3I-4I-5I-6I-7I-8I	9	3
1J-2J-3J-4J-5J-6J-7J-8J	10	3
1K-2K-3K-4K-5K-6K-7K	11	2,5
1L-2L-3L-4L-5L-6L-7L	12	2,5
1M-2M-3M-4M-5M-6M-7M	13	2,5
1N-2N-3N-4N-5N-6N-7N	14	2,5
1Ñ-2Ñ-3Ñ-4Ñ-5Ñ-6Ñ-7Ñ	15	2,5
1O-2O-3O-4O-5O-6O-7O	16	2,5
1P-2P-3P-4P-5P-6P-7P	17	2,5
1Q-2Q-3Q-4Q-5Q-6Q-7Q	18	2,5
1R-2R-3R-4R-5R-6R-7R	19	2,5
1S-2S-3S-4S-5S-6S-7S	20	2,5

4.4. Caracterización del parque off-shore Global Tech I

4.4.1. Información general

Global Tech I es un parque eólico off-shore situado en Alemania, más concretamente, a unos aproximadamente 140 kilómetros al noroeste de Emdem.

Este parque eólico empezó a construirse en 2012, pero no fue hasta el 2015 que el parque no empezó a trabajar en condiciones nominales. El parque tiene una superficie aproximada de 41 kilómetros cuadrados y cuenta con un total de **80 aerogeneradores** de la marca **Areva** y modelo **M5000-116**, cada aerogenerador tiene una **potencia nominal de 5 MW**, la **potencia nominal del parque es de 400 MW** lo que supone poder abastecer un total de 445000 hogares.



Figura 4.23: Parque eólico off-shore Global Tech I. **Fuente:** [29].

Este parque eólico cuenta con una subestación de transformación marina llamada **BorWin Beta**, la cual está dotada de dos transformadores de MT/AT y convertidores para transmitir la electricidad en HVDC hasta la subestación de transformación **Diele** que está en tierra firme.

El coste total estimado para este proyecto se estima alrededor de **1,6 billones de euros** [30].

4.4.2. Características de los aerogeneradores

En el anterior punto se ha comentado que en este parque hay un total de **80 aerogeneradores** de la marca y modelo **Areva M5000-116**, cada aerogenerador tiene una **potencia nominal de 5 MW** y una **tensión nominal de 3300 V**.

En la tabla 23 bis se pueden observar las características principales del aerogenerador Areva 5000-116.

Tabla 23 bis: Características del aerogenerador Areva M5000-116. **Fuente:** [31].

	Datos Principales
Potencia nominal	5 MW
Diámetro del rotor	116 m
Clase de vientos	IEC Ib
	Datos del rotor
Número de palas	3
Tipo de control	Pitch
Área de barrido	10568 m ²
Velocidad nominal	14,8 rpm
	Caja de engranajes
Caja de engranajes	Sí
Ratio de conversión	10
	Generador
Tipo de generador	Generador síncrono de imanes permanentes
Velocidad máxima	148,5 rpm
Voltaje de salida	3300 V
Frecuencia	50 Hz

La curva de potencia asociada a este generador es la que se puede observar en la figura 4.24.

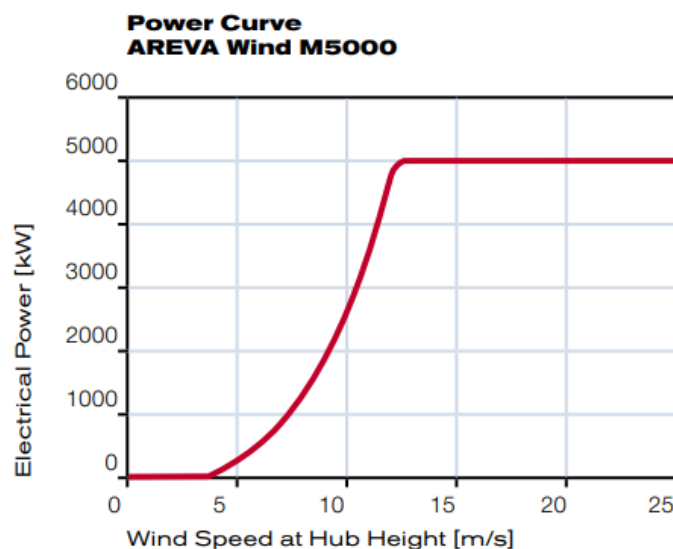


Figura 4.24: Curva de potencia para el aerogenerador Areva M5000-116. Fuente: [32].

4.4.2.1. Electrónica de potencia asociada al aerogenerador Areva M5000-116

Como se ha comentado en el anterior apartado el generador es un generador síncrono de imanes permanentes. Al buscar información sobre la electrónica de potencia de este aerogenerador, se ha encontrado que se usa un convertidor de 4 cuadrantes para el total de la potencia del. La tecnología de los semiconductores controlados que se usa, son transistores IGBT.

En la figura 4.25 se puede observar cómo sería la conexión de este generador.

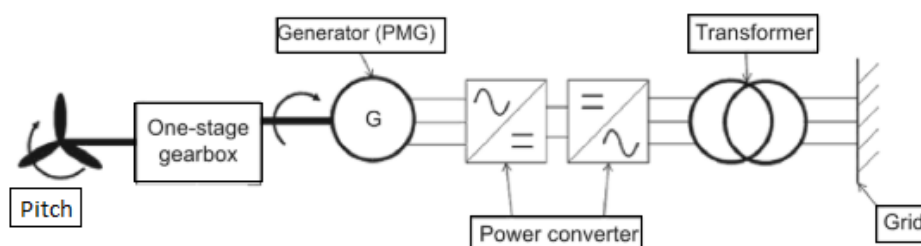


Figura 4.25: Esquema de conexión del generador síncrono con convertidor y multiplicador [33].

4.4.3. Características de los transformadores de BT/MT

Como se ha expuesto anteriormente, la tensión de salida del generador es de 3300 V, el transporte de energía eléctrica en el interior del parque siempre debe llevarse a cabo a MT, es por eso, que en los

aerogeneradores instalados también vienen equipados con transformadores de BT/MT para proceder al transporte de la energía eléctrica en el interior del parque.

No se ha podido encontrar información del transformador de MT usado en este aerogenerador en concreto, es por eso que se dan las características de un transformador que cumpla los requisitos que necesita este parque.

Este transformador tiene una tensión del primario de 3,3 kV y una tensión del secundario de 33 kV con una potencia de transformación de 6 MVA.

Las características principales que se necesitan saber para estudiar los fenómenos asociados a los parques eólicos off-shore de más de 100 MW son las que se pueden observar en la tabla 24.

Tabla 24: Características principales de los transformadores de BT/MT [34].

Tensión (kV)	3,3/33
Potencia (MVA)	6
ϵ_{cc} (%)	8

4.4.4. Características del transporte de energía eléctrica en el interior del parque

Como se ha comentado en apartados anteriores, Los generadores generan a MT, a 3,3 kV, pero el transporte de energía eléctrica en el interior del parque hasta la subestación de transformación se realiza a **33 kV**.

Una vez se eleva la tensión a 33 kV, esta energía se transporta hasta la subestación de transformación **BorWin Beta** donde mediante la ayuda de **2 transformadores** se elevará la tensión hasta **155 kV** para que la energía sea transportada a tierra firme.

Los aerogeneradores están dispuestos en un total de **7 strings**, hay un total de **4 strings** de **11 aerogeneradores** interconectados y **3 strings** con **12 aerogeneradores** interconectados [35].

Estas 7 entradas van directas a la subestación de transformación **BorWin Beta**.

En total se instalaron 95 cables de MT con una longitud total de 120 km para interconectar los aerogeneradores [36].

Finalmente, la longitud de cable de MT del string más largo conectado a la subestación de transformación es de 10 km.

Finalmente, los datos característicos que debemos saber en este apartado son los que se observan en la tabla 25.

Tabla 25: Características principales del transporte de energía eléctrica en MT.

Tensión de transmisión (kV)	33
Longitud string más largo (km)	10

4.4.5. Características de la subestación de transformación

Esta subestación de transformación tiene unas características diferentes a las anteriores subestaciones de transformación debido a que, en esta, se va a llevar a cabo la elevación a AT y la conversión a HVDC de 2 parques eólicos off-shore, **Global Tech I** y **Veja Mate**.

Esta subestación de transformación pesa un total de 12000 toneladas y mide 72,5 m x 51 m x 25 m.



Figura 4.26: Subestación de transformación BorWin beta. **Fuente:** [38].

La distancia que hay de esta subestación de transformación hasta tierra firme es de unos 110 km aproximadamente, esto hace que **BorWin beta** sea una de las subestaciones de transformación más alejadas de tierra firme. La conexión a la red está situada a **200 kilómetros** de distancia respecto de la subestación. Debido a esta distancia, se usa la transmisión energética HVDC que se explicara más detalladamente en el apartado 4.4.7, es por esto que la subestación también está equipada con convertidores VSC.

En la figura 4.27 podemos observar cómo se interconectarían los dos parques eólicos con la subestación y la distancia que recorren los cables de HVDC hasta llegar a la subestación de transformación en **Diele** [37].



Figura 4.27: Conexión de los parques eólicos Global Tech I y Veja Mate a la subestación BorWin Beta [37].

Finalmente decir, que esta subestación de transformación está equipada con dos transformadores de potencia de tres fases con una **potencia de 590 MVA** cada uno.

Se tiene que aclarar que, en la subestación, la tensión en la entrada es de **33 kV**, la tensión a la salida de los transformadores es de **155 kV** en alterna y la tensión a la salida de los convertidores es de **300 kV** en DC, una vez que llega a la subestación en tierra firme, esta tensión en DC se invierte a AC y se inyecta a la red a **380 kV**.

Finalmente, las características que necesitamos conocer de este subapartado son la longitud de las líneas y la tensión de transmisión de la energía eléctrica.

Tabla 26: Características principales del transporte de energía eléctrica en AT.

Tensión de la acometida (kV)	155
-------------------------------------	-----

Tensión de transmisión (kV)	300
Longitud total (km)	200

4.4.6. Características de los transformadores de MT/AT

Como se ha comentado en el anterior apartado, esta subestación de transformación está equipada con dos transformadores con una **potencia de 590 MVA** cada uno de ellos.

Estos transformadores se encargan de **eleva la tensión de 33 kV a 155 kV**.

Finalmente, los valores que se necesitan saber para proceder a la caracterización de los fenómenos asociados a los parques eólicos off-shore de más de 100 MW son los que se pueden observar en la tabla 27.

Tabla 27: Características principales de los transformadores de MT/AT.

Tensión (kV)	33/155
Potencia (MVA)	590
ϵ_{cc} (%)	12

4.4.7. Tipo de transmisión energética

Como se ha comentado en los dos apartados anteriores, la tecnología que se usa en este parque eólico para transmitir la energía eléctrica es HVDC.

Para llevar a cabo esta transmisión, la subestación de transformación **BorWin beta** está equipada con dos estaciones de conversión.

La tecnología de conversión que se usa es la VSC y ha sido realizada por las empresas Siemens y Prysmian.

Se usa VSC para convertir la corriente de AC a DC usando transistores IGBT con una tensión nominal de 4,5 kV como interruptores.

En total hay dos estaciones de conversión, una al inicio de la línea, en la subestación de transformación **BorWin beta** y otra al final de la línea situado en la subestación que está en **Diele**.

Ambas estaciones de conversión tienen una capacidad de transmisión de **800 MW**.

Aguas abajo de la estación de conversión que está situada en el inicio de la línea, hay **2 transformadores trifásicos** con una **potencia cada uno de 590 MVA**, al final de la línea, aguas arriba de la segunda estación de conversión hay **2 transformadores** con una **potencia cada uno de 585 MVA**.

Una vez terminada la conversión de AC a DC en la subestación de **BorWin beta**, la energía eléctrica se transporta mediante **dos cables submarinos** cuya longitud es de **125 km** una vez en tierra, la energía eléctrica se transporta por **dos cables subterráneos** cuya longitud es de **75 km** hasta la subestación de transformación situada en **Diele**.

4.4.8. Resumen de la información del parque eólico off-shore Global Tech I

En este apartado se procederá a condensar la información expuesta en los anteriores puntos para este parque en concreto y se procederá a la síntesis de esta mediante un esquema que represente el parque.

Tabla 28: Información del parque eólico off-shore Global Tech I.

Potencia nominal del parque	400 MW	
Número de turbinas	80	
Tensión del generador	3,3 kV	
Potencia de las turbinas	5 MW	
Características principales de los transformadores de BT/MT	Tensión	3,3 kV / 33 kV
	Potencia	6 MVA
	ϵ_{cc}	8%
Tensión del colector de acometida	155 kV	
Longitud total de la acometida	200 km	
Características principales de los transformadores de MT/AT	Tensión	33 kV/155 kV
	Potencia	590 MVA
	ϵ_{cc}	12,00%
Tipo de transmisión	HVDC	
Tensión de transmisión (DC)	300 kV	
Tensión del colector en los distintos strings	33 kV	
Longitud total de la línea de media tensión	5 km	

En la figura 4.28 se puede observar un esquema del parque eólico off-shore Global Tech I.

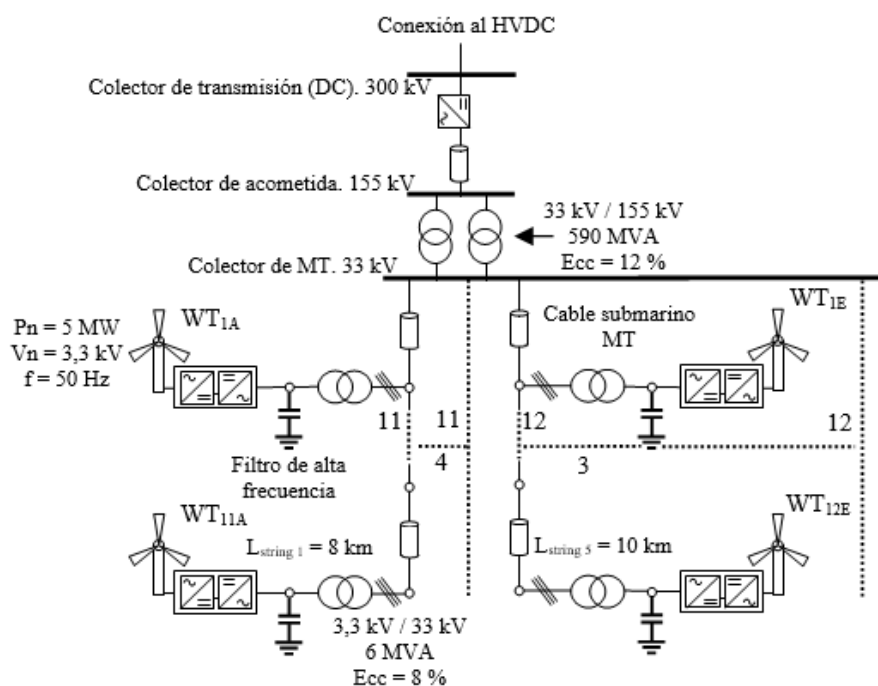


Figura 4.28: Esquema del parque eólico off-shore Global Tech I.

En la figura 4.28 se puede observar la disposición de los **80 aerogeneradores** distribuidos en **7 strings**, **4 strings** de **11 aerogeneradores** interconectados entre si y **3 strings** de **12 aerogeneradores** interconectados entre si. Una vez se llega al colector de MT se eleva la tensión hasta los **155 kV** y mediante rectificadores VSC se pasa a DC a una **tensión de transmisión de 300 kV**.

Como se ha explicado en el apartado 4.4.4, la **longitud** del string más largo conectado a la subestación de transformación es de **10 km**. De esta manera, en la tabla 29, se pueden observar las estimaciones de longitud de cada string que van colocadas en el esquema de la figura 4.28.

Tabla 29: Longitudes de los strings conectados a la subestación de transformación.

Asociación de aerogeneradores	STRING	Longitud estimada (km)
1A-2A-3A-4A-5A-6A-7A-8A-9A-10A-11A	1	8
1B-2B-3B-4B-5B-6B-7B-8B-9B-10B-11B	2	8
1C-2C-3C-4C-5C-6C-7C-8C-9C-10C-11C	3	8
1D-2D-3D-4D-5D-6D-7D-8D-9D-10D-11D	4	8
1E-2E-3E-4E-5E-6E-7E-8E-9E-10E-11E-12E	5	10
1F-2F-3F-4F-5F-6F-7F-8F-9F-10F-11F-12F	6	9,5
1G-2G-3G-4G-5G-6G-7G-8G-9G-10G-11G-12G	7	9,5

4.5. Caracterización del parque off-shore London Array

4.5.1. Información general

Este parque, es uno de los parques eólicos off-shore con más capacidad de generación de energía eléctrica del mundo. Está situado en el Reino Unido, más concretamente a 20 km de la costa de Kent y de Essex, el parque eólico ocupa una superficie aproximada de 100 km² y sus aguas tienen una profundidad de aproximadamente 25 m.

Este proyecto empezó a desarrollarse en 2001 pero no fue hasta el 2013 que se completó la construcción de la primera fase.

Este parque eólico cuenta con un total de **175 aerogeneradores**, capaces de generar suficiente energía eléctrica para alimentar 490000 hogares. Los aerogeneradores son de la empresa **Siemens** y el modelo es **SWT-3,6-120**, cada aerogenerador tiene una **potencia nominal de 3,6 MW** y el parque tiene una **potencia nominal de 630 MW**.



Figura 4.29: Vista aérea del parque eólico off-shore London Array. **Fuente:** [39].

Este parque cuenta con dos estaciones off-shore, en las cuales hay transformadores que se encargan de elevar la tensión para transportar la energía eléctrica hasta la subestación de transformación en **Cleve Hill** donde se elevará la tensión nuevamente a 400 kV para inyectarla a la red de transporte.

Se estima que el coste total del parque fue de **£ 1,800 millones** [40].

4.5.2. Características de los aerogeneradores

Como se ha introducido en el anterior punto, este parque tiene un total de **175 aerogeneradores** todos de la marca Siemens con una **potencia nominal de 3,6 MW** y una tensión de generación de 690 V, por lo cual el parque tiene una **potencia nominal de 630 MW**.

Debido que todos los aerogeneradores son del mismo modelo, será mucho más fácil la caracterización de este apartado, ya que los 175 aerogeneradores compartirán las mismas características.

El modelo de aerogenerador es el **SWT-3.6-120** y las características necesarias para el estudio de los fenómenos relacionados con los parques eólicos off-shore de más de 100 MW son las que se observan en la tabla 29 bis.

Tabla 29 bis: Características del aerogenerador SWT-3.6-120. Fuente: [16] [17].

	Datos Principales
Potencia nominal	3,6 MW
Diámetro del rotor	120 m
Clase de vientos	IEC Ia
	Datos del rotor
Número de palas	3
Tipo de control	Pitch
Área de barrido	11300 m ²
Velocidad nominal	5-13 rpm
	Caja de engranajes
Caja de engranajes	Sí
Ratio de conversión	119
	Generador
Tipo de generador	Asíncrono

Velocidad máxima	1300 rpm
Voltaje de salida	690 V
Frecuencia	50 Hz

La curva de potencia asociada a este generador es la que se puede observar en la figura 4.30.

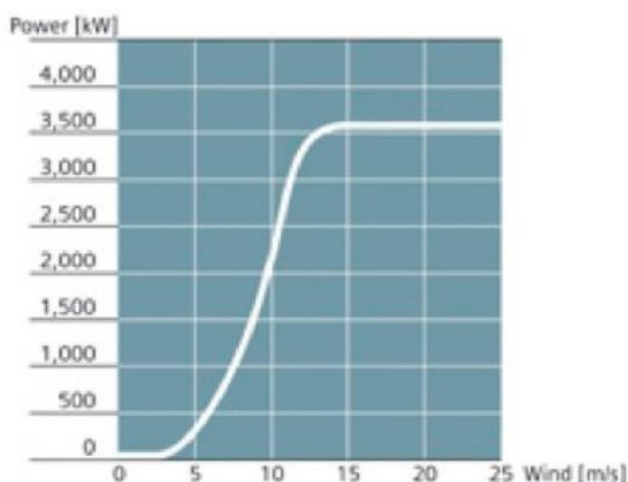


Figura 4.30: Curva de potencia para el aerogenerador Siemens SWT-3.6-120. **Fuente:** [17].

4.5.2.1. Electrónica de potencia asociada al aerogenerador Siemens SWT-3.6-120

Como se puede observar en el catálogo del fabricante [17], el generador es un generador asíncrono de jaula de ardilla, por lo que el convertidor usado en estos casos se trata de un convertidor “back to back” y la conexión se haría como se puede observar en la figura 4.31.

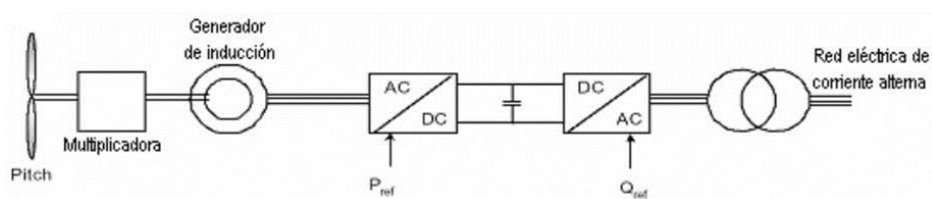


Figura 4.31: Conexión del aerogenerador Siemens SWT-3.6-120 a la red de media tensión. **Fuente:** [17].

4.5.3. Características de los transformadores de BT/MT

Como se ha expuesto anteriormente, la tensión de salida del generador es de 690 V, el transporte de energía eléctrica en el interior del parque siempre debe llevarse a cabo a MT, es por eso, que en los aerogeneradores instalados también vienen equipados con transformadores de BT/MT para proceder al transporte de la energía eléctrica en el interior del parque.

No se ha podido encontrar información del transformador de MT usado en este aerogenerador en concreto, es por eso que se dan las características de un transformador que cumpla los requisitos que necesita este parque y que viene del mismo fabricante que suministro los transformadores para los aerogeneradores que se han explicado anteriormente en el parque eólico off-shore de **Thorntonbank, REpower 5M** [8].

Este transformador tiene una tensión del secundario ajustable de 20 kV a 36 kV.

Las características principales que se necesitan saber para estudiar los fenómenos asociados a los parques eólicos off-shore de más de 100 MW son las que se pueden observar en la tabla 30.

Tabla 30: Características principales de los transformadores de BT/MT.

Tensión (kV)	0,69/30
Potencia (MVA)	4
ϵ_{cc} (%)	8

4.5.4. Características del transporte de energía eléctrica en el interior del parque

Como se ha comentado en el apartado anterior, el generador de la turbina eólica genera a BT, el transformador de BT/MT situado en la góndola del aerogenerador eleva esta tensión hasta **33 kV**, en esta tensión se transportará la energía eléctrica hasta las dos subestaciones de transformación que tiene este parque eólico

Este parque, tiene un total de **175 aerogeneradores** y cuenta con **2 subestaciones de transformación** que, a su vez, están equipadas cada subestación de transformación con **2 transformadores de MT/AT** para **eleva la tensión de 33 kV hasta 150 kV**.

En la figura 4.32 se puede observar la disposición de los aerogeneradores en el parque y las dos subestaciones de transformación.

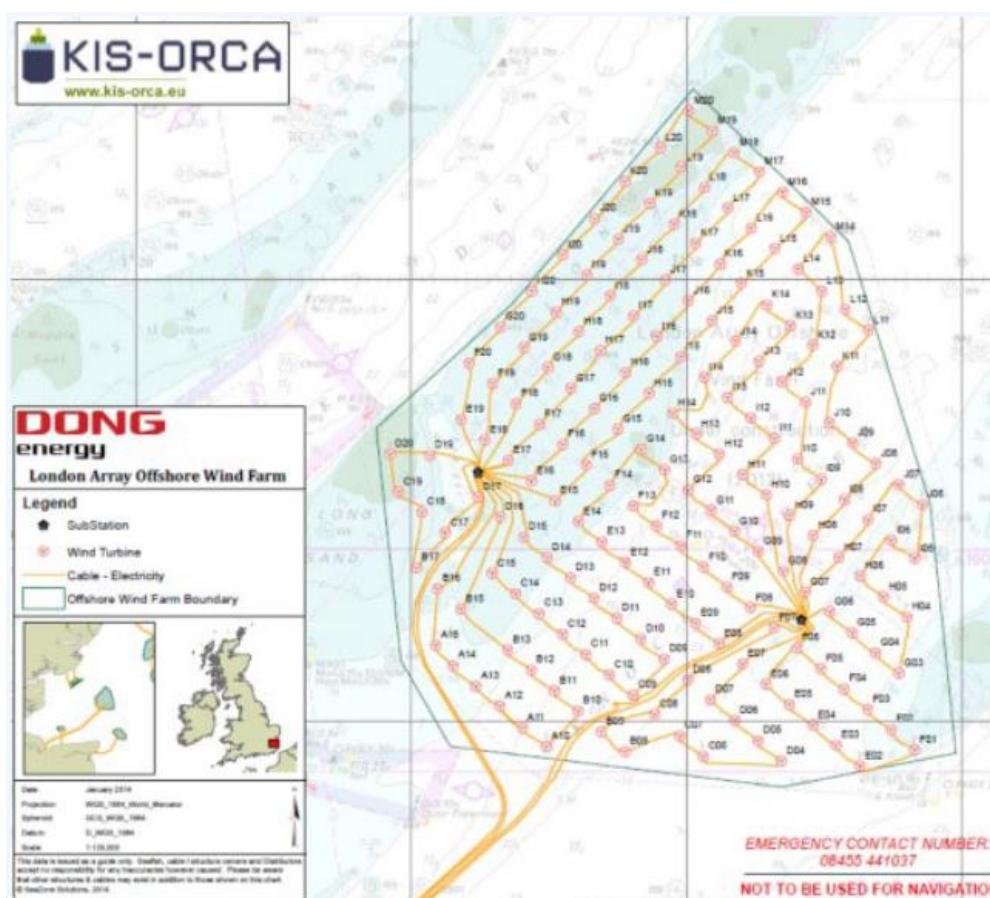


Figura 4.32: Conexión del parque London Array. Fuente: [41].

Como se puede observar en la figura 4.32, los puntos negros representarían las subestaciones de transformación, los redondeles rojos representan los aerogeneradores y las líneas amarillas representan el cable eléctrico que interconecta todos los elementos del parque.

Como se puede observar, hay dos grandes agrupaciones de aerogeneradores para cada subestación de transformación, estas agrupaciones están constituidas por un total de **88 aerogeneradores** y **87 aerogeneradores** cada una.

En el subgrupo que se ve en la figura 4.32 más a la izquierda, cuenta con un total de **12 strings**, **5 strings** de **9 aerogeneradores**, **1 string** de **8 aerogeneradores**, **3 strings** de **7 aerogeneradores**, **1 string** de **6 aerogeneradores**, **1 string** de **4 aerogeneradores** y **1 string** de **3 aerogeneradores**.

En el subgrupo que se ve en la figura 4.32 más a la derecha, también cuenta con un total de **12 strings**, **1 string** de **11 aerogeneradores**, **3 strings** de **9 aerogeneradores**, **1 string** de **8 aerogeneradores**, **3 strings** de **7 aerogeneradores**, **1 string** de **6 aerogeneradores** y **3 strings** de **5 aerogeneradores**.

La longitud de cable de MT del string más largo conectado a la subestación de transformación es de 3,1 km [42].

Finalmente, los datos característicos que debemos saber en este apartado son los que se observan en la tabla 31.

Tabla 31: Características principales del transporte de energía eléctrica en MT.

Tensión de transmisión (kV)	33
Longitud string más largo(km)	3,1

4.5.5. Características de la subestación de transformación

Como se ha comentado en el anterior apartado, este parque eólico cuenta con un total de **2 subestaciones de transformación**, cada una tiene **2 transformadores** encargados de elevar la tensión de 33 kV a 150 kV.

Estas subestaciones de transformación tienen un total de **12 entradas de MT** y cada subestación tiene un total de **2 salidas de AT**. Estas 4 salidas exportan la energía eléctrica en AT hasta la subestación de transformación situada en **Cleve Hill**, en esta subestación de transformación se elevará la tensión a 400 kV para ser inyectada en la Red Eléctrica Nacional [42].



Figura 4.33: Subestación de transformación del parque London Array. **Fuente:** [43].

Ambas subestaciones de transformación comparten las mismas características, estas, están situadas a una distancia de 6,5 km entre si y tienen un área de 20 m x 20 m con una altura cada una de 22 metros, tienen tres niveles de alturas con una estructura de acero, Ambas subestaciones pesan aproximadamente unas 1250 toneladas [43].

Finalmente, los 4 cables encargados de transportar la energía eléctrica en AT hasta la subestación de transformación en tierra firme situada en **Cleve Hill**, tienen una **longitud de 54 km** y son el elemento más pesado del parque, ya que pesan aproximadamente 4500 toneladas [44].

Finalmente, las características que necesitamos conocer de este subapartado son la longitud de las líneas y la tensión de transmisión de la energía eléctrica.

Tabla 32: Características principales del transporte de energía eléctrica en AT.

Tensión de transmisión (kV)	150
Longitud total (km)	54

4.5.6. Características de los transformadores de MT/AT

Como se ha comentado en apartados anteriores, este parque eólico cuenta con un total de **4 transformadores de MT/AT** encargados de elevar la tensión de 33 kV/150 kV para su transporte a la subestación de transformación en tierra firme.

Estos cuatro transformadores tienen una **potencia nominal cada uno de 180 MVA**, lo que hace que la **potencia nominal total sea de 720 MVA** [45].

Finalmente, los valores que se necesitan saber para proceder a la caracterización de los fenómenos asociados a los parques eólicos off-shore de más de 100 MW son los que se pueden observar en la tabla 33.

Tabla 33: Características principales de los transformadores de MT/AT.

Tensión (kV)	33/150
Potencia (MVA)	180
ϵ_{cc} (%)	10,5

4.5.7. Tipo de transmisión energética

Como ya sabemos de apartados anteriores, los modos de transmisión de energía eléctrica pueden ser HVDC o HVAC, en este parque en concreto, se usa el **modo HVAC**, ya que la distancia a transportar es relativamente corta y no sería económicamente viable la transmisión en HVDC, es por esto que el esquema eléctrico que resultaría de este parque es el mismo que se ha visto anteriormente en la figura 3.1.

Finalmente decir, que la energía eléctrica con **tensión 150 kV** se transporta mediante **4 cables marinos de AT**, cuyas **longitudes** son de **54 km** hasta la **subestación de transformación en Cleve Hill**, donde se **elevará la tensión a 400 kV** para inyectarla a la Red Eléctrica Nacional.

4.5.8. Resumen de la información del parque eólico off-shore London Array

En este apartado se procederá a condensar la información expuesta en los anteriores puntos para este parque en concreto y se procederá a la síntesis de esta mediante un esquema que represente el parque.

Tabla 34: Información del parque eólico off-shore London Array.

Potencia nominal del parque	630 MW	
Número de turbinas	175	
Tensión del generador	690 V	
Potencia de las turbinas	3,6 MW	
Características principales de los transformadores de BT/MT	Tensión	0,69 kV / 30 kV
	Potencia	4 MVA
	ϵ_{cc}	8%
Tensión de la acometida	150 kV	
Longitud total de la acometida	54 km	
Características principales de los transformadores de MT/AT	Tensión	33 kV/150 kV
	Potencia	180 MVA
	ϵ_{cc}	10,50%
Tipo de transmisión	HVAC	
Tensión del colector en los distintos strings	33 kV	
Longitud total de la línea de media tensión	3,1 km	

En la figura 4.34 se puede observar un esquema del parque eólico off-shore London Array.

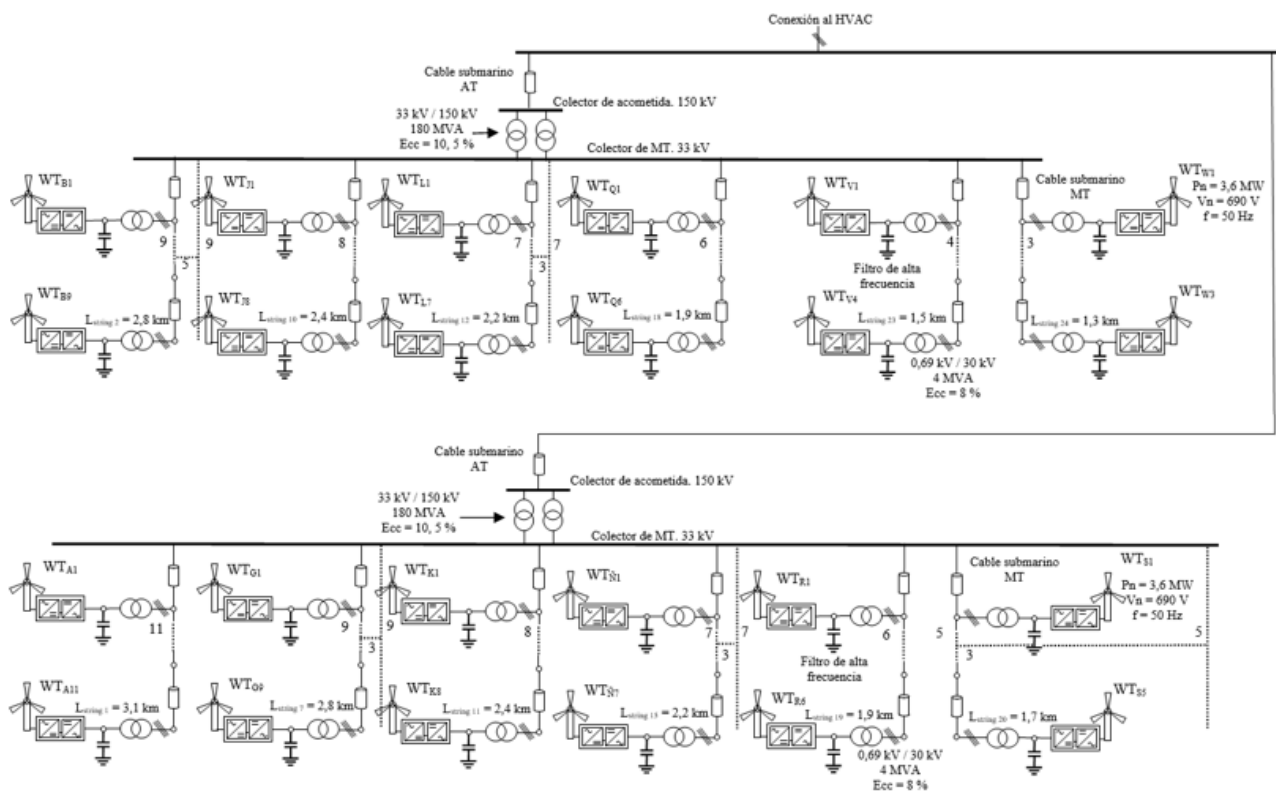


Figura 4.34: Esquema del parque eólico off-shore London Array.

En la figura 4.34 se puede observar la disposición de los **175 aerogeneradores** distribuidos en agrupaciones de **88 y 87 aerogeneradores**, en cada agrupación hay un total de **12 strings** y en la figura se puede observar de cuantos aerogeneradores está compuesto cada string. En esta figura se puede observar las características principales de los elementos que conforman el parque eólico.

Como se ha explicado en el apartado 4.5.4, la **longitud** del string más largo conectado a la subestación de transformación es de **3,1 km**. De esta manera, en la tabla 35, se pueden observar las estimaciones de longitud de cada string que van colocadas en el esquema de la figura 4.34.

Tabla 35: Longitudes de los strings conectados a la subestación de transformación.

Asociación de aerogeneradores	STRING	Longitud estimada (km)
1A-2A-3A-4A-5A-6A-7A-8A-9A-10A-11A	1	3,1
1B-2B-3B-4B-5B-6B-7B-8B-9B	2	2,8
1C-2C-3C-4C-5C-6C-7C-8C-9C	3	2,8
1D-2D-3D-4D-5D-6D-7D-8D-9D	4	2,8
1E-2E-3E-4E-5E-6E-7E-8E-9E	5	2,8
1F-2F-3F-4F-5F-6F-7F-8F-9F	6	2,8
1G-2G-3G-4G-5G-6G-7G-8G-9G	7	2,8
1H-2H-3H-4H-5H-6H-7H-8H-9H	8	2,8
1I-2I-3I-4I-5I-6I-7I-8I-9I	9	2,8
1J-2J-3J-4J-5J-6J-7J-8J	10	2,4
1K-2K-3K-4K-5K-6K-7K-8K	11	2,4
1L-2L-3L-4L-5L-6L-7L	12	2,2
1M-2M-3M-4M-5M-6M-7M	13	2,2
1N-2N-3N-4N-5N-6N-7N	14	2,2
1Ñ-2Ñ-3Ñ-4Ñ-5Ñ-6Ñ-7Ñ	15	2,2
1O-2O-3O-4O-5O-6O-7O	16	2,2
1P-2P-3P-4P-5P-6P-7P	17	2,2
1Q-2Q-3Q-4Q-5Q-6Q	18	1,9
1R-2R-3R-4R-5R-6R	19	1,9
1S-2S-3S-4S-5S	20	1,7
1T-2T-3T-4T-5T	21	1,7
1U-2U-3U-4U-5U	22	1,7
1V-2V-3V-4V	23	1,5
1W-2W-3W	24	1,3

5. Estudio de fenómenos asociados al funcionamiento de los parques eólicos off-shore

En este capítulo se ha seleccionado 1 parque de los 5 caracterizados anteriormente para proceder al estudio de fenómenos asociados al funcionamiento de los parques eólicos off-shore.

El parque seleccionado es el parque eólico **Thorntonbank** que está situado en **Bélgica** y tiene una **potencia nominal de 325 MW**.

El fenómeno concreto que se va a estudiar es el de **resonancias** en parques eólicos

Para estudiar este fenómeno, se harán una serie de modificaciones en el parque escogido. En este caso, tan solo se va a reducir el número de aerogeneradores para tratar de no complicar demasiado el estudio, ya que este apartado pretende ser una simple demostración de cómo, previamente habiendo caracterizado un parque eólico off-shore, podemos estudiar fenómenos eléctricos asociados a su funcionamiento.

En la figura 5.1 podemos observar que solo se han escogido el string 1, el string 6, el string 9 y el string 10. En cada uno de los tres primeros strings solo se han seleccionado el primer y el último aerogenerador, situándolos equiespaciadamente dentro del string. De esta forma, las longitudes de cada uno de los strings escogidos se mantienen. Al realizar esta reducción en el número de aerogeneradores, los únicos parámetros que variarán del parque son la potencia nominal y la corriente que circulará por cada string.

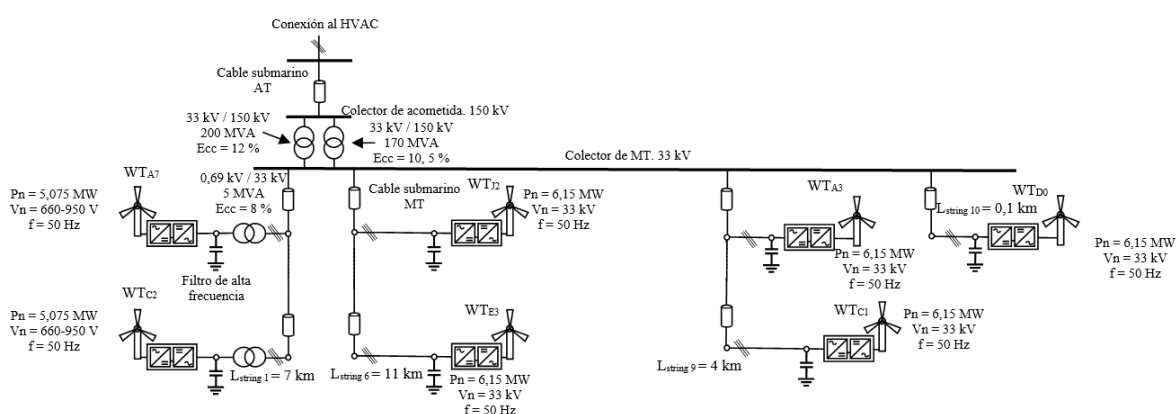


Figura 5.1: Esquema del parque eólico off-shore Thorntonbank modificado.

Una vez modificado, la nueva potencia nominal del parque es de **40,9 MW**.

Una vez tenemos el esquema del parque modificado, para llevar a cabo el estudio de resonancias, hay que transformar cada elemento del esquema en su equivalente eléctrico.

En la figura 5.2 se observa el esquema eléctrico del parque modificado.

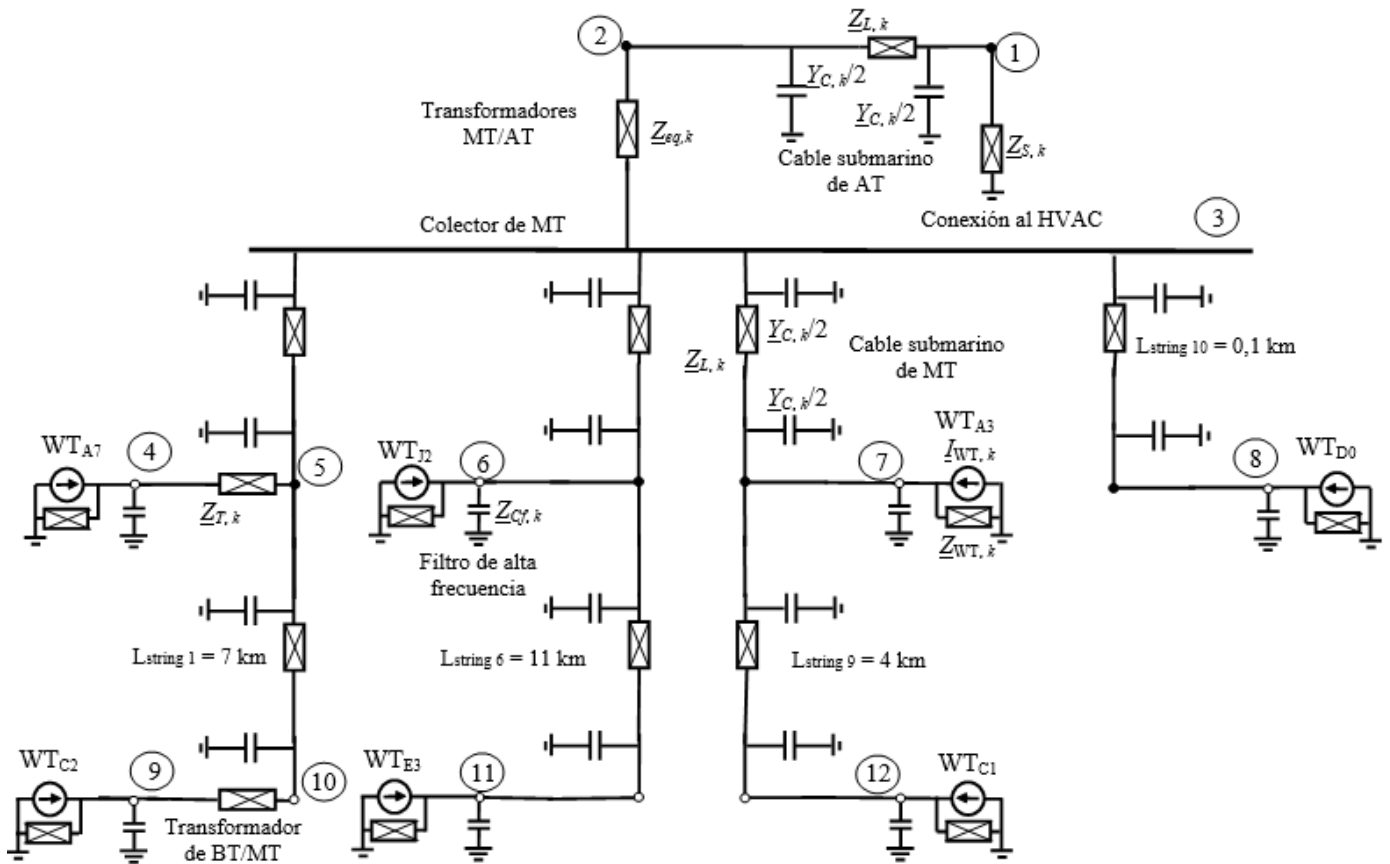


Figura 5.2: Esquema eléctrico del parque eólico off-shore Thorntonbank modificado.

Una vez tenemos el esquema eléctrico del parque modificado, ya se puede empezar con el estudio de resonancias en dicho parque.

5.1. Introducción al fenómeno de resonancia en parques eólicos off-shore

El desarrollo de los dispositivos semiconductores y la electrónica de potencia a mediados del siglo XX significó un gran avance en la utilización de la energía eléctrica pero también supuso la aparición de las cargas no lineales y con ellas un gran aumento de la contaminación armónica de las tensiones y corrientes de la red. En este escenario tuvo un papel importante la localización de las resonancias eléctricas en la red. Estas resonancias suponen valores extremos de las impedancias que pueden provocar un aumento de la distorsión de las tensiones y corrientes armónicas si la frecuencia de resonancia coincide con las emisiones armónicas de las cargas no lineales. En general, la componente resistiva de la red (es decir, su comportamiento pasivo) amortigua las resonancias reduciendo la gravedad del problema armónico. El progresivo avance de la electrónica de potencia ha permitido, durante el presente siglo XXI, la fabricación de convertidores AC/DC de tensiones y potencias nominales cada vez más elevadas facilitando el desarrollo de las instalaciones de energías renovables, de la generación distribuida y de las microrredes [46]. Los avances en los convertidores operando como fuente de tensión (Voltage Source Converters, VSCs) han impulsado en la última década avances importantes en las instalaciones anteriores y el uso de la tecnología de alta tensión en continua (High Voltage Direct Current, HVDC) para el transporte eléctrico de la energía generada en las grandes centrales eólicas marinas [47]. El desarrollo de todas estas instalaciones ha supuesto la aparición de un nuevo fenómeno relacionado con las resonancias eléctricas a frecuencias inferiores a 1 kHz: la inestabilidad de dichas resonancias (electrical resonance instability) debido a su interacción con los convertidores. Este nuevo fenómeno (descrito en redes de alterna con presencia de convertidores [48], o en el primer parque eólico marino conectado con HVDC [49]) es debido a la coincidencia de las resonancias con una reducción del amortiguamiento total de la instalación por el comportamiento no pasivo de los convertidores [50]. En la actualidad, el uso de la tecnología de media tensión en continua con VSCs (VSC-MVdc) se está proponiendo como una nueva forma de interconectar las energías renovables, los sistemas de almacenamiento de energía y los consumidores [51]. Este hecho obliga a extender los estudios sobre la estabilidad en las redes con VSCs a las instalaciones MVdc.

Como hemos podido ver en la figura 5.2, el parque eólico Thorntonbank modificado no deja de ser un circuito eléctrico muy grande y con muchos elementos, es por esto que es de vital importancia este estudio, para tratar de prevenir este problema.

5.2. Ejemplo introductorio de estudio de resonancias

Con la finalidad de poder abordar el estudio del fenómeno de resonancia en el parque seleccionado, previamente se va a presentar un ejemplo introductorio para comprender el procedimiento que se suele aplicar en un estudio de esta naturaleza.

El esquema eléctrico en el cual se basará este ejemplo es el que se puede observar en la figura 5.3.

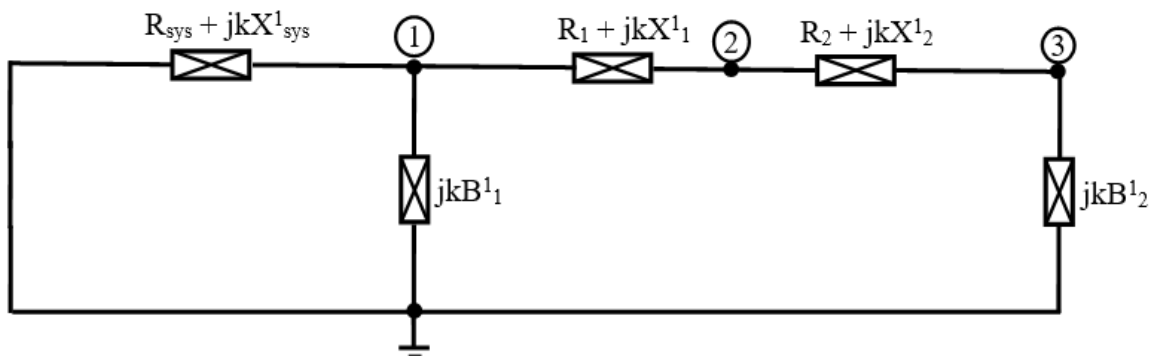


Figura 5.3: Esquema eléctrico del ejemplo introductorio.

Los datos asociados al anterior esquema eléctrico son los siguientes:

$$R_{sys} = 0,04 \text{ pu} \quad R_1 = 0,835 \text{ pu} \quad R_2 = 0,835 \text{ pu} \quad B_1^1 = 0,0013 \text{ pu} \quad X_{sys}^1 = 0,3 \text{ pu} \quad X_1^1 = 4 \text{ pu}$$

$$X_2^1 = 4 \text{ pu} \quad B_2^1 = 0,0013 \text{ pu} \quad f_1 = 50 \text{ Hz}$$

Para obtener las reactancias $p = sys, 1, 2$ y las susceptancias $q = 1, 2$ a frecuencia fundamental ($k = 1$) y a otras frecuencias ($k \neq 1$) se usan las siguientes expresiones:

$$X_p^k = k \cdot X_p^1 \quad ; \quad B_q^k = k \cdot B_q^1 \tag{1}$$

$$k = \frac{\omega}{\omega_1} = \frac{\omega}{2\pi \cdot f_1} \tag{2}$$

Donde la pulsación ω será 2π por la frecuencia f , siendo f_1 la frecuencia fundamental (50 Hz).

Dependiendo del valor de la frecuencia f se obtendrán distintos valores para k :

$$\begin{cases} k = 1 & f = f_1 \\ k > 1 & f > f_1 \\ k < 1 & f < f_1 \end{cases} \tag{3}$$

Una vez tenemos clara toda esta información, se va a proceder a obtener la matriz Y_{BUS}^k .

La matriz de admitancias de bus vendrá dimensionada según la cantidad de buses n que tenga nuestro circuito (exceptuando el de tierra) y siempre será cuadrada. Si tiene 3 buses, la matriz será 3x3.

En las posiciones de la diagonal principal de la matriz irán sumas de admitancias conectadas al bus i referenciado por la numeración, y en el resto de posiciones de la matriz irán sumas con signo cambiado de admitancias conectadas entre el bus i y el bus j .

Dado que el circuito no presenta transformadores con desfase regulable, esta matriz tiene la peculiaridad de que es una matriz simétrica, es decir, la suma de admitancias conectadas entre el bus i y el bus j es la misma que la suma de las conectadas entre el bus j y el bus i .

$$\underline{Y}_{i,i}^k = \sum_{i=1}^n \text{Admitancias conectadas al bus } i \quad (4)$$

$$\underline{Y}_{i,j}^k = - \sum_{i=1}^n \text{Admitancias conectadas entre el bus } i \text{ y el bus } j \quad (5)$$

$$\underline{Y}_{BUS}^k = \begin{bmatrix} \underline{Y}_{1,1}^k & \underline{Y}_{1,2}^k & \underline{Y}_{1,3}^k \\ \underline{Y}_{2,1}^k & \underline{Y}_{2,2}^k & \underline{Y}_{2,3}^k \\ \underline{Y}_{3,1}^k & \underline{Y}_{3,2}^k & \underline{Y}_{3,3}^k \end{bmatrix} = (*) \quad (6)$$

$$\underline{Y}_{1,1}^k = \frac{1}{R_{sys} + jkX_{sys}^1} + jkB_1^1 + \frac{1}{R_1 + jkX_1^1} \quad (7)$$

$$\underline{Y}_{2,2}^k = \frac{1}{R_1 + jkX_1^1} + \frac{1}{R_2 + jkX_2^1} \quad (8)$$

$$\underline{Y}_{3,3}^k = \frac{1}{R_2 + jkX_2^1} + jkB_2^1 \quad (9)$$

$$\underline{Y}_{1,2}^k = -\frac{1}{R_1 + jkX_1^1} = \underline{Y}_{2,1}^k \quad (10)$$

$$\underline{Y}_{1,3}^k = 0 = \underline{Y}_{3,1}^k \quad (11)$$

$$\underline{Y}_{2,3}^k = -\frac{1}{R_2 + jkX_2^1} = \underline{Y}_{3,2}^k \quad (12)$$

$$(*) = \begin{pmatrix} \frac{1}{R_{sys} + jkX_{sys}^1} + jkB_1^1 + \frac{1}{R_1 + jkX_1^1} & -\frac{1}{R_1 + jkX_1^1} & 0 \\ -\frac{1}{R_1 + jkX_1^1} & \frac{1}{R_1 + jkX_1^1} + \frac{1}{R_2 + jkX_2^1} & -\frac{1}{R_2 + jkX_2^1} \\ 0 & -\frac{1}{R_2 + jkX_2^1} & \frac{1}{R_2 + jkX_2^1} + jkB_2^1 \end{pmatrix} \quad (13)$$

Una vez se tiene definida la matriz de admitancias de bus en función de k , se implementará en Matlab un programa mediante el cual desde el bus 2 del circuito eléctrico se hará un barrido de frecuencias (es decir, un barrido de k) para determinar en qué frecuencias tenemos resonancia en el circuito visto desde dicho bus. El código del programa implementado se aporta en el Anexo A1.

Los resultados obtenidos a partir de dicho programa se muestran a continuación:

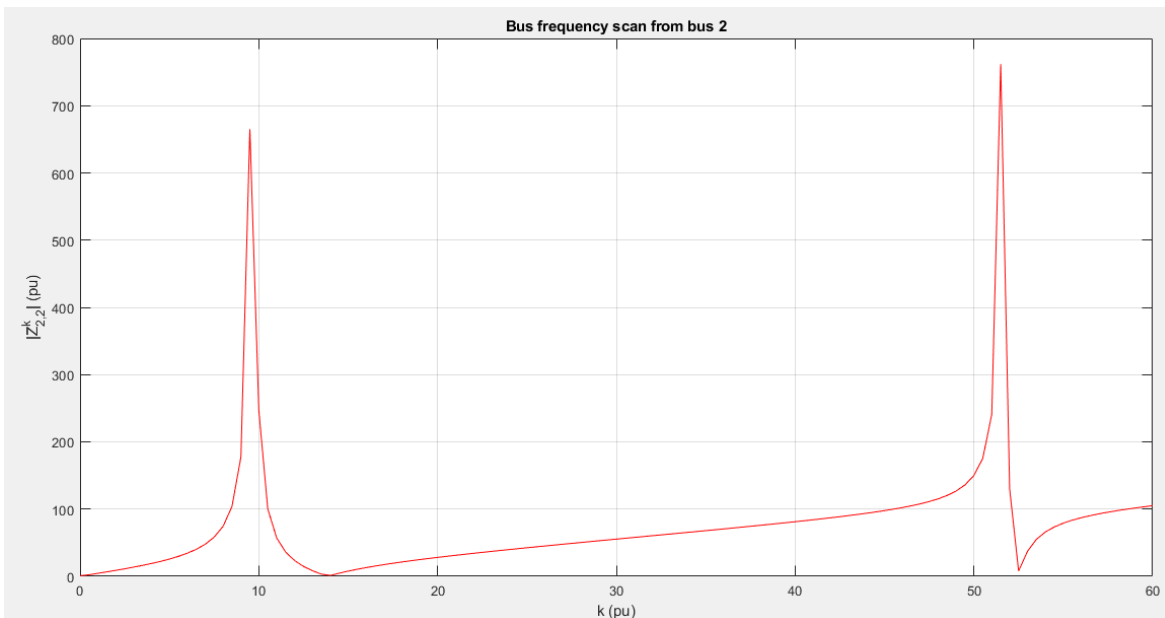


Figura 5.4: Resultados del barrido de frecuencias del ejemplo introductorio.

Se observa que para valores de frecuencia de aproximadamente 10 pu y 54 pu, que serían 500 Hz y 2700 Hz respectivamente, el valor de $|Z_{2,2}^k|$ aumenta mucho, provocando un mal funcionamiento de la instalación eléctrica si se inyectan en el bus 2 corrientes de esas frecuencias, o bien en la frecuencia inferior a 1 kHz (500 Hz) se tiene reducción del amortiguamiento total de la instalación vista desde el bus 2 por el comportamiento no pasivo de los convertidores si los hubiera.

5.3. Estudio de resonancias en el parque seleccionado

Partiendo del esquema eléctrico de la figura 5.2, se procede a escoger unas bases para reducir todas las magnitudes a pu. Las bases escogidas son las que se observan en la tabla 36.

Tabla 36: Bases escogidas para el estudio de resonancias en el esquema de la figura 5.2.

Sbase (VA)	100000000		
fbase (Hz)	50		
Vb1 (V)	150000	Zb1 (Ω)	225
Vb2 (V)	150000	Zb2 (Ω)	225
Vb3 (V)	33000	Zb3(Ω)	10,89
Vb4 (V)	690	Zb4 (Ω)	0,004761
Vb5 (V)	33000	Zb5 (Ω)	10,89
Vb6 (V)	33000	Zb6 (Ω)	10,89
Vb7 (V)	33000	Zb7 (Ω)	10,89
Vb8 (V)	33000	Zb8 (Ω)	10,89
Vb9 (V)	690	Zb9 (Ω)	0,004761
Vb10 (V)	33000	Zb10 (Ω)	10,89
Vb11 (V)	33000	Zb11 (Ω)	10,89
Vb12 (V)	33000	Zb12 (Ω)	10,89

Una vez escogidas las bases, se procede al cálculo de los equivalentes eléctricos reducidos a pu de todos y cada uno de los elementos integrantes del parque.

5.3.1. Equivalente eléctrico del VSC de los aerogeneradores

Al no disponer de los valores reales de los parámetros de los VSCs de los aerogeneradores en el parque seleccionado, para todo VSC se han tomado los valores proporcionados en la referencia [52].

Los valores adoptados para sus parámetros son los siguientes:

- Inductancia de acoplamiento: $L_f = 50 \mu\text{H}$.
- Resistencia de acoplamiento: $R_f = 0,02 \text{ m}\Omega$.
- Ancho de banda del filtro pasa bajo: $\alpha_f = 50 \text{ rad/s}$.
- Ancho de banda de la corriente de control: $\alpha_c = 1000 \text{ rad/s}$.
- Tiempo de retardo: $T_d = 0,1 \text{ ms}$.

Una vez conocidos estos valores, las impedancias en función de k de los VSCs se calculan como sigue:

$$R_{WT}^k = R_f + L_f(\alpha_c \cdot \cos(T_d(k \cdot \omega_1 - \omega_1)) + \alpha_f) \quad (14)$$

$$X_{WT}^k = L_f(k \cdot \omega_1 - \omega_1) - (R_f + L_f \cdot \alpha_c) \cdot \frac{\alpha_f}{(k \cdot \omega_1 - \omega_1)} \quad (15)$$

$$\omega_1 = 2\pi \cdot f_1 \quad (16)$$

$$\underline{Z}_{WT}^k = R_{WT}^k + jX_{WT}^k \quad (17)$$

$$\underline{Z}_{WT}^k \text{ pu nudos 4 y 9} = \frac{Z_{WT}^k}{Z_{b4}} \quad (18)$$

$$\underline{Z}_{WT}^k \text{ pu nudos 6,7,8,11 y 12} = \frac{Z_{WT}^k}{Z_{b6}} \quad (19)$$

5.3.2. Equivalente eléctrico del filtro de alta frecuencia de los aerogeneradores

Al no disponer de los valores reales de las capacitancias de estos filtros en el parque seleccionado, para todo filtro se ha tomado el valor proporcionado en la referencia [52]. El valor adoptado es:

- Capacitancia del filtro de alta frecuencia: $C_f = 1 \text{ mF}$.

Una vez conocido este valor, las impedancias en función de k de los filtros de alta frecuencia se calculan como sigue:

$$\underline{Z}_{Cf}^k = -jX_{Cf}^k = -j \frac{X_{Cf}^1}{k} = -j \frac{1}{k \cdot \omega_1 \cdot C_f} \quad (20)$$

$$\underline{Z}_{Cf}^k \text{ pu nudos 4 y 9} = \frac{Z_{Cf}^k}{Z_{b4}} \quad (21)$$

$$\underline{Z}_{Cf}^k \text{ pu nudos 6,7,8,11 y 12} = \frac{Z_{Cf}^k}{Z_{b6}} \quad (22)$$

5.3.3. Equivalente eléctrico de los transformadores de BT/MT

Al ser transformadores reales, estos tienen resistencia interna, tienen flujos de dispersión y el núcleo magnético tiene un cierto valor de reluctancia.

Dado que se trata de una demostración simple de cómo estudiar el fenómeno de resonancia en un parque eólico off-shore, se van a realizar una serie de simplificaciones en los cálculos, como suponer que el valor de la resistencia es muy pequeño en comparación con el valor de la reactancia, despreciándose por tanto la resistencia.

Los datos de los transformadores de BT/MT obtenidos a partir de la caracterización del parque seleccionado son los expuestos en la tabla 37.

Tabla 37: Datos de los transformadores de BT/MT.

Datos transformadores BT/MT	Tr1	Tr2
Ecc (pu)	0,08	0,08
Tensión en el lado de BT (V)	690	690
Tensión en el lado de MT (V)	33000	33000
Potencia aparente (VA)	5000000	5000000

Una vez conocidos estos datos, las impedancias en función de k de los transformadores de BT/MT se calculan como sigue:

$$\underline{Z}_{T1}^k \text{ pu} = jX_{ccT1}^k \text{ pu} = jkX_{ccT1}^1 \text{ pu} = jk \frac{\varepsilon_{ccT1}(\%) }{100} \cdot \left(\frac{V_{nMTT1}}{V_{b5}} \right)^2 \cdot \frac{S_b}{S_{nT1}} \quad (23)$$

$$\underline{Z}_{T2}^k \text{ pu} = jX_{ccT2}^k \text{ pu} = jkX_{ccT2}^1 \text{ pu} = jk \frac{\varepsilon_{ccT2}(\%) }{100} \cdot \left(\frac{V_{nMTT2}}{V_{b10}} \right)^2 \cdot \frac{S_b}{S_{nT2}} \quad (24)$$

Para que estas reducciones a pu sean correctas, se debe cumplir:

$$\frac{V_{b4}}{V_{b5}} = \frac{V_{nBTT1}}{V_{nMTT1}} ; \frac{V_{b9}}{V_{b10}} = \frac{V_{nBTT2}}{V_{nMTT2}} \quad (25)$$

5.3.4. Equivalente eléctrico de las distintas líneas de MT

Al no disponer de los valores reales de los parámetros de los esquemas π de las líneas de MT en el parque seleccionado, para la determinación de dichos parámetros se ha utilizado el programa asociado al TFG [53], el cual permite encontrar la **impedancia longitudinal** y la **admitancia transversal** de esquemas π de líneas de MT a frecuencia fundamental suministrándole cierta información acerca de ellas.

Para ello, primero se han estimado las longitudes de las diferentes líneas de MT del parque a partir de la información procedente de su caracterización. Como se ha mencionado al principio del capítulo 5, en cada uno de los tres primeros strings solo se han seleccionado el primer y el último aerogenerador, situándolos equiespaciadamente dentro del string. Así pues, las longitudes de las dos líneas de MT que conformarían cada uno de los tres primeros strings se estima que es la mitad de las longitudes totales de los respectivos strings.

En segundo lugar, se han estimado las corrientes que circulan a través de las diferentes líneas de MT del parque. En las líneas de MT a las que por su extremo inferior solo llega una única corriente, dicha corriente proviene de un aerogenerador. Así pues, basta con emplear la siguiente fórmula:

$$I = \frac{Pn_g}{\sqrt{3} \cdot V} \quad (26)$$

Donde Pn_g es la potencia activa inyectada por el aerogenerador y V es la tensión en el nudo de la línea donde está conectado (datos procedentes de la caracterización del parque). En el resto de líneas de MT, la corriente que circula a través de ellas se estima a partir de la suma aritmética de las dos corrientes que llegan por su extremo inferior.

Las corrientes estimadas mediante el procedimiento anterior que circulan por las diferentes líneas de MT se muestran en la tabla 38.

Tabla 38: Corrientes estimadas que circulan por las diferentes líneas de MT.

13,5 (A)	177,58
13,6 (A)	215,19
13,7 (A)	215,19
13,8 (A)	107,60
15,10 (A)	88,79
16,11 (A)	107,60
17,12 (A)	107,60

Finalmente, para cada línea de MT, suministrando al programa asociado a [53] el valor de tensión al cual trabaja, la longitud de la misma y la corriente que circula a través de ella, nos devuelve como resultado la impedancia longitudinal y la admitancia transversal de su esquema π a frecuencia fundamental. A partir del resultado obtenido, la impedancia longitudinal y la admitancia transversal en función de k de su esquema π es determinable y después reducible a pu.

5.3.5. Equivalente eléctrico de los transformadores de MT/AT

Al ser transformadores reales, estos tienen resistencia interna, tienen flujos de dispersión y el núcleo magnético tiene un cierto valor de reluctancia.

Dado que se trata de una demostración simple de cómo estudiar el fenómeno de resonancia en un parque eólico off-shore, se van a realizar una serie de simplificaciones en los cálculos, como suponer que el valor de la resistencia es muy pequeño en comparación con el valor de la reactancia, despreciándose por tanto la resistencia.

Los datos de los transformadores de MT/AT obtenidos a partir de la caracterización del parque seleccionado son los expuestos en la tabla 39.

Tabla 39: Datos de los transformadores de MT/AT.

Datos transformadores MT/AT	Tr1	Tr2
Ecc (pu)	0,12	0,105
Tensión en el lado de MT (V)	33000	33000
Tensión en el lado de AT (V)	150000	150000
Potencia aparente (VA)	200000000	170000000

Una vez conocidos estos datos, las impedancias en función de k de los transformadores de MT/AT se calculan como sigue:

$$\underline{Z}_{T1}^k \text{ pu} = jX_{ccT1}^k \text{ pu} = jkX_{ccT1}^1 \text{ pu} = jk \frac{\varepsilon_{ccT1}(\%) }{100} \cdot \left(\frac{V_{nATT1}}{V_{b2}} \right)^2 \cdot \frac{S_b}{S_{nT1}} \quad (27)$$

$$\underline{Z}_{T2}^k \text{ pu} = jX_{ccT2}^k \text{ pu} = jkX_{ccT2}^1 \text{ pu} = jk \frac{\varepsilon_{ccT2}(\%) }{100} \cdot \left(\frac{V_{nATT2}}{V_{b2}} \right)^2 \cdot \frac{S_b}{S_{nT2}} \quad (28)$$

Para que estas reducciones a pu sean correctas, se debe cumplir:

$$\frac{V_{b3}}{V_{b2}} = \frac{V_{nMTT1}}{V_{nATT1}} ; \frac{V_{b3}}{V_{b2}} = \frac{V_{nMTT2}}{V_{nATT2}} \quad (29)$$

Al tratarse de dos transformadores en paralelo, su impedancia equivalente es la que se obtiene a continuación:

$$\underline{Z}_{eq}^k \text{ pu} = \frac{1}{\frac{1}{\underline{Z}_{T1}^k \text{ pu}} + \frac{1}{\underline{Z}_{T2}^k \text{ pu}}} \quad (30)$$

5.3.6. Equivalente eléctrico de las líneas de AT

Al no disponer de los valores reales de los parámetros del esquema π equivalente a las dos líneas en paralelo de AT que integran el parque seleccionado, para la determinación de dichos parámetros se ha usado la referencia [52], la cual proporciona información asociada a dos líneas en paralelo de AT que se intuyen similares a las que forman parte de este parque. A partir de dicha información será posible estimar la **impedancia longitudinal** y la **admitancia transversal** del esquema π equivalente a las dos líneas en paralelo de AT tanto a frecuencia fundamental como a otras frecuencias.

La información adoptada para cada línea es la siguiente:

- Longitud: $l_c = 41 \text{ km}$.
- Parámetros unitarios por fase: $R_c = 0,032 \Omega/\text{km}$, $L_c = 0,4 \text{ mH}/\text{km}$, $C_c = 0,17 \mu\text{F}/\text{km}$.

Una vez conocida esta información, la impedancia longitudinal y la admitancia transversal en función de k del esquema π equivalente a las dos líneas en paralelo de AT se calculan como sigue:

$$\underline{Z}_{L1}^k = R_{L1} + jX_{L1}^k = R_{L1} + jkX_{L1}^1 = (R_c \cdot l_c) + jk(\omega_1 \cdot L_c \cdot l_c) = \underline{Z}_{L2}^k \quad (31)$$

$$\underline{Y}_{C1}^k = jB_{C1}^k = jkB_{C1}^1 = jk(\omega_1 \cdot C_c \cdot l_c) = \underline{Y}_{C2}^k \quad (32)$$

$$\underline{Z}_L^k = \frac{1}{\frac{1}{\underline{Z}_{L1}^k} + \frac{1}{\underline{Z}_{L2}^k}} = \frac{\underline{Z}_{L1}^k}{2} \quad (33)$$

$$\underline{Y}_C^k = \underline{Y}_{C1}^k + \underline{Y}_{C2}^k = 2 \cdot \underline{Y}_{C1}^k \quad (34)$$

$$\underline{Z}_{L\ pu}^k = \frac{\underline{Z}_L^k}{Z_{b2}} \quad (35)$$

$$\underline{Y}_{C\ pu}^k = \underline{Y}_C^k \cdot Z_{b2} \quad (36)$$

5.3.7. Equivalente eléctrico de la red HVAC

Empleando información procedente de la caracterización del parque, el proceso previo que se ha llevado a cabo para la determinación del equivalente eléctrico de la red HVAC es el siguiente:

$$\text{Short Circuit Ratio} \equiv SCR = \frac{S_{cc}}{Pn_{parque}} \approx 10 \rightarrow S_{cc} \quad (37)$$

$$X_{cc}^1 = \frac{V^2}{S_{cc}} \rightarrow X_{cc}^1 \quad (38)$$

$$\frac{X_{cc}^1}{R_{cc}} \approx 20 \rightarrow R_{cc} \quad (39)$$

Una vez finalizado este proceso, la impedancia en función de k de la red HVAC se calcula como sigue:

$$\underline{Z}_S^k = R_{cc} + jX_{cc}^k = R_{cc} + jkX_{cc}^1 \quad (40)$$

$$\underline{Z}_{S\ pu}^k = \frac{\underline{Z}_S^k}{Z_{b1}} \quad (41)$$

5.3.8. Matriz de admitancias de bus del parque

Una vez calculados los equivalentes eléctricos reducidos a pu de todos y cada uno de los elementos integrantes del parque, se procede a la composición de la matriz de admitancias de bus de dicho parque.

Esta matriz va a ser cuadrada, de tamaño 12x12. Dado que se pretenden estudiar las resonancias vistas desde cada una de las WTs conectadas a los correspondientes buses (buses 4, 6, 7, 8, 9, 11 y 12), cuando se estudien las resonancias vistas desde una WT concreta, la admitancia de dicha WT no formará parte de la matriz.

Conviene recordar que los coeficientes de la matriz de admitancias de bus se obtienen de aplicar las fórmulas (4) y (5).

La matriz de admitancias de bus del parque es la mostrada a continuación:

$$\underline{Y}_{BUS}^k = \begin{bmatrix} \underline{Y}_{1,1}^k & \cdots & \underline{Y}_{1,12}^k \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \underline{Y}_{12,1}^k & \cdots & \underline{Y}_{12,12}^k \end{bmatrix} \quad (42)$$

Los coeficientes de la anterior matriz (por ser simétrica, solo será necesario calcular los coeficientes de su diagonal principal y los que hay por encima de dicha diagonal) resultantes de aplicar (4) y (5) son los siguientes (se omite el subíndice pu en las impedancias y admitancias de los sumandos que permiten obtener los coeficientes, ya que se sobreentiende que dichas impedancias y admitancias se calculan en pu para que los coeficientes obtenidos también queden en pu):

$$\underline{Y}_{1,1}^k = \frac{1}{\underline{Z}_S^k} + \frac{1}{\underline{Z}_L^k} + \frac{Y_C^k}{2} \quad (43)$$

$$\underline{Y}_{2,2}^k = \frac{1}{\underline{Z}_L^k} + \frac{Y_C^k}{2} + \frac{1}{\underline{Z}_{eq}^k} \quad (44)$$

$$\underline{Y}_{3,3}^k = \frac{1}{\underline{Z}_{eq}^k} + \frac{1}{\underline{Z}_{L3,5}^k} + \frac{Y_{C3,5}^k}{2} + \frac{1}{\underline{Z}_{L3,6}^k} + \frac{Y_{C3,6}^k}{2} + \frac{1}{\underline{Z}_{L3,7}^k} + \frac{Y_{C3,7}^k}{2} + \frac{1}{\underline{Z}_{L3,8}^k} + \frac{Y_{C3,8}^k}{2} \quad (45)$$

$$\underline{Y}_{4,4}^k = \frac{1}{\underline{Z}_{WT \text{ nudo } 4}^k} + \frac{1}{\underline{Z}_{Cf \text{ nudo } 4}^k} + \frac{1}{\underline{Z}_{T1}^k} \quad (46)$$

$$\underline{Y}_{5,5}^k = \frac{1}{\underline{Z}_{T1}^k} + \frac{1}{\underline{Z}_{L3,5}^k} + \frac{Y_{C3,5}^k}{2} + \frac{1}{\underline{Z}_{L5,10}^k} + \frac{Y_{C5,10}^k}{2} \quad (47)$$

$$\underline{Y}_{6,6}^k = \frac{1}{\underline{Z}_{WT \text{ nudo } 6}^k} + \frac{1}{\underline{Z}_{Cf \text{ nudo } 6}^k} + \frac{1}{\underline{Z}_{L3,6}^k} + \frac{Y_{C3,6}^k}{2} + \frac{1}{\underline{Z}_{L6,11}^k} + \frac{Y_{C6,11}^k}{2} \quad (48)$$

$$\underline{Y}_{7,7}^k = \frac{1}{\underline{Z}_{WT \text{ nudo } 7}^k} + \frac{1}{\underline{Z}_{Cf \text{ nudo } 7}^k} + \frac{1}{\underline{Z}_{L3,7}^k} + \frac{Y_{C3,7}^k}{2} + \frac{1}{\underline{Z}_{L7,12}^k} + \frac{Y_{C7,12}^k}{2} \quad (49)$$

$$\underline{Y}_{8,8}^k = \frac{1}{\underline{Z}_{WT \text{ nudo } 8}^k} + \frac{1}{\underline{Z}_{Cf \text{ nudo } 8}^k} + \frac{1}{\underline{Z}_{L3,8}^k} + \frac{Y_{C3,8}^k}{2} \quad (50)$$

$$\underline{Y}_{9,9}^k = \frac{1}{\underline{Z}_{WT \text{ nudo } 9}^k} + \frac{1}{\underline{Z}_{Cf \text{ nudo } 9}^k} + \frac{1}{\underline{Z}_{T2}^k} \quad (51)$$

$$\underline{Y}_{10,10}^k = \frac{1}{\underline{Z}_{T2}^k} + \frac{1}{\underline{Z}_{L5,10}^k} + \frac{Y_{C5,10}^k}{2} \quad (52)$$

$$\underline{Y}_{11,11}^k = \frac{1}{\underline{Z}_{WT \text{ nudo } 11}^k} + \frac{1}{\underline{Z}_{Cf \text{ nudo } 11}^k} + \frac{1}{\underline{Z}_{L6,11}^k} + \frac{Y_{C6,11}^k}{2} \quad (53)$$

$$\underline{Y}_{12,12}^k = \frac{1}{\underline{Z}_{WT \text{ nudo } 12}^k} + \frac{1}{\underline{Z}_{Cf \text{ nudo } 12}^k} + \frac{1}{\underline{Z}_{L7,12}^k} + \frac{Y_{C7,12}^k}{2} \quad (54)$$

$$\underline{Y}_{1,2}^k = -\frac{1}{\underline{Z}_L^k} \quad (55)$$

$$\underline{Y}_{1,3}^k = \underline{Y}_{1,4}^k = \underline{Y}_{1,5}^k = \underline{Y}_{1,6}^k = \underline{Y}_{1,7}^k = \underline{Y}_{1,8}^k = \underline{Y}_{1,9}^k = \underline{Y}_{1,10}^k = \underline{Y}_{1,11}^k = \underline{Y}_{1,12}^k = 0 \quad (56)$$

$$\underline{Y}_{2,3}^k = -\frac{1}{\underline{Z}_{eq}^k} \quad (57)$$

$$\underline{Y}_{2,4}^k = \underline{Y}_{2,5}^k = \underline{Y}_{2,6}^k = \underline{Y}_{2,7}^k = \underline{Y}_{2,8}^k = \underline{Y}_{2,9}^k = \underline{Y}_{2,10}^k = \underline{Y}_{2,11}^k = \underline{Y}_{2,12}^k = 0 \quad (58)$$

$$\underline{Y}_{3,4}^k = \underline{Y}_{3,9}^k = \underline{Y}_{3,10}^k = \underline{Y}_{3,11}^k = \underline{Y}_{3,12}^k = 0 \quad (59)$$

$$\underline{Y}_{3,5}^k = -\frac{1}{\underline{Z}_{L3,5}^k} \quad (60)$$

$$\underline{Y}_{3,6}^k = -\frac{1}{\underline{Z}_{L3,6}^k} \quad (61)$$

$$\underline{Y}_{3,7}^k = -\frac{1}{\underline{Z}_{L3,7}^k} \quad (62)$$

$$\underline{Y}_{3,8}^k = -\frac{1}{\underline{Z}_{L3,8}^k} \quad (63)$$

$$\underline{Y}_{4,5}^k = -\frac{1}{\underline{Z}_{T1}^k} \quad (64)$$

$$\underline{Y}_{4,6}^k = \underline{Y}_{4,7}^k = \underline{Y}_{4,8}^k = \underline{Y}_{4,9}^k = \underline{Y}_{4,10}^k = \underline{Y}_{4,11}^k = \underline{Y}_{4,12}^k = 0 \quad (65)$$

$$\underline{Y}_{5,6}^k = \underline{Y}_{5,7}^k = \underline{Y}_{5,8}^k = \underline{Y}_{5,9}^k = \underline{Y}_{5,11}^k = \underline{Y}_{5,12}^k = 0 \quad (66)$$

$$\underline{Y}_{5,10}^k = -\frac{1}{\underline{Z}_{L5,10}^k} \quad (67)$$

$$\underline{Y}_{6,7}^k = \underline{Y}_{6,8}^k = \underline{Y}_{6,9}^k = \underline{Y}_{6,10}^k = \underline{Y}_{6,12}^k = 0 \quad (68)$$

$$\underline{Y}_{6,11}^k = -\frac{1}{\underline{Z}_{L6,11}^k} \quad (69)$$

$$\underline{Y}_{7,8}^k = \underline{Y}_{7,9}^k = \underline{Y}_{7,10}^k = \underline{Y}_{7,11}^k = 0 \quad (70)$$

$$\underline{Y}_{7,12}^k = -\frac{1}{\underline{Z}_{L7,12}^k} \quad (71)$$

$$\underline{Y}_{8,9}^k = \underline{Y}_{8,10}^k = \underline{Y}_{8,11}^k = \underline{Y}_{8,12}^k = 0 \quad (72)$$

$$\underline{Y}_{9,10}^k = -\frac{1}{\underline{Z}_{T2}^k} \quad (73)$$

$$\underline{Y}_{9,11}^k = \underline{Y}_{9,12}^k = 0 \quad (74)$$

$$\underline{Y}_{10,11}^k = \underline{Y}_{10,12}^k = 0 \quad (75)$$

$$\underline{Y}_{11,12}^k = 0 \quad (76)$$

Una vez se tiene definida la matriz de admitancias de bus en función de k , se implementará en Matlab un programa mediante el cual desde los buses 4, 6, 7, 8, 9, 11 y 12 del parque se hará un barrido de frecuencias (es decir, un barrido de k) para determinar en qué frecuencias tenemos resonancia en el parque visto desde dichos buses. El código del programa implementado se aporta en el Anexo A2.

Los resultados obtenidos a partir de dicho programa solo para los buses donde se han detectado frecuencias en que se tiene resonancia (buses 4 y 9) se muestran a continuación:

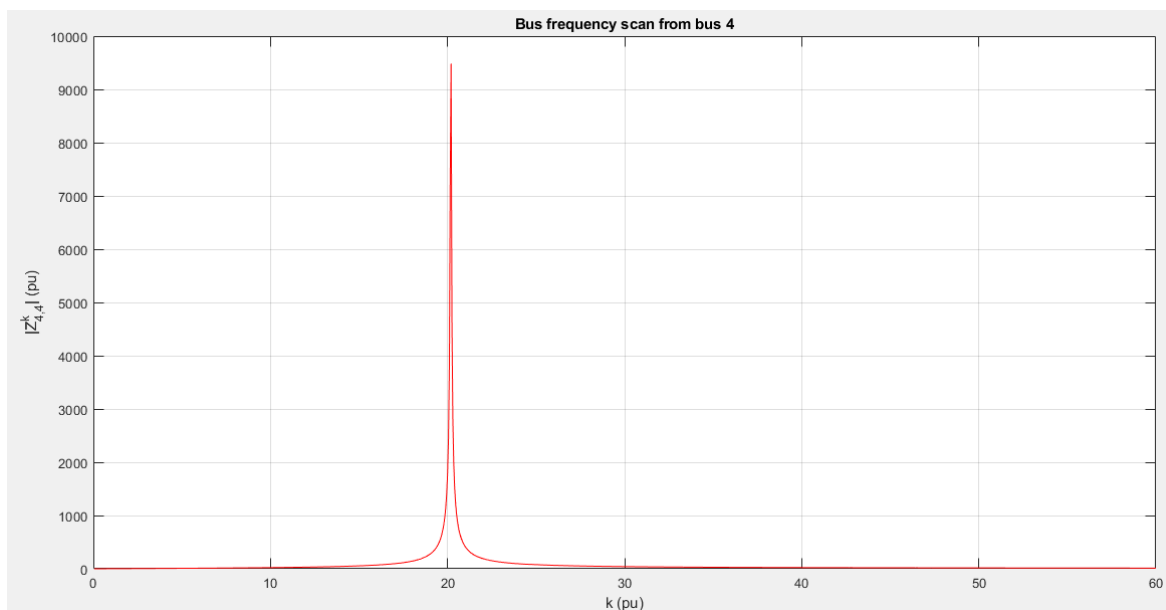


Figura 5.5: Resultado del barrido de frecuencias desde el bus 4 del parque seleccionado

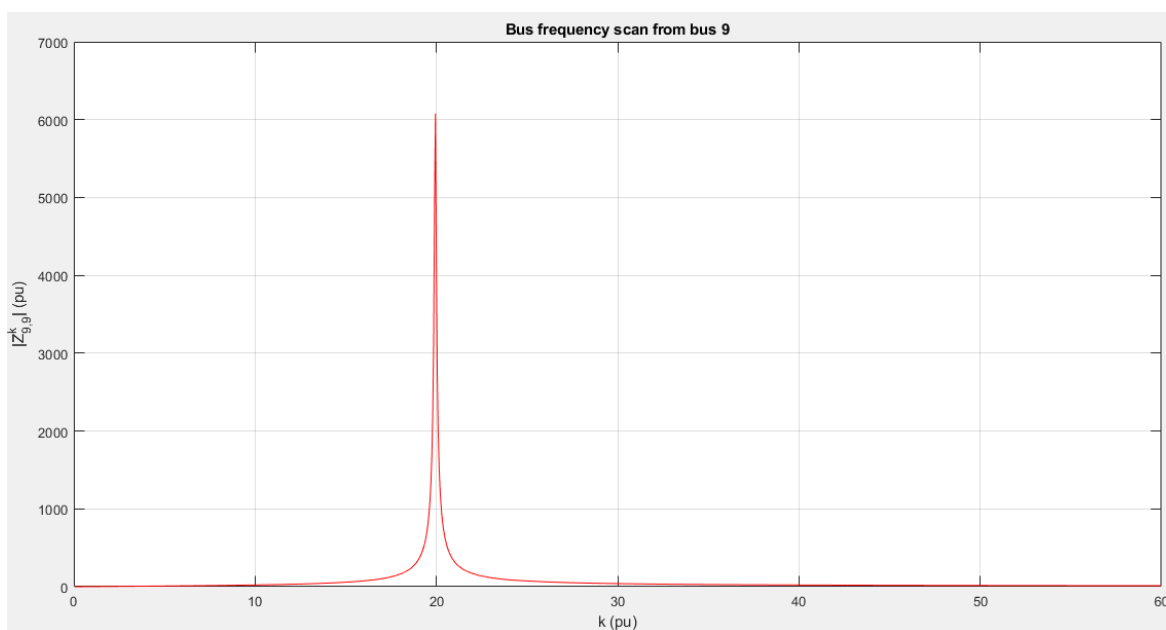


Figura 5.6: Resultado del barrido de frecuencias desde el bus 9 del parque seleccionado.

Se observa que para un valor de frecuencia de aproximadamente 20 pu, que sería 1 kHz, los valores de $|Z_{4,4}^k|$ y $|Z_{9,9}^k|$ aumentan mucho, provocando un mal funcionamiento de la instalación eléctrica si se inyectan en los buses 4 o 9 corrientes de esa frecuencia. En principio, esto será impedido por los filtros de alta frecuencia ubicados a la salida de los aerogeneradores presentes en esos buses. Por otro lado, esta frecuencia no es inferior a 1 kHz, por lo que está alejada de frecuencias a las que sería problemática una reducción del amortiguamiento total de la instalación vista desde los buses 4 o 9 por el comportamiento no pasivo de los convertidores.



6. Análisis del impacto ambiental

Debido a que este proyecto no ha conllevado en ningún momento realizar un montaje con materiales ni nada, se puede decir que este trabajo final de grado no ha generado residuos contaminantes.

Para la realización de este trabajo simplemente se ha usado un ordenador, su cargador y una libreta para escribir las anotaciones. En este apartado no se tendrán en cuenta el uso de bolígrafos, ya que sí que generan plásticos, pero han sido tan poco utilizados que se pueden despreciar.

Los elementos que se tendrán en cuenta como residuos serán los folios utilizados para la impresión del presente trabajo y para la anotación.

- Para realizar la impresión se han usado cartuchos de tinta Canon PGI-571, los cuales tienen una duración total aproximada de 345 páginas y contienen 7 ml de tinta.
- En el caso de los folios empleados para la impresión del trabajo son de papel no reciclado de 80 g.
- Para la toma de anotaciones se ha utilizado una libreta Basic Block de 80 hojas no recicladas con un peso por hoja de 60 g.

Para asistir a las reuniones con el tutor del trabajo, siempre se ha utilizado transporte público, el tren y el tranvía. Por esto, no se han generado emisiones de CO₂ en el apartado del transporte.

Para tratar de calcular cuánta energía se ha consumido para realizar este trabajo se tiene que tener en cuenta:

- La potencia instalada para iluminarnos consiste en una iluminación LED de 14 W y se tendrán en cuenta todas las horas que se han dedicado a este trabajo para cuantificar la energía usada.
- En el caso de las impresiones, se ha tenido en cuenta la potencia de la impresora, se trata de una impresora Canon i-SENSYS LBP223dw con una potencia de 9 W y una velocidad de impresión de 8 segundos
- El ordenador usado es un ordenador portátil Asus, por lo que solo consume energía durante su carga, con una potencia en el input de 345 W, una duración de la batería de 5 horas y un tiempo de carga total de 3 horas. Para simplificar los cálculos, se realizarán cargas completas y descargas completas de la batería.

En la tabla A.1 se puede observar un resumen de los materiales que se han consumido para la elaboración de este trabajo. Para tratar de reducir los residuos generados se podrían usar folios

reciclados para la impresión y toma de apuntes y tratar de usar un tóner recargable para minimizar la generación de residuos plásticos.

Tabla A.1: Energía y materiales consumidos para la realización de este trabajo.

Parte del trabajo	Material		Veces impreso	Horas impresión	Horas de iluminación	Horas cargando el ordenador	Energía consumida
	Hojas	Tinta					
APARTADO 3	128	2,6 ml	4	0,284 h	200 h	120 h	44,202 kW·h
APARTADO 4	144	2,9 ml	3	0,32 h	325 h	195 h	71,827 kW·h
APARTADO 5	12	0,24 ml	1	0,02 h	71 h	42,6 h	15,691 kW·h
TOTAL	284	5,74 ml	8	0,624 h	596 h	357,6 h	131,72 kW·h

Presupuesto

Este trabajo final de grado puede ser tratado como un estudio que una empresa realiza sobre unos parques eólicos off-shore determinados.

Los costes de este trabajo se dividen en dos grupos, los asociados a los recursos humanos, que consistiría en el tiempo empleado para la realización de este trabajo, y los asociados a los recursos materiales e informática.

En la tabla P.1 podemos observar el desglose de costes y tiempo asociados a los recursos humanos.

El coste total asociado a los recursos humanos es de 11932,48 €.

En la tabla P.2 podemos observar el desglose de costes asociados a los recursos materiales e informática.

El coste total asociado a los recursos materiales e informática es de 2321,83 €.

Finalmente, en la tabla P.3 podemos observar el desglose de costes asociados a la realización de este proyecto en total incluyendo impuestos.

El coste total incluyendo impuestos asciende hasta los 17247,72 €.

Tabla P.1: Coste de los recursos humanos.

	Acción realizada	Tiempo (h)	Precio por hora (€/h)	Subtotal (€)
Memoria y Anexo	Búsqueda de información	250	20	5000
	Redacción del proyecto	346		6920
	Impresión del documento	0,624		12,48
TOTAL				11932,48

Tabla P.2: Coste de los recursos materiales e informática.

Tipo	Concepto	Unidades	Precio por unidad (€/u)	Subtotal (€)
Impresión y encuadernación	Memoria y Anexo	138	0,07	9,66
Energía eléctrica	Elaboración de proyecto	131,72	0,1	13,17
Licencia	Matlab	1	2000	2000
Licencia	Paquete Office	1	299	299
TOTAL				2321,83

Tabla P.3: Coste total incluyendo impuestos.

Descripción	Precio (€)
Coste recursos humanos	11932,48
Coste recursos materiales e informática	2321,83
Subtotal	14254,31
IVA (21%)	2993,41
Total	17247,72

Conclusiones

Una vez finalizado este trabajo, las conclusiones que se extraen de él se presentarán a continuación.

Como se ha podido ver a lo largo del capítulo 3 de este trabajo, lo que sería la primera parte, hay una gran cantidad de elementos que componen un parque eólico off-shore genérico, además, estos componentes tienen distintas configuraciones y distintas formas de control, como es el caso del aerogenerador, es por eso que es de vital importancia un estudio previo exhaustivo para desarrollar la instalación de un parque eólico off-shore. También se ha podido observar que, al estar en el mar, es fundamental tener todo el parque repleto de sensores para monitorizar a tiempo real el funcionamiento de este, ya que de esta forma podemos realizar un mantenimiento predictivo a las partes del parque más importantes para asegurar el buen funcionamiento de todos los elementos que conforman el parque.

En la segunda parte del trabajo se han caracterizado un total de 5 parques eólicos off-shore, gracias a ello se ha podido aprender las características y los elementos que conforman un parque eólico off-shore real. Además, se ha podido profundizar en los distintos tipos de transmisión energética existentes hoy en día y en sus ventajas e inconvenientes. También se ha estudiado la disposición de los strings en dichos parques caracterizados y se ha podido aprender del porqué de dicha disposición y qué ventajas representa esta frente a otras diferentes.

Finalmente, se ha procedido a desarrollar un programa en Matlab para realizar el estudio del fenómeno de resonancias en un parque eólico off-shore, dicho estudio se ha aplicado en un parque de los anteriores 5 caracterizados. Para realizar este estudio se ha aplicado formulación aprendida en la asignatura de Sistemas Eléctricos de Potencia y la asignatura optativa Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia. Mediante este estudio hemos podido observar que, debido a la incorporación de convertidores, se pueden inyectar corrientes a distintas frecuencias de las que queremos tener en el parque, es por esto, que es de vital importancia los filtros de alta frecuencia, ya que son los encargados de absorber este tipo de corrientes y debido a la incorporación de estos elementos de protección, el parque puede funcionar de forma correcta.

Como conclusión final, después de toda la información aprendida y leída, se podría decir que los parques eólicos off-shore, aunque sean costosos y representen un reto tecnológico mucho mayor que los parques eólicos on-shore, son una gran respuesta para progresar hacia una generación de energía eléctrica sostenible.



Bibliografía

[1] CatEdu, *Componentes de un aerogenerador*.

<http://e-educativa.catedu.es/44700165/aula/archivos/repositorio/1000/1088/html/index.html>

[2] Iberdrola. *Parques eólicos marinos*. <https://www.iberdrola.com/medio-ambiente/como-funciona-la-energia-eolica-marina>

[3] M. Romagosa-Font, “*Estudio mundial de los parques eólicos con potencia nominal superior o igual a 100 MW*”, Trabajo Fin de Grado, ETSEIB, UPC, Junio 2019.

[4] I. Rodríguez-Freire, “*Transporte de energía eléctrica por corriente continua*”, Trabajo Fin de Grado, ETSIIT, Universidad de Cantabria, Septiembre 2016.

<https://repositorio.unican.es/xmlui/bitstream/handle/10902/9151/386942.pdf?sequence=1#page=65&zoom=100,0,430>.

[5] Lazaridis L. (2005). “*Economic Comparison of HVAC and HVDC Solutions for Large Offshore Wind Farms under Special Consideration of Reliability*”. Master’s Thesis. X-ETS/ESS-0505. Stockholm, 2005.

[6] The Wind Power. *Wind farms-Thorntonbank*.

https://www.thewindpower.net/windfarm_en_428_thorntonbank.php

[7] Repower system. *Datasheet*.

https://www.ceoe.udel.edu/File%20Library/Research/Wind%20Power/5m_uk.pdf

[8] SGB STARKSTROM y SMIT TRANSFORMERS. “*Cast Resin Transformers*”.

<https://www.sgb-trafo.de>

[9-11] ABB. “*Thornton Banks-Turnkey offshore wind power connection 325 MW Thornton Bank Wind Farm, North Sea*”. ABB AB. Offshore Wind connections. 2013.

<https://library.e.abb.com/public/3f7f4d9b581a792ec1257cf30026f2de/Thornton%20Banks%20Flyer%201JNB002900D0008%20Rev-3-HQ.pdf>

[10] ABB. *“Thornton Bank”*.

<https://new.abb.com/systems/hvdc/references/thornton-bank>

[12] ABB in the United Kingdom. *“Thornton Bank’s grid connection goes live”*.

<http://www.abb.co.uk/cawp/seitp202/53744e54dcb18fc344257c290068f128.aspx>

[13-22] Alibaba. *“Electrical Equipment & Supplies”*.

<https://www.alibaba.com/showroom/200-mva-power-transformer.html>

[14-19] Ramboll. *“Anholt Offshore Wind Farm – Denmark’s largest offshore wind farm”*.

<https://dk.ramboll.com/projects/re/anholt-offshore-wind-farm>

[15] POWER-TECHNOLOGY. *“Anholt Offshore Wind Farm”*.

<https://www.power-technology.com/projects/anholt-offshore-wind-farm/>

[16] The Wind Power. *SWT-3.6-120*.

https://www.thewindpower.net/turbine_en_79_siemens_swt-3.6-120.php

[17] SIEMENS Gamesa RENEWABLE ENERGY. *SWT-3.6-120-8*.

<https://pdf.archiexpo.com/pdf/siemens/swt-36-120/88089-134487-8.html>

[18] Orsted. *Anholt Offshore Wind Farm*. 11 de abril del 2019.

<http://dise.org.pl/dania2019/AnholtOffshoreWindFarm.pdf>

[20] BLADT INDUSTRIES. *Anholt substation at its final position*. 11 de abril del 2012.

<https://www.bladt.dk/news/anholt-substation-at-its-final-position.aspx>

[21] ORBICON. DONG Energy. Anholt Offshore Wind Farm. *Post-construction Monitoring of Bird Migration*.

https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Vindenergi/resultat_af_post-construction_fuglemoniteringsprogram_2014-2016.pdf

[23-28] GEMINI. *Gemini Wind Park, Living on Wind*.

<https://www.geminiwindpark.nl/the-book.html>

[24] Wind-turbine-models. *Siemens SWT-4.0-130*.

<https://en.wind-turbine-models.com/turbines/601-siemens-swt-4.0-130>

[25] The Wind Power. *SWT-4.0-130*.

https://www.thewindpower.net/turbine_en_957_siemens_swt-4.0-130.php

[26] SHANGHAI ELECTRIC. *4 MW Series Wind Turbine*.

<http://shanghaielectric-smec.com/1-3-4-4mw-wind-turbines/>

[27] Gemini. *600 MW Dutch offshore wind power*.

<https://www.vanoord.com/sites/default/files/gemini-folder.pdf>

[29] GLOBAL TECH I. *Pioneering performance in the North Sea: The offshore wind farm Global Tech I*.

<https://www.globaltechone.de/en/about/>

[30] POWER TECHNOLOGY. *Global Tech I Offshore Wind Farm*.

<https://www.power-technology.com/projects/global-tech-i-offshore-wind-farm/>

[31] AREVA. *Technical data*.

http://de.areva.com/areva-wind/liblocal/docs/AREVAwind_TechnischeDaten.pdf

[32] AREVA. *M5000 Technical data*.

http://www.renugen.co.uk/content/large_wind_turbine_brochures/large_wind_turbine_brochures/areva_m5000.pdf

[33] *Offshore Wind Farms: Technologies, Design and Operation*.

https://books.google.es/books?id=YsxPCgAAQBAJ&pg=PA182&lpg=PA182&dq=Areva+M5000+converter&source=bl&ots=Wgv9qWunbs&sig=ACfU3U3jAbWx0Oqmm4rigrc-9RAcfoDnQ&hl=es&sa=X&ved=2ahUKewikq_aWieLIAhULCRoKHacfDcgQ6AEwC3oECAgQAQ#v=onepage&q=Areva%20M5000%20converter&f=false

[34] MACHINENMOTOR. *Power-Transformer*.

<https://www.machinenmotor.com/details/power-transformer-3300-33000-v-483/>

[35] RENEWABLE TECHNOLOGY. *Global Tech I Offshore Wind Farm, North Sea*.

<https://www.renewable-technology.com/projects/global-tech-i-offshore-wind-farm-north-sea/>

[36] OffshoreWIND. *Germany: Conbit Pulls in Cables at Global Tech I*

<https://www.offshorewind.biz/2013/10/07/germany-conbit-pulls-in-cables-at-global-tech-i/>

[37] TENNET. *BorWin2, Grid connection of the great class*.

<https://www.tennet.eu/our-grid/offshore-projects-germany/borwin2/>

[38] WIKIPEDIA. *HVDC BorWin2*

https://en.wikipedia.org/wiki/HVDC_BorWin2

[39] WIKIPEDIA. *London Array*.

https://en.wikipedia.org/wiki/London_Array#/media/File:London_Array_from_Air_2019.jpg

[40] London Array. *The world's largest offshore wind farm*.

<https://www.londonarray.com/wp-content/uploads/London-Array-Brochure.pdf>

[41] European Subsea Cables Association. *Submarine Power Cables*.

<https://www.escaeu.org/articles/submarine-power-cables/>

[42] New Civil Engineer. *Kent's sea change*. 13 de octubre del 2011.

<https://www.newcivilengineer.com/latest/kents-sea-change-13-10-2011/>

[43] London Array. *Offshore Substation*.

<https://www.londonarray.com/offshore-substation/>

[44] Boskalis. *OFFSHORE WIND FARM INSTALLATION*

<https://www.vbms.com/en/projects/detail/london-array-wind-farm-export-cable-installation>

[45] THEENGINEER. *The Big Project: London Array*.

<https://www.theengineer.co.uk/the-big-project-london-array/>

[46] B. K. Bose, "Global energy scenario and impact of power electronics in 21st century", IEEE Trans. Ind. Electron., vol. 60, no. 7, pp. 2638-2651, Jul. 2013.

[47] V. A. N. Flourentzou, G. Demetriades, "Vsc-based HVDC power transmission systems: An overview", IEEE Trans. Power. Electron., vol. 24, no. 3, pp. 592-602, March 2009.

[48] M. Belkhat, "Stability criteria for ac power systems with regulated loads," Ph.D. dissertation, Purdue Univ. West Lafayette, IN, Dec. 1997.

[49] C. Buchhagen, C. Rauscher, A. Menze, J. Jung, "BorWin1 – First Experiences with harmonic interactions in converter dominated grids," in Proc. of the International ETG Congress, Bonn, Nov. 2015, pp. 1–7.

[50] L. Harnefors, X. Wang, A. G. Yepes, F. Blaabjerg, "Passivity-based stability assessment of grid-connected VSCs – An overview," IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics, vol. 4, no. 1, pp. 116-125, March 2016.

[51] M. Baran, N. Mahajan, "DC distribution for industrial systems: opportunities and challenges," IEEE Trans. on Industry Applications, vol. 39, no. 6, pp. 1596-1601, Nov-Dec. 2003.

[52] M. Cheah-Mane, L. Sainz, E. Prieto-Araujo, O. Gomis-Bellmunt, "Impedance-based analysis of harmonic instabilities in HVDC-connected Offshore Wind Power Plants", Electrical Power and Energy Systems, 106, pp. 420-431, 2019.

[53] R. Blanco-Pardo, "Estudio y modelización de conductores para el diseño de instalaciones eléctricas", Trabajo Fin de Grado, EEBE, UPC, Octubre 2019.

IMSE. *Ventajas e inconvenientes de las tecnologías HVAC y HVDC*.

<http://imseingenieria.blogspot.com/2016/08/ventajas-e-inconvenientes-de-las.html>

TECNOPLC. *CONEXIÓN HVDC DE ENERGÍA ENTRE ETIOPÍA Y KENIA*.

<http://www.tecnoplac.com/conexion-hvdc-de-energia-entre-etiofia-y-kenia/>

Thornton Bank. Offshore WIND INDUSTRY. *Thornton Bank officially inaugurated*.

<https://www.offshorewindindustry.com/news/thornton-bank-officially-inaugurated>

Generador Senvion 6M126. The Wind Power. *6M126 (Senvion)*.

<https://www.thewindpower.net/scripts/fpdf181/turbine.php?id=68>

Renugen. REpower System. *The 5-megawatt power plant with 126 metre rotor diameter*.

http://www.renugen.co.uk/content/large_wind_turbine_brochures/large_wind_turbine_brochures/repower_5m.pdf

Senvion. *Wind-Turbines*.

<https://www.senvion.com/global/en/products-services/wind-turbines/6xm/63m152/7>

C-power. *C-Power has the wind in its sails for 2012*.

http://www.c-power.be/index.php?option=com_content&view=article&id=254

Learningaboutelectronics. *Filtro Paso Bajo-Explicado*.

<http://www.learningaboutelectronics.com/Articulos/Filtro-paso-alto.php>

Windpowerengineering. *FoundOcean completes foundation grouting at Gemini Offshore Wind Farm*.

<https://www.windpowerengineering.com/foundocean-completes-installation-of-gemini-wind-farm/>

Anexo A

A1. Código del barrido de frecuencias del ejemplo introductorio

```
function busfrecuencyscan_1

close all
clear all
clc

Rsys = 0.04;
X1sys = 0.3;
R1 = 0.835;
X11 = 4;
R2 = 0.835;
X12 = 4;
B11 = 0.0013;
B12 = 0.0013;

ks = 0:0.5:60;

Zkbus2_2 = zeros(size(ks));

for m = 1:length(ks)
    k = ks(m);

    Yk1_1 = 1/(Rsys+1j*k*X1sys)+1j*k*B11+1/(R1+1j*k*X11);
    Yk2_2 = 1/(R1+1j*k*X11)+1/(R2+1j*k*X12);
    Yk3_3 = 1/(R2+1j*k*X12)+1j*k*B12;

    Yk1_2 = -1/(R1+1j*k*X11);
    Yk1_3 = 0;

    Yk2_3 = -1/(R2+1j*k*X12);

    [Yk2_1,Yk3_1] = deal(Yk1_2,Yk1_3);

    Yk3_2 = Yk2_3;

    Ykbus = [Yk1_1 Yk1_2 Yk1_3;
             Yk2_1 Yk2_2 Yk2_3;
             Yk3_1 Yk3_2 Yk3_3];

    Zkbus = Ykbus\eye(size(Ykbus));
    Zkbus2_2(m) = Zkbus(2,2);
end

figure(1)
plot(ks,abs(Zkbus2_2),'r')
ylabel('|Z^{k}_{2,2}| (pu)')
xlabel('k (pu)')
```

```
title('Bus frequency scan from bus 2')  
grid on  
zoom on
```



A2. Código del barrido de frecuencias en el parque seleccionado

```
function busfrecuencyscanbus12x12_1

close all
clear all
clc

%frecuencia y pulsacion fundamentales
f1 = 50;
w1 = 2*pi*f1;

%parametros de VSC de WT
Lf = 50e-6;
Rf = 0.02e-3;
alfaf = 50;
alfac = 1000;
Td = 0.1e-3;

%parametros de filtro de WT
Cf = 1e-3;

%reactancias transformadores BT/MT
XlccT1BMpu = 1.6;
XlccT2BMpu = 1.6;

%resist. long., react. long., suscep. transv. totales de lineas MT string
1
RL5_10 = 0.7667;
X1L5_10 = 0.4178;
B1C5_10 = 2*1.0996e-04;
RL3_5 = 0.8167;
X1L3_5 = 0.4178;
B1C3_5 = 2*1.0996e-04;

%resist. long., react. long., suscep. transv. totales de lineas MT string
6
RL6_11 = 1.2171;
X1L6_11 = 0.6566;
B1C6_11 = 2*1.7279e-04;
RL3_6 = 1.3324;
X1L3_6 = 0.6566;
B1C3_6 = 2*1.7279e-04;

%resist. long., react. long., suscep. transv. totales de lineas MT string
9
RL7_12 = 0.4426;
X1L7_12 = 0.2388;
B1C7_12 = 2*6.2832e-05;
RL3_7 = 0.4845;
X1L3_7 = 0.2388;
B1C3_7 = 2*6.2832e-05;

%resist. long., react. long., suscep. transv. totales de linea MT string
10
```

```

RL3_8 = 0.0221;
X1L3_8 = 0.0119;
B1C3_8 = 2*3.1416e-06;

%reactancias transformadores MT/AT
X1ccT1MApu = 0.06;
X1ccT2MApu = 0.062;

%informacion de cada linea AT
lc_km = 41;
Rc_Ohmkm = 0.032;
Lc_Hkm = 0.4e-3;
Cc_Fkm = 0.17e-6;
%resist. long., react. long., suscep. transv. totales de cada linea AT
RL1 = Rc_Ohmkm*lc_km;
X1L1 = w1*Lc_Hkm*lc_km;
B1C1 = w1*Cc_Fkm*lc_km;

%informacion de la red HVAC
SCR = 10;
Pnparque = 40.9e6;
V = 150e3;
%potencia de cc, react. de cc, resist. de cc de la red HVAC
Scc = SCR*Pnparque;
X1cc = V^2/Scc;
Rcc = X1cc/20;

%barrido de frecuencia
ks = 0.05:0.05:60;

frombus='from bus 9';

if strcmp(frombus,'from bus 4')
    Zkbus4_4 = zeros(size(ks));
elseif strcmp(frombus,'from bus 6')
    Zkbus6_6 = zeros(size(ks));
elseif strcmp(frombus,'from bus 7')
    Zkbus7_7 = zeros(size(ks));
elseif strcmp(frombus,'from bus 8')
    Zkbus8_8 = zeros(size(ks));
elseif strcmp(frombus,'from bus 9')
    Zkbus9_9 = zeros(size(ks));
elseif strcmp(frombus,'from bus 11')
    Zkbus11_11 = zeros(size(ks));
elseif strcmp(frombus,'from bus 12')
    Zkbus12_12 = zeros(size(ks));
else
    errordlg('String assigned to ''frombus'' is not correct.','Error')
    return
end

for m = 1:length(ks)
    k = ks(m);

    RkWT = Rf+Lf*(alfac*cos(Td*(k*w1-w1))+alfaf);
    XkWT = Lf*(k*w1-w1)-(Rf+Lf*alfac)*(alfaf/(k*w1-w1));

```

$$\begin{aligned} ZkWT &= RkWT+1j*XkWT; \\ ZkWT4 &= ZkWT/0.004761; \\ ZkWT6 &= ZkWT/10.89; \\ \\ ZkCf &= -1j*(1/(k*w1*Cf)); \\ ZkCf4 &= ZkCf/0.004761; \\ ZkCf6 &= ZkCf/10.89; \\ \\ ZkT1BM &= 1j*k*X1ccT1BMpu; \\ ZkT2BM &= 1j*k*X1ccT2BMpu; \\ \\ ZkL5_10 &= RL5_10+1j*k*X1L5_10; \\ YkC5_10 &= 1j*k*B1C5_10; \\ ZkL5_10 &= ZkL5_10/10.89; \\ YkC5_10 &= YkC5_10*10.89; \\ \\ ZkL3_5 &= RL3_5+1j*k*X1L3_5; \\ YkC3_5 &= 1j*k*B1C3_5; \\ ZkL3_5 &= ZkL3_5/10.89; \\ YkC3_5 &= YkC3_5*10.89; \\ \\ ZkL6_11 &= RL6_11+1j*k*X1L6_11; \\ YkC6_11 &= 1j*k*B1C6_11; \\ ZkL6_11 &= ZkL6_11/10.89; \\ YkC6_11 &= YkC6_11*10.89; \\ \\ ZkL3_6 &= RL3_6+1j*k*X1L3_6; \\ YkC3_6 &= 1j*k*B1C3_6; \\ ZkL3_6 &= ZkL3_6/10.89; \\ YkC3_6 &= YkC3_6*10.89; \\ \\ ZkL7_12 &= RL7_12+1j*k*X1L7_12; \\ YkC7_12 &= 1j*k*B1C7_12; \\ ZkL7_12 &= ZkL7_12/10.89; \\ YkC7_12 &= YkC7_12*10.89; \\ \\ ZkL3_7 &= RL3_7+1j*k*X1L3_7; \\ YkC3_7 &= 1j*k*B1C3_7; \\ ZkL3_7 &= ZkL3_7/10.89; \\ YkC3_7 &= YkC3_7*10.89; \\ \\ ZkL3_8 &= RL3_8+1j*k*X1L3_8; \\ YkC3_8 &= 1j*k*B1C3_8; \\ ZkL3_8 &= ZkL3_8/10.89; \\ YkC3_8 &= YkC3_8*10.89; \\ \\ ZkT1MA &= 1j*k*X1ccT1MApu; \\ ZkT2MA &= 1j*k*X1ccT2MApu; \\ Zkeq &= 1/((1/ZkT1MA)+(1/ZkT2MA)); \\ \\ ZkL1 &= RL1+1j*k*X1L1; \\ YkC1 &= 1j*k*B1C1; \\ ZkL &= (ZkL1/2)/225; \\ YkC &= (2*YkC1)*225; \end{aligned}$$

```

ZkS = Rcc+1j*k*Xlcc;
ZkS = ZkS/225;

Yk1_1 = 1/ZkS + 1/ZkL + YkC/2;
Yk2_2 = 1/ZkL + YkC/2 + 1/Zkeq;
Yk3_3 = 1/Zkeq + 1/ZkL3_5 + YkC3_5/2 + 1/ZkL3_6 + YkC3_6/2 ...
      + 1/ZkL3_7 + YkC3_7/2 + 1/ZkL3_8 + YkC3_8/2;

if strcmp(frombus,'from bus 4')
    Yk4_4 = 1/ZkCf4 + 1/ZkT1BM;
else
    Yk4_4 = 1/ZkWT4 + 1/ZkCf4 + 1/ZkT1BM;
end

Yk5_5 = 1/ZkT1BM + 1/ZkL3_5 + YkC3_5/2 + 1/ZkL5_10 + YkC5_10/2;

if strcmp(frombus,'from bus 6')
    Yk6_6 = 1/ZkCf6 ...
      + 1/ZkL3_6 + YkC3_6/2 + 1/ZkL6_11 + YkC6_11/2;
else
    Yk6_6 = 1/ZkWT6 + 1/ZkCf6 ...
      + 1/ZkL3_6 + YkC3_6/2 + 1/ZkL6_11 + YkC6_11/2;
end

if strcmp(frombus,'from bus 7')
    Yk7_7 = 1/ZkCf6 ...
      + 1/ZkL3_7 + YkC3_7/2 + 1/ZkL7_12 + YkC7_12/2;
else
    Yk7_7 = 1/ZkWT6 + 1/ZkCf6 ...
      + 1/ZkL3_7 + YkC3_7/2 + 1/ZkL7_12 + YkC7_12/2;
end

if strcmp(frombus,'from bus 8')
    Yk8_8 = 1/ZkCf6 + 1/ZkL3_8 + YkC3_8/2;
else
    Yk8_8 = 1/ZkWT6 + 1/ZkCf6 + 1/ZkL3_8 + YkC3_8/2;
end

if strcmp(frombus,'from bus 9')
    Yk9_9 = 1/ZkCf4 + 1/ZkT2BM;
else
    Yk9_9 = 1/ZkWT4 + 1/ZkCf4 + 1/ZkT2BM;
end

Yk10_10 = 1/ZkT2BM + 1/ZkL5_10 + YkC5_10/2;

if strcmp(frombus,'from bus 11')
    Yk11_11 = 1/ZkCf6 + 1/ZkL6_11 + YkC6_11/2;
else
    Yk11_11 = 1/ZkWT6 + 1/ZkCf6 + 1/ZkL6_11 + YkC6_11/2;
end

if strcmp(frombus,'from bus 12')
    Yk12_12 = 1/ZkCf6 + 1/ZkL7_12 + YkC7_12/2;
else
    Yk12_12 = 1/ZkWT6 + 1/ZkCf6 + 1/ZkL7_12 + YkC7_12/2;
end

```

```

end

Yk1_2 = -1/ZkL;
[Yk1_3, Yk1_4, Yk1_5, Yk1_6, ...
  Yk1_7, Yk1_8, Yk1_9, Yk1_10, Yk1_11, Yk1_12] = deal(0);

Yk2_3 = -1/Zkeq;
[Yk2_4, Yk2_5, Yk2_6, Yk2_7, Yk2_8, Yk2_9, Yk2_10, Yk2_11, Yk2_12] = deal(0);

[Yk3_4, Yk3_9, Yk3_10, Yk3_11, Yk3_12] = deal(0);
Yk3_5 = -1/ZkL3_5;
Yk3_6 = -1/ZkL3_6;
Yk3_7 = -1/ZkL3_7;
Yk3_8 = -1/ZkL3_8;

Yk4_5 = -1/ZkT1BM;
[Yk4_6, Yk4_7, Yk4_8, Yk4_9, Yk4_10, Yk4_11, Yk4_12] = deal(0);

[Yk5_6, Yk5_7, Yk5_8, Yk5_9, Yk5_11, Yk5_12] = deal(0);
Yk5_10 = -1/ZkL5_10;

[Yk6_7, Yk6_8, Yk6_9, Yk6_10, Yk6_12] = deal(0);
Yk6_11 = -1/ZkL6_11;

[Yk7_8, Yk7_9, Yk7_10, Yk7_11] = deal(0);
Yk7_12 = -1/ZkL7_12;

[Yk8_9, Yk8_10, Yk8_11, Yk8_12] = deal(0);

Yk9_10 = -1/ZkT2BM;
[Yk9_11, Yk9_12] = deal(0);

[Yk10_11, Yk10_12] = deal(0);

Yk11_12 = 0;

[Yk2_1, Yk3_1, Yk4_1, Yk5_1, Yk6_1, ...
  Yk7_1, Yk8_1, Yk9_1, Yk10_1, Yk11_1, Yk12_1] ...
= deal(Yk1_2, Yk1_3, Yk1_4, Yk1_5, Yk1_6, ...
  Yk1_7, Yk1_8, Yk1_9, Yk1_10, Yk1_11, Yk1_12);

[Yk3_2, Yk4_2, Yk5_2, Yk6_2, ...
  Yk7_2, Yk8_2, Yk9_2, Yk10_2, Yk11_2, Yk12_2] ...
= deal(Yk2_3, Yk2_4, Yk2_5, Yk2_6, ...
  Yk2_7, Yk2_8, Yk2_9, Yk2_10, Yk2_11, Yk2_12);

[Yk4_3, Yk5_3, Yk6_3, ...
  Yk7_3, Yk8_3, Yk9_3, Yk10_3, Yk11_3, Yk12_3] ...
= deal(Yk3_4, Yk3_5, Yk3_6, ...
  Yk3_7, Yk3_8, Yk3_9, Yk3_10, Yk3_11, Yk3_12);

[Yk5_4, Yk6_4, ...
  Yk7_4, Yk8_4, Yk9_4, Yk10_4, Yk11_4, Yk12_4] ...
= deal(Yk4_5, Yk4_6, ...
  Yk4_7, Yk4_8, Yk4_9, Yk4_10, Yk4_11, Yk4_12);

```

```

[Yk6_5, ...
  Yk7_5, Yk8_5, Yk9_5, Yk10_5, Yk11_5, Yk12_5] ...
= deal(Yk5_6, ...
  Yk5_7, Yk5_8, Yk5_9, Yk5_10, Yk5_11, Yk5_12);

[Yk7_6, Yk8_6, Yk9_6, Yk10_6, Yk11_6, Yk12_6] ...
= deal(Yk6_7, Yk6_8, Yk6_9, Yk6_10, Yk6_11, Yk6_12);

[Yk8_7, Yk9_7, Yk10_7, Yk11_7, Yk12_7] ...
= deal(Yk7_8, Yk7_9, Yk7_10, Yk7_11, Yk7_12);

[Yk9_8, Yk10_8, Yk11_8, Yk12_8] = deal(Yk8_9, Yk8_10, Yk8_11, Yk8_12);

[Yk10_9, Yk11_9, Yk12_9] = deal(Yk9_10, Yk9_11, Yk9_12);

[Yk11_10, Yk12_10] = deal(Yk10_11, Yk10_12);

Yk12_11 = Yk11_12;

Ykbus = [Yk1_1 Yk1_2 Yk1_3 Yk1_4 Yk1_5 Yk1_6 ...
  Yk1_7 Yk1_8 Yk1_9 Yk1_10 Yk1_11 Yk1_12;
  Yk2_1 Yk2_2 Yk2_3 Yk2_4 Yk2_5 Yk2_6 ...
  Yk2_7 Yk2_8 Yk2_9 Yk2_10 Yk2_11 Yk2_12;
  Yk3_1 Yk3_2 Yk3_3 Yk3_4 Yk3_5 Yk3_6 ...
  Yk3_7 Yk3_8 Yk3_9 Yk3_10 Yk3_11 Yk3_12;
  Yk4_1 Yk4_2 Yk4_3 Yk4_4 Yk4_5 Yk4_6 ...
  Yk4_7 Yk4_8 Yk4_9 Yk4_10 Yk4_11 Yk4_12;
  Yk5_1 Yk5_2 Yk5_3 Yk5_4 Yk5_5 Yk5_6 ...
  Yk5_7 Yk5_8 Yk5_9 Yk5_10 Yk5_11 Yk5_12;
  Yk6_1 Yk6_2 Yk6_3 Yk6_4 Yk6_5 Yk6_6 ...
  Yk6_7 Yk6_8 Yk6_9 Yk6_10 Yk6_11 Yk6_12;
  Yk7_1 Yk7_2 Yk7_3 Yk7_4 Yk7_5 Yk7_6 ...
  Yk7_7 Yk7_8 Yk7_9 Yk7_10 Yk7_11 Yk7_12;
  Yk8_1 Yk8_2 Yk8_3 Yk8_4 Yk8_5 Yk8_6 ...
  Yk8_7 Yk8_8 Yk8_9 Yk8_10 Yk8_11 Yk8_12;
  Yk9_1 Yk9_2 Yk9_3 Yk9_4 Yk9_5 Yk9_6 ...
  Yk9_7 Yk9_8 Yk9_9 Yk9_10 Yk9_11 Yk9_12;
  Yk10_1 Yk10_2 Yk10_3 Yk10_4 Yk10_5 Yk10_6 ...
  Yk10_7 Yk10_8 Yk10_9 Yk10_10 Yk10_11 Yk10_12;
  Yk11_1 Yk11_2 Yk11_3 Yk11_4 Yk11_5 Yk11_6 ...
  Yk11_7 Yk11_8 Yk11_9 Yk11_10 Yk11_11 Yk11_12;
  Yk12_1 Yk12_2 Yk12_3 Yk12_4 Yk12_5 Yk12_6 ...
  Yk12_7 Yk12_8 Yk12_9 Yk12_10 Yk12_11 Yk12_12];

Zkbus = Ykbus\eye(size(Ykbus));

if strcmp(frombus, 'from bus 4')
  Zkbus4_4(m) = Zkbus(4,4);
elseif strcmp(frombus, 'from bus 6')
  Zkbus6_6(m) = Zkbus(6,6);
elseif strcmp(frombus, 'from bus 7')
  Zkbus7_7(m) = Zkbus(7,7);
elseif strcmp(frombus, 'from bus 8')
  Zkbus8_8(m) = Zkbus(8,8);
elseif strcmp(frombus, 'from bus 9')

```



```

        Zkbus9_9(m) = Zkbus(9,9);
    elseif strcmp(frombus, 'from bus 11')
        Zkbus11_11(m) = Zkbus(11,11);
    elseif strcmp(frombus, 'from bus 12')
        Zkbus12_12(m) = Zkbus(12,12);
    end
end

figure(1)
if strcmp(frombus, 'from bus 4')
    plot(ks,abs(Zkbus4_4), 'r')
    ylabel('|Z^{k}_{4,4}| (pu)')
elseif strcmp(frombus, 'from bus 6')
    plot(ks,abs(Zkbus6_6), 'r')
    ylabel('|Z^{k}_{6,6}| (pu)')
elseif strcmp(frombus, 'from bus 7')
    plot(ks,abs(Zkbus7_7), 'r')
    ylabel('|Z^{k}_{7,7}| (pu)')
elseif strcmp(frombus, 'from bus 8')
    plot(ks,abs(Zkbus8_8), 'r')
    ylabel('|Z^{k}_{8,8}| (pu)')
elseif strcmp(frombus, 'from bus 9')
    plot(ks,abs(Zkbus9_9), 'r')
    ylabel('|Z^{k}_{9,9}| (pu)')
elseif strcmp(frombus, 'from bus 11')
    plot(ks,abs(Zkbus11_11), 'r')
    ylabel('|Z^{k}_{11,11}| (pu)')
elseif strcmp(frombus, 'from bus 12')
    plot(ks,abs(Zkbus12_12), 'r')
    ylabel('|Z^{k}_{12,12}| (pu)')
end
xlabel('k (pu)')
title(['Bus frequency scan ' frombus])
grid on
zoom on

```

