

**CENTRO UNIVERSITARIO TECNOLÓGICO
CEUTEC**

FACULTAD DE INGENIERÍA ELECTRÓNICA

PROYECTO DE GRADUACIÓN

**“ANÁLISIS PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE UN PARQUE EÓLICO MARINO EN
LA COSTA NORTE DE HONDURAS”**

SUSTENTADO POR

ALEX GABRIELA SADLOO SILVA, 31811909

PREVIA INVESTIDURA AL TÍTULO DE INGENIERIA ELECTRÓNICA

TEGUCIGALPA

HONDURAS, C.A.

XX, 2022

**CENTRO UNIVERSITARIO TECNOLÓGICO
CEUTEC**

INGENIERÍA ELECTRÓNICA

AUTORIDADES UNIVERSITARIAS

RECTOR

MARLON ANTONIO BREVÉ REYES

SECRETARIO GENERAL

ROGER MARTÍNEZ MIRALDA

VICERRECTORA ACADÉMICA CEUTEC

DINA ELIZABETH VENTURA DÍAZ

DIRECTORA ACADÉMICA CEUTEC

IRIS GABRIELA GONZALES ORTEGA

TEGUCIGALPA

HONDURAS, C.A.

ENERO, 2022

**“ANALISIS PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE UN PARQUE EÓLICO
MARINO EN LA COSTA NORTE DE HONDURAS”**

**TRABAJO PRESENTADO EN EL CUMPLIMIENTO DE LOS REQUISITOS
EXIGIDOS PARA OPTAR AL TÍTULO DE:**

INGENIERÍA ELECTRÓNICA

ASESOR:

ING. ROGER DANIEL PONCE RODRÍGUEZ

TERNA EXAMINADORA:

MANUEL ALEJANDRO ELVIR OSORIO

ELMER HERNAN CRUZ AVILA

TEGUCIGALPA

HONDURAS, C.A.

ENERO, 2022

RESUMEN EJECUTIVO

Se desarrolló una investigación para la implementación de un parque eólico marino en la costa del departamento de Colón, Honduras, con el propósito de aumentar la generación de energía a través de fuentes renovables en el país. Asimismo, expandir el campo de la energía eólica y explotar las bondades que presenta este tipo de proyecto. El desarrollo de esta investigación está basado en el potencial que presentan la tecnología de los aerogeneradores en la actualidad, ya que esta ha ido mejorando con el tiempo, así como la oportunidad de innovación que se presenta con ella, dado que este tipo de proyectos todavía siguen siendo considerados relativamente nuevos. Para esta investigación se recopiló información presentada en diversos informes y reportes, estos basados en datos reales y de carácter cuantitativo. Con la investigación se realizó para fomentar la importancia de las fuentes de energías renovables.

Palabras clave: aerogeneradores, energía eólica terrestre y marina, generación energética, fuentes de energía renovables.

ABSTRACT

This research was carried out for the implementation of an offshore wind farm off the coast of the department of Colon, Honduras, with the purpose of increasing the generation of energy through renewable sources in the country. Also, to expand the field of wind energy and take advantage of the benefits of this type of project. The development of this research is based on the potential that wind turbine technology currently has, since it has been improving over time, as well as the opportunity for innovation that is presented with it, since this type of projects are still considered relatively new. For this research, information presented in various reports was compiled from actual and quantitative data. The research was conducted to promote the importance of renewable energy sources.

Key words: wind turbines, onshore and offshore wind energy, power generation, renewable energy sources.

CONTENIDO

RESUMEN EJECUTIVO	IV
ABSTRACT.....	V
INDICE DE TABLAS.....	VIII
TABLA DE ILUSTRACIONES	IX
GLOSARIO.....	XII
CAPITULO I: INTRODUCCIÓN	1
1.1 CONTENIDO GENERAL DE LOS CAPÍTULOS.....	2
CAPITULO II: PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	5
2.1 ANTECEDENTES.....	5
2.2 DEFINICIÓN DEL PROBLEMA.....	7
2.3 PREGUNTAS DE INVESTIGACIÓN	7
2.4 HIPÓTESIS.....	8
2.5 JUSTIFICACIÓN	9
CAPITULO III: OBJETIVOS.....	11
3.1 OBJETIVO GENERAL	11
3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	11
CAPITULO IV: MARCO TEORICO	12
4.1 ENERGÍA EÓLICA:.....	12
4.2 EL VIENTO	12
4.2.1 <i>Escala del Viento</i>	14
4.2.2 <i>Velocidad del Viento y su Potencia</i>	16
4.3 PARQUES EOLICOS	19
4.4 PARQUES EOLICOS MARINOS	20
4.5 EL AEROGENERADOR	24
4.5.1 <i>Partes Fundamentales de un Aerogenerador</i>	25
4.5.1.1. Rotor:	26
4.5.1.2 Palas:	27
4.5.1.3 Góndola.....	28
4.5.1.4 Generador.....	29
4.5.1.5 Anemómetro:	30
4.5.1.6 Veleta.....	31
4.5.1.7 Torre.....	31
4.5.1.8 Eje Principal.....	33
4.5.1.9 Multiplicador.....	33
4.5.1.10 Frenos.....	34
4.5.1.11 Sistemas Auxiliares:.....	35
4.5.1.11.1 Sistemas refrigeración:.....	35

4.5.1.11.2 Sistemas protección:.....	35
4.5.1.11.2 Regulación de potencia:	36
4.6 TIPOS DE AEROGENERADORES	36
4.6.1 <i>Clasificación según su tipo de eje:</i>	36
4.6.1.1 Clasificación según el número de palas en la turbina:	38
4.6.2 <i>Clasificación por el tipo de generador:</i>	39
4.6.4 <i>Clasificación según la velocidad de giro del rotor:</i>	40
4.6.5 <i>Clasificación según la magnitud de potencia que manejan:</i>	40
4.6.6 <i>Método de clasificación según el estándar de la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC):</i>	40
4.6.7 <i>Aerogeneradores más potentes reportados a 2022</i>	42
4.7 CIMENTACIÓN DE UNA TURBINA ELÉCTRICA EN EL MAR:	46
4.7.1 <i>Los tipos de cimentación de una instalación marina</i>	47
4.7.1.1 Monopilote o <i>Monopile:</i>	47
4.7.1.2 Cimentación por gravedad o <i>Gravity Foundation:</i>	49
4.7.1.3 Trípode o “Jacket”	50
4.7.2 <i>Plataformas Flotantes</i>	52
4.7.2.1 <i>Plataforma semi-sumergida con patas de tensión</i>	53
4.7.2.2 <i>Boya de amarre</i>	54
4.7.2.3 <i>SPAR floater:</i>	55
4.7.2.4 <i>Tension Leg Platform TLP:</i>	56
4.7.2 <i>Conexión Eléctrica en parques eólicos</i>	57
4.7.2.1 <i>Evacuación de la energía</i>	58
4.8 METODOS DE EMPLAZAMIENTO PARA PARQUES EÓLICOS EN EL MAR	61
4.8.1 <i>Eta de Recolección de datos:</i>	61
4.8.1.1 <i>Eta de Exclusión</i>	61
4.8.2 <i>Eta de Evaluación</i>	63
4.9 CONSECUENCIAS QUE CONLLEVAN LOS PARQUES EÓLICOS MARINOS	68
CAPITULO V: METODOLOGÍA Y PROCESO	75
5.1 <i>Enfoque y métodos</i>	75
5.1.1 <i>Descripción del enfoque:</i>	75
5.1.2 <i>Descripción del método:</i>	75
5.1.3 <i>Diseño de la investigación:</i>	76
5.2 <i>Técnicas e Instrumentos Aplicados</i>	77
5.2.1 <i>Recolección de datos:</i>	77
5.2.2 <i>Instrumentos de Medición</i>	77
5.3 <i>Fuentes de Información:</i>	78
5.3.1 <i>Fuentes Primarias</i>	78
5.3.2 <i>Fuentes Secundarias:</i>	78
. CAPITULO VI: RESULTADOS Y ANÁLISIS	79
6.1 <i>RESULTADOS, COMPROBACIÓN Y ANÁLISIS DE HIPÓTESIS</i>	79
6.1.1 <i>Datos recopilados y analizados</i>	79
6.1.1.1 <i>Sector Generación en Honduras:</i>	79

6.1.1.2 Dinamarca como referencia	87
6.1.1.3 Costa de Colón como punto para implementación:	91
6.1.1.4 Batimetría en la Costa del Departamento de Colón	94
6.2 AEROGENERADOR ELEGIDO:	98
6.3 PROYECCIÓN DEL POTENCIAL EÓLICO:.....	99
6.4 SUBESTRUCTURA DE SELECCIÓN	103
6.5 DISPOSICIÓN DE LAS TURBINAS EN EL PARQUE	106
6.7 SISTEMA DE CONEXIÓN Y TRANSPORTE ELÉCTRICO	110
6.8 COSTO NIVELADO DE ENERGÍA.....	119
6.9 COBERTURA ELÉCTRICA EN HONDURAS:	122
6.10 ANÁLISIS DE HIPÓTESIS 1:	124
6.11 ANÁLISIS HIPÓTESIS 2:	125
CAPITULO VII: VIABILIDAD.....	128
CAPITULO VIII: APLICABILIDAD	133
CAPITULO IX: CONCLUSIONES.....	138
CAPITULO X: RECOMENDACIONES	140
CAPITULO XI: ANEXOS	141
CAPITULO XII: BIBLIOGRAFÍA	144

INDICE DE TABLAS

Tabla 4. 1 Escalas para el estudio del viento	15
Tabla 4. 2 Comparación de los aerogeneradores de eje vertical, tomada (Muñoz, 2020)	37
Tabla 4. 3 Tipos de aerogeneradores según IEC-61400-1, tomada de (Comisión Electrónica Internacional, 2019)	41
Tabla 4. 4Cuadro Comparativo de las turbinas más potentes en la actualidad:.....	46
Tabla 4. 5 Calificaciones de comparación por pares	63
Tabla 4. 6 Criterios de evaluación	64
Tabla 6. 1 Parques eólicos en Honduras detalles principales.....	80
Tabla 6. 2 Potencia Eléctrica Instalada, 2019	80
Tabla 6. 3 Producción de Centrales Eólicas en Honduras, 2019	83
Tabla 6. 4 GENERACIÓN EÓLICA SEMANAL PARQUES EÓLICOS EN HONDURAS 2022 [MWh].....	84
Tabla 6. 5 Proyección de Generación parque Cerro de Hula.....	85
Tabla 6. 6 Proyección de Generación parque Chinchayote	86

Tabla 6. 7 Proyección de Generación parque San Marcos	87
Tabla 6. 8 Parques eólicos en Dinamarca detalles principales.	89
Tabla 6. 9 Características: Cimentación Monopilote.....	103
Tabla 6. 10 Características: Cimentación por gravedad	105
Tabla 6. 11 Características: Cimentación Jacket	105
Tabla 6. 12 Proyectos con conexiones HVDC entregados por ABB.....	116
Tabla 6. 13 Índice de cobertura eléctrica por Departamento, tomada de (Dirección General de Electricidad y Mercados, 2019)	122
Tabla 7. 1 Tasa Interna de Retorno y Tiempo de amortización según tasa de abandono.....	133

TABLA DE ILUSTRACIONES

Ilustración 4. 1 Esquema de los vientos Globales.....	13
Ilustración 4. 2 Curva de Potencia de una turbina eólica y estadística de variabilidad del viento.	18
Ilustración 4. 3 Parque Offshore "Vindeby" y sus 11 eólicas, Imagen tomada de (Zafar, 2018). 21	
Ilustración 4. 4 Funcionamiento de una instalación eólica en el mar, (Romero, 2021) , editada. 22	
Ilustración 4. 5 Parque eólico en Cerro de Hula	23
Ilustración 4. 6 Parque eólico Veja mate, Alemania.....	23
Ilustración 4. 7 Aerogenerador en el mar (Power Technology, 2019).....	25
Ilustración 4. 8 Partes fundamentales de un aerogenerador de eje horizontal	26
Ilustración 4. 9 Modelo simplificado del sistema dinámico	27
Ilustración 4. 10 Palas de un aerogenerador	28
Ilustración 4. 11 Góndola.....	29
Ilustración 4. 12 Generador.....	30
Ilustración 4. 13 Anemómetro	31

Ilustración 4. 14 Veleta.....	31
Ilustración 4. 15 Torre.....	32
Ilustración 4. 16 Eje principal de rodamiento.....	33
Ilustración 4. 17 Caja Multiplicadora	34
Ilustración 4. 18 Sistema de frenado.....	35
Ilustración 4. 19 Disposición de rotor en sotavento y barlovento.....	38
Ilustración 4. 20 Tipos de aerogenerador según su número de palas.....	39
Ilustración 4. 21 Aerogenerador Haliade-X 14.....	43
Ilustración 4. 22 Aerogenerador SG-14.0-236 DD.....	44
Ilustración 4. 23 Tipos de cimentaciones de parques eólicos marinos, Imagen tomada de (Lynn, 2012).....	52
Ilustración 4. 24 Plataforma sumergida con patas de tensión y Boya de amarre, Imagen tomada de (Lynn, 2012).....	54
Ilustración 4. 25 Implementaciones de Turbinas Eólicas Marinas, Tomada de (Bauer, 2020)	57
Ilustración 4. 26 Cable HVAC.....	59
Ilustración 4. 27 Cable HVDC.....	60
Ilustración 4. 28 Gráfico anual de la capacidad instalada de energía eólica marina	67
Ilustración 4. 29 Capacidad Mundial de energía eólica en funcionamiento.	67
Ilustración 4. 30 Capacidad mundial de energía eólica final para 2021.	68
Ilustración 6. 1 Mapa con la ubicación geográfica las plantas generadoras de energía renovable en Honduras 79	
Ilustración 6. 2 Grafico de potencia eléctrica por tipo de fuente	81
Ilustración 6. 3 Recorrido de la potencia instalada por parte de energías renovables en Honduras 1967-2019.	81
Ilustración 6. 4 Capacidad Eólica Instalada y variación anual	82
Ilustración 6. 5 Distribución de los parques Offshore en Dinamarca	88
Ilustración 6. 6 Capacidad mundial de energía eólica marina en funcionamiento - por país	91
Ilustración 6. 7 Proyección del viento en la costa del Departamento de Colón, punto ubicado aproximadamente a 20 km de la orilla (9:00 a.m.). (Meteoblue, 2022)	92
Ilustración 6. 8 Proyección del viento en costa adentro del Departamento de Colón, (12:00 p.m.) punto ubica aproximadamente a 20 Km de la orilla, (Meteoblue, 2022)	93

Ilustración 6. 9 Proyección del viento en costa adentro del Departamento de Colón, (6:00 p.m.) (Meteoblue, 2022).....	94
Ilustración 6. 10 Proyección de la profundidad del mar en la Costa del Departamento de Colón	95
Ilustración 6. 11 Carta Náutica de la Costa del Departamento de Colón con OpenSea-	96
Ilustración 6. 12 Carta Náutica de la Costa del Departamento de Colón con Gpsnauticalcharts.	96
Ilustración 6. 13 Comportamiento del viento en 2021 (km/h).....	99
Ilustración 6. 14 Coeficiente de potencia según el tipo de aerogenerador, (Castro, Pareja, & Dávila, 2015).....	100
Ilustración 6. 15 Efecto Estela	107
Ilustración 6. 16 Regiones de Estela de una Turbina eólica	108
Ilustración 6. 17 Esquema: disposición para colocación de turbinas.....	110
Ilustración 6. 18 Esquemas de conexión HVDC para eólica marina: Conexión punto a punto.	113
Ilustración 6. 19 Esquemas de conexión eléctrica en HVDC	114
Ilustración 6. 20 El sistema eléctrico para un pequeño parque eólico de CA. (Lundberg)	117
Ilustración 6. 21 El sistema eléctrico de un parque eólico marino de CA. (Lundberg).....	118
Ilustración 6. 22 Contribución del LCOE a nivel de componentes para el proyecto de referencia para la energía eólica marina que funciona durante 25 años.	120
Ilustración 6. 23 Mapas de líneas de Trasmisión de Energía Eléctrica en Honduras	123

GLOSARIO

- a. **Batimetría:** originalmente se refería a la profundidad del océano en relación con el nivel del mar, aunque ahora significa "topografía submarina" o profundidades y formas del terreno submarino. De la misma manera que los mapas topográficos representan las características tridimensionales (o relieve) del terreno terrestre, los mapas batimétricos ilustran la tierra que se encuentra bajo el agua. Las variaciones en el relieve del fondo marino pueden representarse mediante líneas de contorno y color denominadas contornos de profundidad o isóbatas. (Ocean National Service , 2022)
- b. **Capacidad Instalada:** La Administración de Información de Energía de EE.UU. (EIA) define a la capacidad como la producción máxima de electricidad que un generador puede producir en condiciones ideales. Los niveles de Capacidad se determinan normalmente como resultado de pruebas de rendimiento y permiten a las empresas de servicios públicos proyectar la carga eléctrica máxima que puede soportar un generador. La capacidad se mide generalmente en megavatios. (Oficina de Eficiencia Energética y Energías Renovables , 2017)
- c. **Costo nivelado de energía (LCOE):** es el valor del coste total actual de construir y operar una instalación generadora de energía a lo largo de toda su vida útil. El LCOE mide los costes totales que una instalación tendrá a lo largo de toda su vida y los divide por la producción de energía que realizará también durante todos sus años de operación. (Enérgya-VM, 2020)
- d. **Dirección General de Electricidad y Mercados (DGEM):** según la página oficial de DGEM, esta se define como; unidad técnica especializada que pertenece a la Subsecretaría de Estado en Energía Renovable y Electricidad. Sus funciones son planificar, organizar dirigir, asesorar actividades relativas a la formulación, coordinación y evaluación de políticas, estrategias y medidas relacionadas al desarrollo y modernización del subsector eléctrico para fomentar a la

competitividad y eficiencia del mercado eléctrico nacional y acceso universal a la energía eléctrica. Asimismo, colabora en la elaboración y emisión de dictámenes técnicos en su ámbito de competencia, estudios e informes relativos a su labor y asiste como soporte a la autoridad superior en materia de electricidad, y en cualquier otra actividad relacionada con la conducción de la política energética nacional de acuerdo con la normativa vigente del país.

- e. **ENEE:** Empresa Nacional de Energía Eléctrica

- f. **Energía mecánica:** es la suma de la energía cinética (energía del movimiento) de la energía potencial (energía almacenada en un sistema por la posición de sus partes). La energía mecánica es constante en un sistema cuando este solo tiene fuerzas gravitacionales, es decir un sistema idealizado, este es el que carece de fuerzas disipadoras, como la fricción o la resistencia en el aire, o uno en el que dichas fuerzas puedan depreciarse razonablemente. (Britannica , 2021)

- g. **Generación eléctrica:** se define como la cantidad de electricidad que se produce durante un periodo de tiempo específico. (Oficina de Eficiencia Energética y Energías Renovables , 2017)

- h. **Gradiente:** la Real Academia Española define este término como la razón entre la variación de una magnitud en dos puntos próximos y la distancia que los separa.

- i. **Isobaras:** son líneas imaginarias que en un mapa meteorológico indican las zonas que tienen la misma presión atmosférica, así permitiendo obtener información acerca de los vientos en las distintas partes del mundo. (YUBRAIN , 2021)

- j. **Matriz eléctrica:** el conjunto de fuentes disponibles para generar electricidad dentro de un estado o país, ya sean renovables o no renovables. Asimismo, representa la cantidad de energía disponible en un lugar.

- k. Operador del Sistema Hondureño (ODS):** el ODS se describe como una empresa que opera principalmente en el sector de la energía eléctrica. Su propósito es asumir estrictamente los objetivos de la ley en cuanto a la función centralizada de la operación técnica del sistema y administración del mercado eléctrico mayorista, con clara y total independencia de los intereses individuales de los agentes del mercado eléctrico o grupos económicos del sector.
- l. Offshore:** este término se refiere a algo situado en el mar un poco lejos de la costa, esta es la denominación en inglés que se le da a los parques eólicos marinos.
- m. Potencia eléctrica:** es un parámetro que indica la cantidad de energía eléctrica transferida de una fuente generadora a un elemento consumidor por unidad de tiempo. (Blanco, 2021)
- n. Potencia nominal:** es la potencia que produce el generador cuando funciona en condiciones normales. Se expresa en Watt (W).
- o. Sistema de Interconectado Nacional (SIN):** La ley General de la Industria Eléctrica en su artículo No.1 apartado C, define al Sistema Interconectado Nacional como el sistema eléctrico formado por las centrales generadoras, las redes de distribución y la red nacional de transmisión que los une físicamente sin interrupción.
- p. Secretaría de Energía Nacional:** es la institución rectora del sector energético nacional a cargo de las estrategias y políticas públicas en materia de energía, que garantiza el aprovechamiento sostenible de los recursos energéticos y suministros accesibles a toda la población como un habilitador del desarrollo socioeconómico del país.

CAPITULO I: INTRODUCCIÓN

En la actualidad, el crecimiento y evolución de las sociedades está muy ligado a las nuevas tecnologías y como estas no solo pretenden optimizar y facilitar la vida de las personas, sino que también se diseñan para ser eficientes y amigables para el medio ambiente. El consumo de energía eléctrica es cada vez más exigente y en medida de atender esta demanda se explotaron de forma desmesurada los combustibles fósiles, los cuales son recursos agotables que han ido disminuyendo con el tiempo y a su vez esto hace que su precio suba. Como propuesta de solución para esta situación, surge la promoción e incentivación de las fuentes de generación de energías renovables, las cuales tienen el objetivo de capturar la energía que se encuentra en los recursos naturales. Existen diferentes tipos de fuentes renovables como energía hidráulica, fotovoltaica, biomasa, geotérmica y eólica, que en este caso es el punto focal de la investigación en cuestión.

La energía eólica es la que se recolecta de la energía cinética que tiene el viento, este proceso se realiza a través de aerogeneradores. Este tipo de recolección de energía eléctrica ha sido bastante empleado, las granjas eólicas se pueden ver como proyectos muy comunes alrededor del mundo. Tal es el caso de Honduras que como parte de fomentar a la generación de energía en el país dio lugar a la implementación de 3 parques eólicos terrestres, los cuales han presentado aportes significativos para el sector eléctrico. Aun así, este tipo de proyecto ha sido objeto de estudio para lograr obtener mejores resultados respecto a sus niveles de producción de energía eléctrica y en resultado a estos estudios, se llegó al diseño de Granjas Eólicas en el mar, las cuales presentan mejores resultados en cuestiones de producción energética. Este tipo de proyecto es bastante conveniente para países con poca extensión territorial, como es el caso de Honduras.

Esta investigación tiene el propósito de analizar si la implementación de un parque eólico marino sería un proyecto posible de ejecutar en la costa de Honduras, esto tomando en cuenta el aporte a la generación de energía en el país y aumento en la capacidad de cobertura energética que dicho parque podría brindar, considerando lo beneficioso que han brindado los proyectos de fuentes renovables actuales en el país.

1.1 CONTENIDO GENERAL DE LOS CAPÍTULOS

Capítulo I: Introducción.

En esta sección se expresa brevemente el tema de la investigación y el contenido de la tesis. Se mencionan a las energías renovables en Honduras, el concepto de energía eólica, su avance y como se podría relacionar este en el país.

Capítulo II: Planteamiento del problema.

Dentro de este apartado se encuentran detallados los antecedentes del tema de investigación, así como la definición del problema, las preguntas de investigación, hipótesis planteadas y la justificación del trabajo

Capítulo III: Objetivos.

En este apartado se detalla el objetivo general de la investigación, seguido de los objetivos específicos que se determinaron a cumplir.

Capítulo IV: Marco teórico.

Se presenta la información recopilada que engloban el tema del proyecto, se ve el concepto del viento, así como los aerogeneradores y sus partes, el concepto de parques eólicos como tal y su proyección en el área de la implantación marina, entre otros puntos de interés.

Capítulo V: Metodología y Procesos

Esta sección tiene el propósito de reportar y justificar los métodos e instrumentos que se ejecutaron para llevar a cabo la investigación. Los puntos que contiene son: Descripción del enfoque y métodos utilizados, así como diseño de la investigación y las técnicas empleadas para la investigación.

Capítulo VI: Resultados y Análisis.

En esta sección, se hace un presentan los resultados que se obtuvieron de la investigación, así como el análisis de estos y la interpretación que realizo.

Capitulo VII: Viabilidad:

Se expone la razón por la que realizar el estudio es posible y porque la energía eólica marina es un mercado atractivo.

Capitulo VIII: Conclusiones:

Básicamente se hace el cierre del trabajo, dando respuesta a las preguntas de investigación según los resultados que se obtuvieron, así como la especificación del cumplimiento de los objetivos planteados.

Capitulo IX: Recomendaciones

Se hacen sugerencias respecto al tema y desarrollo de la investigación. Puntos que se podrían mejorar, ideas comentarios que den pie a nuevas investigaciones relacionadas al sector eólico marino.

Capitulo X: Anexos

En este apartado se proporciona información sobre los programas en línea que se utilizaron para encontrar datos puntuales en la investigación.

Capitulo XI: Bibliografía

Es un listado de todas las fuentes a las que se consultaron para el desarrollo de esta investigación.

CAPITULO II: PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

2.1 Antecedentes

En Honduras el sector eléctrico siempre ha presentado incidencias en relación con las deficiencias que se manifiestan en el área de abastecimiento y suministro a nivel nacional. En 1994, se tuvo que aplicar un racionamiento drástico de energía eléctrica de hasta 12 horas diarias durante 10 meses, dicho suceso provocó pérdidas financieras en la empresa privada. El gobierno, al analizar la situación, pudo detectar la necesidad de políticas y leyes que regularan el sector eléctrico, por lo que el poder legislativo aprobó el decreto No.158-94 “Ley Marco del Subsector Eléctrico” el 26 de noviembre de 1994. En el capítulo II, artículo 2, de dicha ley, se establece como objetivo principal regular las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica que se ejecuten en el territorio nacional, esto aplica para toda persona natural, jurídica y entes públicos, privados o mixtos que participen en cualquiera de las actividades antes mencionadas. (Patuca III Colución y Corrupción, 2021)

En el 2007, durante el gobierno de Manuel Zelaya Rosales, se aprobó la “Ley de la Promoción a la Generación de la Energía Eléctrica con Recursos Renovables”, así como un cambio en la matriz energética para comenzar a fomentar la generación de energía renovable e ir disminuyendo el requerimiento de hidrocarburos. Apoyar a la generación de energía renovable se vio como necesidad al ver que los consumidores no estaban conformes con las tarifas de las plantas de combustibles fósiles ya que al subir el petróleo este afecta directamente el precio de la energía eléctrica.

La matriz de generación en Honduras presento un gran cambio a partir del año 2015, donde la generación de energía renovable mostro una mayor participación. Para diciembre de 2017 la matriz energética que expuso el subsector eléctrico reflejo que la dependencia de energías provenientes de derivados de combustibles fósiles va disminuyendo. Se calculó que su aporte fue alrededor del 39%, por lo que el aporte de la energía proveniente de fuentes renovables (hidroeléctrica, biomasa, solares y eólicas) fue del 61%, esto según lo expresado en el Plan Estratégico de Gobierno 2018-2022.

En Honduras la matriz de generación energética es diversificada, especificando el porcentaje de generación que tiene cada una de las fuentes disponibles en el país se puede decir que en primer

lugar se tiene las fuentes térmicas en base a combustibles fósiles con una influencia del 38.88% (4,039.92 GWh), en segundo lugar, la generación hidroeléctrica con 23.33% (2,430.02 GWh), en tercer lugar, se tiene la aportación del sector fotovoltaico con 10.68% (1,115.53 GWh), en cuarto lugar se presentan la generación térmica a base de biomasa con 8.43% (878.78 GWh), seguido están las plantas a de producción de energía eólica con 7.84% (818.29 GWh) y por último se tiene las plantas a base de carbón con 8.02% (838.67 GWh) y energía geotérmica con 2.82% (295.92 GWh), datos reflejados a 2019. (Dirección General de Electricidad y Mercados, 2019)

Honduras fue el primer país centroamericano en implementar la generación de energía eólica con la ejecución del proyecto del Parque Eólico en Cerro de Hule que está ubicado a 24 km al sur de la capital, Tegucigalpa. Se instalaron 63 turbinas con una capacidad de 2.00 MW cada una. En conjunto el parque tiene una capacidad de generación aproximada a 126 MW, que, como se mencionó anteriormente le provee al Sistema Interconectado Nacional (SIN) y a la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) una potencia eléctrica de 295.92 GWh. (Alvare & Cruz, 2020)

Después de la implementación del Parque eólico Cerro de Hule, se construyó el parque eólico San Marcos, de Gamesa con 50 MW que abastece a 100 mil abonados hondureños. Está ubicado en San Marcos de Colon, en el departamento de Choluteca, en este departamento también se encuentra el parque eólico Chinchayote con un potencial eléctrico de 60MW.

La energía eólica presenta un gran potencial para la obtención de energía eléctrica, además de que reduce las emisiones de contaminación, por lo que se han buscado formas de sacarle más provecho y hacer más eficiente su capacidad de producción. Una de las formas que encontraron para aprovechar más la fuerza del viento fue colocar los aerogeneradores en el mar ya que el viento es más constante por la falta de barreras.

Los proyectos de parques eólicos marinos son llevados con éxito en la actualidad y según el informe publicado por WindEurope: *Eólica Marina en Europa, Tendencia y Estadísticas clave 2018*, febrero de 2019, Reino Unido es el país con mayor implantación de parques eólicos marinos en Europa con un 44% en total, seguido esta Alemania con 34%, Dinamarca con 7%, Bélgica con 6.4% y Países Bajos con 6%. Hoy por hoy, Estados Unidos de América tiene programado comenzar con proyectos para la construcción de parques eólicos marinos que le aporten 4.5 GW a la red eléctrica.

2.2 Definición del Problema

La demanda de energía eléctrica en el mundo va en aumento y, efectivamente, Honduras no está exento de esto. La perspectiva de la demanda hondureña que se había proyectado en el Plan de Generación 2021-2023 publicado en diciembre de 2020 por el Operador del Sistema Hondureño (ODS), fue modificada ya que el comportamiento que se tenía previsto por la demanda de energía supero lo esperado en las primeras 16 semanas del año 2021. Con esto solo se pudo confirmar que el consumo de energía eléctrica va en aumento, lo que genera incertidumbre en el campo ya que toda esa demanda debe de ser sustentada.

El aumento en la generación de energía eléctrica a base de recursos renovables resulta cada vez más necesario, la energía a base de combustibles fósiles o carbón resulta poco rentable para los consumidores dado que los precios de estos pueden llegar a ser exuberantes, los aumentos de precios en la energía eléctrica tienen un impacto en la inflación de un país por lo que el tema resulta de suma importancia. Es en esta parte donde se comienza a trabajar e impulsar a los proyectos de energías renovables, ya que estas son fuentes de energía inagotables y aunque tiene un impacto en el entorno, este es mínimo en comparación con el impacto de la creación de energía eléctrica a través de combustibles fósiles.

La energía eólica en Honduras tiene una participación de índices bajos hasta la fecha. Lo que podría tomarse como iniciativa para sacarle mucho más provecho a esta forma de generación de energía eléctrica. La implementación de un parque eólico marino sería un proyecto que impulsaría a este sector, además de que los parques eólicos marinos están teniendo más participación a nivel mundial dado que el recurso eólico en el mar es mayor que en la tierra.

2.3 Preguntas de Investigación

1. ¿Cuál es el factor por el cual Dinamarca ha expandido cada vez más sus plantas de recolección de energía eólica marina?
2. ¿Un parque eólico marino proporcionaría mejores beneficios que una instalación terrestre?

3. ¿La instalación de un parque eólico marino en la Costa del Departamento de Colón podría proporcionar una generación energética superior a la de los parques eólicos existentes en el país?

2.4 Hipótesis

Hipótesis 1:

H_I: La implementación de parques eólicos marinos genera niveles de producción energética bastante satisfactorios por lo que, entre más parques se implementan, mayor es la generación de energía.

- H₀: Expandir la implementación de campos eólicos no genera mayores niveles de generación energética.

Hipótesis 2:

H_I: Los beneficios que tendría un parque eólico marino serían mejores que los que ofrecen los parques eólicos terrestres.

- H₀: Los beneficios que tendría un parque eólico marino no serían mejores que los que ofrecen los parques eólicos terrestres.

Hipótesis 3:

H_I: El diseño de un parque eólico marino en la costa del Departamento de Colón puede alcanzar una mayor generación energética que los parques existentes con una menor cantidad de aerogeneradores.

- H₀: El diseño de un parque eólico marino en la costa del Departamento de Colón no alcanzará una mayor generación energética que los parques existentes con una menor cantidad de aerogeneradores.

2.5 Justificación

Honduras es un país que se encuentra en vías de desarrollo donde el crecimiento en los sectores como la industria manufacturera, el comercio, la agricultura y agronomía, la banca privada, y su población cada vez se extiende más, por lo que van exigiendo un desarrollo energético mucho más potente y dispuesto a abastecer la demanda energética que requieren para la realización de ciertos procesos y en la ejecución de labores. Entonces, dichas actividades representan de manera directa un factor de presión para el Sistema Energético Nacional, ya que este no solo debe encargarse de suministrar suficiente energía para la industria, sino que también debe alimentar al sector residencial que es el que más consumo presenta. Se puede destacar que el crecimiento económico está relacionado con el consumo de eléctrico, lo que quiere decir que a mayor crecimiento industrial y social mayor necesidad de energía eléctrica.

Por lo anterior resulta de gran interés e importancia apostar por alternativas que ayuden a solventar el problema que existe alrededor de lo que es la demanda de energía eléctrica y que no solo solventen la capacidad de suministro eléctrico, sino que además no sean nocivas para el medio ambiente. Es aquí donde entra la generación de energías renovables que se presentan con una diversidad de proyectos que, a medida han sido puestos en práctica, se han podido estudiar y con ello mejorar para obtener resultados cada vez más satisfactorios. En este caso se hace un enfoque a los parques de generación eólica que inicialmente se implementaron en zonas terrestre y después se pudo observar que una forma de hacerlos más productivos era implementándolos en el mar.

En esta investigación se estará realizando el análisis para la implementación de un Parque eólico marino (offshore) en la Costa Norte del país, esto con el fin de generar un aporte a la economía del país, al Sistema Energético Nacional y a la matriz energética donde se aumenten la capacidad de autoabastecimiento, además de aprovechar los recursos naturales que existen en el territorio nacional, también se esperaría una reducción en el consumo de energía a base de combustibles fósiles y dependencia energética exterior.

La construcción de una granja eólica marina presenta un menor impacto visual y acústico respecto a su instalación y funcionamiento, su capacidad de generación de energía es mayor en comparación a parques terrestres, además brindaría trabajo para la población hondureña, ya sea en la fase de implementación, montaje, mantenimiento y control del parque como tal. Asimismo,

aportaría un suministro de energía eléctrica más constante para la parte de la costa norte donde se implemente lo que beneficiaría a los habitantes ya que es el norte del país el que sufre más con suspensiones y apagones de electricidad.

Debido a que no se cuentan con suficientes estudios de alcance nacional sobre el tema de granjas eólicas marinas y sus posibles implementaciones o aportes para la sociedad, la presente investigación es conveniente para consolidar y proporcionar conocimientos al respecto.

CAPITULO III: OBJETIVOS

3.1 Objetivo General

Realizar un análisis para la implementación de un parque eólico marino en la Costa del Departamento de Colón, Honduras, mediante la recolección de datos referentes a esta tecnología para identificar que oportunidades proporcionaría al departamento y el país.

3.2 Objetivos Específicos

- Examinar el desarrollo que ha tenido la tecnología eólica marina en Dinamarca y como su crecimiento ha beneficiado al país.
- Mostrar los beneficios que tiene un parque eólico marino en contraste a un parque eólico terrestre y como es que su implementación resulta de interés para el futuro.
- Realizar la propuesta de un diseño de parque eólico marino para la costa del Departamento de Colón, Honduras.

CAPITULO IV: MARCO TEORICO

4.1 Energía Eólica:

El uso del recurso eólico se viene explotando desde hace mucho tiempo, por ejemplo, como propulsor de barcos a través de sus velas y más adelante con tradicionales molinos de viento para moler grano y bombear agua. El viento es una fuente a la que se le ha encontrado diversos usos y entre ellos está la generación de energía eléctrica, ya que la energía eólica no es otra cosa que el aprovechamiento del viento y su energía cinética transformada en energía eléctrica mediante turbinas eólicas.

Detallando un poco más, se puede decir que la energía eólica es obtenida de la energía cinética que produce el aire con su movimiento. La energía cinética es transformada en energía eléctrica a través de los aerogeneradores. Cuando el viento golpea las palas de la turbina eólica estas giran, haciendo que dentro de la turbina el rotor gire y este por medio de electromagnetismo genera electricidad.

La implementación de aerogeneradores tanto en tierra como en mar han logrado que el crecimiento de la energía eólica sea bastante rápido y significativo, esto se ha denotado con los niveles en la capacidad de producción global, ya que esta ha ascendido significativamente de 7.5 GW en 1997 a 743 GW para el 2020 según datos de Global Wind Council (GWEC), que de momento se reporta como el mejor año para la producción de energía eólica con 93 GW de nueva capacidad instalada. (Global Wind Energy Council , 2021)

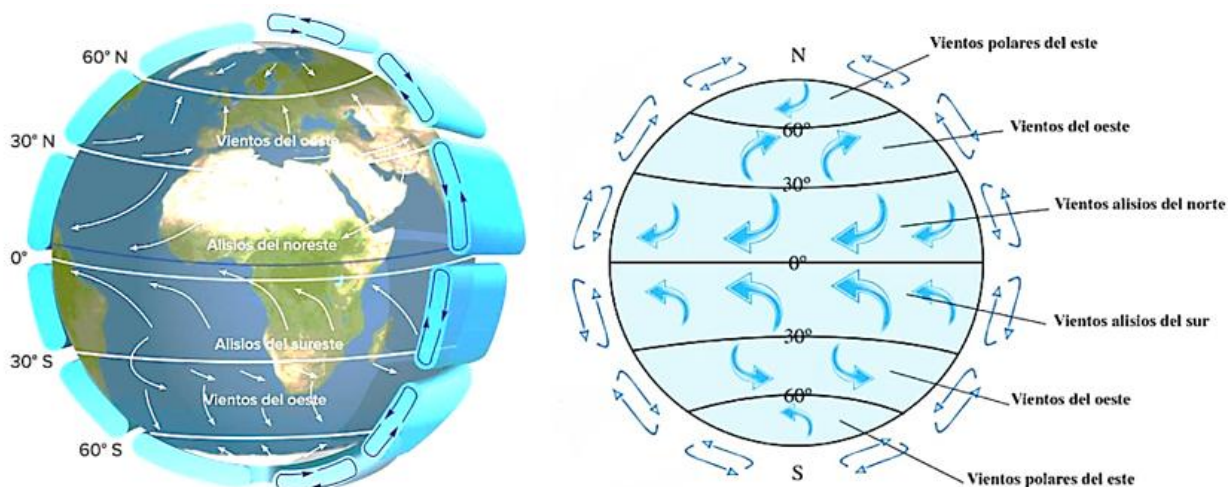
La energía eólica tiene un impacto mínimo en el medio ambiente por lo que es una fuente de generación eléctrica importante para el cambio en un modelo energético eficiente y sostenible por lo que su desarrollo e implementación continúa siendo de interés para la industria.

4.2 El Viento

Aire en movimiento, eso es el viento, o, en otras palabras, movimiento a gran escala de masas en la atmosfera. Estos movimientos de aire se crean a escala global por el calentamiento atmosférico producido por el Sol.

Al ver un esquema del comportamiento de vientos globales, se puede apreciar que las áreas donde el aire desciende son zonas de alta presión y por el contrario donde el aire asciende son zonas de baja presión. El flujo de aire se conduce por este gradiente horizontal de presiones, esto determina la velocidad y dirección inicial del movimiento del aire.

Ilustración 4. 1 Esquema de los vientos Globales



Tomada de (Escuela Náutica homologada por la Junta de Andalucía, s.f.)

Entonces a mayor gradiente de presión mayor fuerza sobre el aire, así como más velocidad del viento. La dirección de la fuerza va desde más alta a más baja presión y perpendicular a las isobaras (líneas que tienen la misma presión), el aire tiende a soplar paralelo al gradiente horizontal de presión y perpendicular a las isobaras. Aun así, en cuanto se establece movimiento de viento, se genera una fuerza de desviación dado a la rotación de la Tierra. (Martínez, 2011)

Esta fuerza de desviación se conoce como el efecto de Coriolis. La fuerza consecuente del gradiente de presión se equilibra con el efecto de Coriolis y el flujo es paralelo a las isobaras. El viento que resulta se denomina viento geostrófico y según Enrique Martínez, autor del libro “Energía Eólica”, el viento geostrófico se encuentra a 1,000 metros sobre el nivel del mar. Esta altura ~~define~~ es suficiente para que el viento no se vea afectado por elementos como el terreno, rigurosidad y obstáculos terrestres.

Para las isobaras curvas existen también fuerzas centrípetas. En el hemisferio Norte la presión del viento geostrófico es menor a la izquierda por consiguiente mayor a la derecha, por ende, alrededor de los centros de baja presión los vientos soplan al contrario de las manecillas del reloj

(Ciclones: estos succionan aire). Alrededor de los centros de alta presión los vientos soplan en sentido de las manecillas del reloj (Anticiclones: expulsan el aire). (Martínez, 2011)

La fuerza Coriolis se debe a la rotación de la Tierra, esta fuerza es la que desvía la trayectoria de los objetos que se desplazan en la Tierra, hacia el este si va hacia los polos y al oeste si va hacia el Ecuador, en otras palabras, desvía los objetos a la derecha en el hemisferio norte y a la izquierda en el hemisferio Sur. La aceleración de los cuerpos es perpendicular al eje de rotación del sistema y a la velocidad de dichos cuerpos.

Además de este efecto hay una gran cantidad de factores que pueden afectar al viento, como ser el diferente calentamiento de la tierra, el mar, montañas, valles, edificios, árboles y demás. También inconvenientes locales de las zonas como, por ejemplo: la brisa marina, encauzamiento, entro otros.

El punto es que lo que regirá el comportamiento del viento está ligado a la ubicación geográfica, a sus características climáticas, a su topografía, irregularidades su altura referente al nivel del mar, etc.

Entonces el conocer el comportamiento del viento en la zona donde se visualiza implementar un aerogenerador es necesario para saber si, primero que nada, es factible colocar un aerogenerador en esa ubicación, ya que con los datos necesarios se realizan cálculos y se puede estimar si la fuerza con la que corre el viento sería suficiente para las aspas del aerogenerador, o hacer el estimado directo de la energía que se podría producir en esa zona, además de ver que diseño sería el más adecuado para la instalación en caso de ser factible.

4.2.1 Escala del Viento

Ya se ha aclarado que el viento a escala global es por las diferencias de las temperaturas que se dan por radiación solar alrededor del globo terráqueo. El movimiento de las masas en el aire se origina gracias a las diferencias de presión y densidad provocadas por dichos cambios de temperatura. Para el estudio del viento se tienen las escalas siguientes:

Escala	Unidad de medida (km)
Planetaria	5,000
Macroescala / Sinóptica	1,000
Mesoescala	100
Microescala	5-10

Tabla 4. 1 Escalas para el estudio del viento

Según Miguel Villarubia (2013), la circulación del viento en dichas escalas se da la manera siguiente:

- El viento sináptico, es provocado por gradientes de presión en sistemas de Macroescala (anticiclones y borrascas), su duración puede ser de varios días.
- La Mesoescala, por gradientes de presión en sistemas de escala media (tormentas, brisas, etc.) Su duración puede ser de varias horas. Cabe destacar que el estudio de Meso y Microescala son los que presentan mayor interés para el sector eólico.

La velocidad del viento se da por el aire que se mueve en de baja y alta presión, en otras palabras, es lo que resulta de diferentes fuerzas como gravedad, gradiente horizontal, rozamiento y Coriolis.

Las masas de aire en movimiento se crean por el gradiente de presión. Entre mayor sea el valor del gradiente, mayor la velocidad del viento. Entonces, cuanto más cerca estén las isobaras, más intensidad tendrá el viento. Es a través de las isobaras que se determina el gradiente horizontal de presiones en los mapas. (López M. V., 2013)

Entonces resumiendo las fuerzas causantes de la velocidad del viento son las siguientes (López M. V., 2013):

- Fuerza debido al gradiente horizontal de presión: va hacia las isobaras de alta presión hasta las de baja presión.
- Fuerza debido a la rotación de la Tierra (Efecto Coriolis): la trayectoria de un cuerpo en el aire sufre una desviación a la derecha si está dirigido al hemisferio Norte y a la izquierda si está dirigido al Sur.
- Fuerza centrífuga: por la curvatura de las isobaras, actúa en dirección al radio de trayectoria.

- Fuerza de rozamiento: interviene en las capas bajas de la atmosfera cerca de la superficie en la Tierra.

4.2.2 Velocidad del Viento y su Potencia

La energía cinética que porta el aire cuando está en movimiento tiene un alto grado termodinámico y eso permite que pueda ser transformada en otras formas de energía. Para conocer cómo se genera energía eléctrica de la energía que tiene el viento ~~primero~~ es necesario conocer la carga de potencia que lleva una ráfaga de viento con una cierta velocidad, la cual se determina mediante la expresión siguiente:

$$P_o = \frac{1}{2} \rho A u_0^3$$

Donde;

- A: Área barrida por las aspas.
- ρ : es la densidad del aire.
- u_0 : velocidad del aire no perturbada.

La potencia cuantifica la cantidad de energía eólica que fluye a través de un área de interés por unidad de tiempo. El flujo es un concepto muy importante en la mecánica de fluidos, ya que mide la tasa de flujo de cualquier cantidad transportada en un fluido en movimiento.

En el análisis de energía eólica esta ecuación es bastante importante, expresa una dependencia cubica no lineal de la velocidad del viento. Esta es la razón por lo cual velocidad del viento es un factor prioritario en la energía eólica. La dependencia de la potencia con respecto al área presenta una dependencia cuadrática no lineal en correspondencia con el radio del área de barrido de un aerogenerador. La potencia del viento es una función lineal de la densidad del aire y como resultado del rango limitado de las fluctuaciones de la densidad del aire. (Letcher, 2017)

En términos de potencia de flujo específico, se puede dividir la potencia del viento (P_o) entre el área de interés (A), esto nos conduce al termino densidad de potencia eólica o WPD por su

definición en inglés *Wind Power Density*. El flujo de energía eólica es la energía que fluye por unidad de superficie:

$$WPD = \frac{Po}{A} = \frac{1}{2} \rho u_0^3$$

WPD es una medida cuantitativa de la energía eólica disponible en cualquier locación, se mide en watts por metro cuadrado, además, WPD tiene ventajas sobre la velocidad media del viento a la hora de comparar emplazamientos con diferentes asimetrías de la distribución de la probabilidad, esto dado a la dependencia no lineal cubica de la potencia del viento respecto a la velocidad del viento.

La potencia que le entra a la turbina no se utiliza toda para la creación de electricidad, de hecho, solo se toma una fracción de esta que viene dada por la expresión:

$$. P_T = C_p \frac{1}{2} \rho A u_0^3$$

C_p es el denominado Coeficiente de potencia, es un coeficiente adimensional que representa la fracción de la potencia total del viento que la turbina puede convertir en energía eléctrica. El C_p es la relación entre la potencia extraída por la turbina y la potencia total del viento.

Cabe destacar que la potencia extraída siempre es menor que la potencia del viento. De hecho, existe un límite técnico en la extracción de potencia máxima extraíble, conocido como el límite de Betz.

Según la teoría de Betz, el máximo coeficiente de potencia posible es $C_p=16/27$, es decir, un rendimiento del 59% es lo más que puede rendir un aerogenerador normal para extraer energía. La razón por la que no es posible un rendimiento superior es por la naturaleza en la mecánica de la energía eólica. Por ejemplo, si hipotéticamente se llegara a extraer el 100% de energía cinética, el flujo de aire se reduciría hasta detenerse del todo y entonces el mecanismo ya no estaría siendo alimentado y no mantendría el flujo en el mecanismo de extracción. La mayor eficiencia de extracción se consigue en el equilibrio de la mayor ralentización del viento que sigue manteniendo un flujo suficientemente rápido a través de la turbina. (Letcher, 2017)

Otro factor clave para medir la eficiencia de la energía eólica es la capacidad, que cuantifica la fracción de la capacidad de generación instalada que viene dado por la expresión:

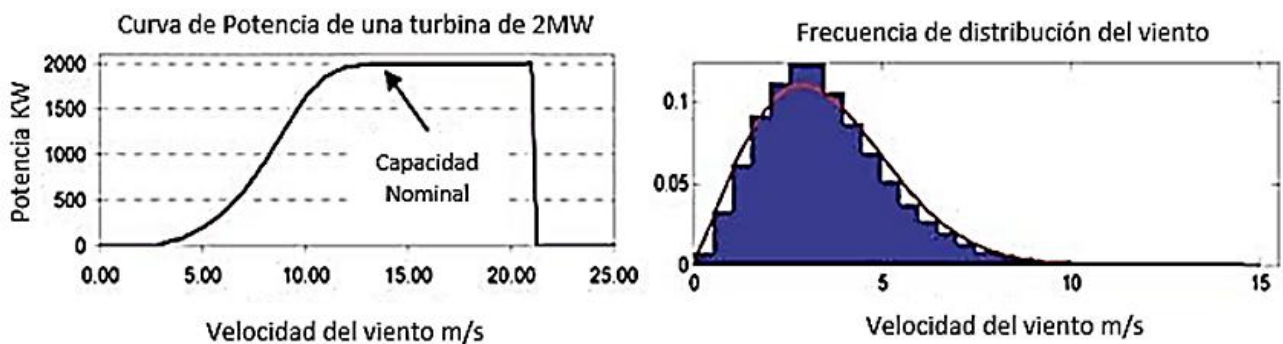
$$FC = \frac{E_{actual}}{E_{ideal}}$$

FC , es la capacidad de la energía generada realmente y la energía que podría generar el sistema en cuestión en condiciones ambientales ideales, considerando que la energía es la potencia por el tiempo transcurrido, esta relación de energía es igual a la relación de la potencia media (P) y la potencia nominal del sistema (P_N). Para un solo generador la potencia nominal es igual a su capacidad nominal, según Trevol Letcher.

De forma equivalente, FC puede considerarse como la fracción del año en la que el generador de la turbina funciona a la potencia nominal, es decir la fracción del tiempo efectivo en relación con el tiempo total:

$$FC = \frac{E_{actual}}{E_{ideal}} = \frac{E_{actual}}{tiempo(PN)} = \frac{E_{actual}/PN}{tiempo} = \frac{tiempo_{efectivo}}{tiempo}$$

Ilustración 4. 2 Curva de Potencia de una turbina eólica y estadística de variabilidad del viento.



Tomada de (*Wind Energy Engineering: A Handbook for Onshore and Offshore Wind farms*)

Entonces la generación de energía anual puede calcularse multiplicando la potencia nominal (P_N) de la turbina por la duración de un año y por el factor de capacidad (FC):

$$E_{actual} = PN(Tiempo_{efectivo}) = PN(tiempo)(FC)$$

Un valor típico de FC para un proyecto económicamente viable está en 30% y puede llegar a ser 50% en regiones con recursos eólicos muy bastos. El FC se basa en características de la turbina y del desplazamiento integrando la curva de potencia con la variabilidad del recurso eólico que expresa la generación real o potencia media. Con esto se puede apreciar la dependencia que tiene

la generación de energía de la variabilidad del viento y la importancia de la meteorología y climatología del viento según el sector eólico.

Entonces la energía eólica se basa en el aprovechamiento de la energía cinética del viento que es la energía contenida en el movimiento del aire. Como se trata de una forma de energía mecánica de un fluido, su cuantificación requiere elementos de mecánica de fluidos. Por eso conceptos como flujo de energía cinética y la ecuación fundamental de energía eólica que cuantifica la tasa de flujo de energía eólica son necesarios de repasar.

4.3 Parques Eolicos

Los parques eólicos están formados por una serie de aerogeneradores agrupados en un área con el propósito de aprovechar la energía cinética del viento y generar energía eléctrica. Usualmente se instalan en áreas rurales no pobladas. Estos parques pueden tener de dos a tres aerogeneradores individuales, así como llegar a tener setenta o más máquinas trabajando. La generación de potencia en de magnitud de Gigawatts a través de parques eólicos es una perspectiva que se tiene presente y en un futuro se espera alcanzar. La potencia de los aerogeneradores ha crecido sistemáticamente a lo largo de los años pasando de generar cientos de watts a cientos de kilowatts hasta llegar a Megawatts, que son las maquinas que dominan el mercado actual en este sector.

Las ventajas del crecimiento a escala hacen que los parques eólicos basados en aerogeneradores de eje horizontal sean muy atractivos para los promotores y las compañías eléctricas. Una gran parte de los parques eólicos en funcionamiento se están ubicados en Estados Unidos, con una capacidad instalada de 300 a 700 MW. La dificultad que se presenta para la ejecución de estos parques es encontrar espacios suficientemente grandes para su implementación, además de contar con la aprobación del público y las limitaciones físicas y geográficas. Países como Alemania, Dinamarca y Países Bajos, que ya han invertido bastante en parques eólicos terrestres tienen cada vez más dificultades para encontrar emplazamientos eólicos terrestres y por eso por lo que actualmente se presenta un gran interés por las instalaciones de parques en el mar. (Lynn, 2012)

Entonces, según Paul A. Lynn (2012), el mayor inconveniente para los promotores de parques eólicos es encontrar emplazamientos accesibles con velocidades medias de viento elevadas y,

fuera de eso, que también puedan estar cerca de las redes eléctricas existentes. Asimismo, se debe tomar en cuenta el impacto medioambiental y social de las posibles instalaciones, así como aclarar temas legales respecto a la propiedad de los terrenos, permisos y accesos a la línea eléctrica. Una vez seleccionado el emplazamiento se debe planificar el número exacto de turbinas y su ubicación con el propósito de lograr el mayor aprovechamiento del recurso eólico. El montaje de aerogeneradores para producción de potencia en Megawatts es bastante exigente, ya que el transporte representa un poco de dificultad dado que las piezas son realmente grandes, además de que las palas se deben de manejar con mucho cuidado preferiblemente tratando de buscar las horas menos transitadas para tener un recorrido despejado.

4.4 Parques Eolicos Marinos

Los parques eólicos marinos se presentaron como una alternativa a los parques terrestres en vista de las restricciones que estos presentan. Las instalaciones eólicas marinas operan con el mismo principio que las instalaciones terrestres.

El primer parque eólico marino fue un proyecto modesto en comparación con las instalaciones actuales. Se realizó en la costa de Dinamarca en aguas poco profundas, el **parque “Vindeby”** comenzó a operar en 1992 con 11 turbinas y una capacidad instalada de 5MW. Desde entonces otros países con costas en el mar del norte se han sumado a Dinamarca y han implementado parques eólicos marinos.

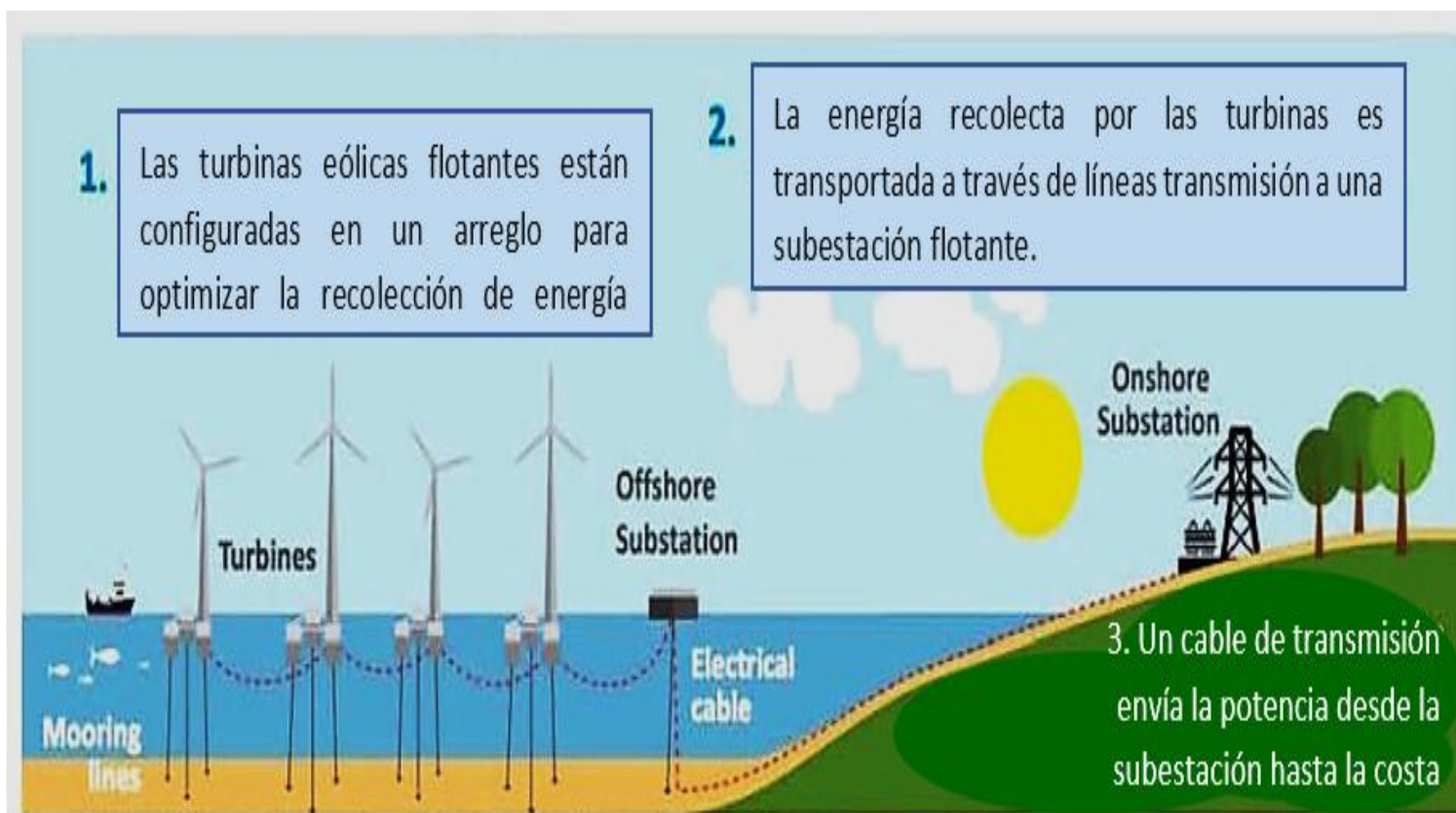
Ilustración 4. 3 Parque Offshore "Vindeby" y sus 11 eólicas, Imagen tomada de (Zafar, 2018)



En los parques eólicos marinos la energía generada por aerogeneradores individuales se recoge a través de una conexión intermedia a una subestación en alta mar o más de una subestación. La electricidad generada se transmite a la costa en forma de corriente alterna (CA) o en corriente continua (CC) mediante un esquema de transmisión submarina que a veces consta de múltiples enlaces para aumentar el control y la seguridad.

Los primeros parques eólicos marinos solían estar a menos de 10km de la costa y tenían una profundidad menor a los 20 m. En la actualidad los parques eólicos marinos se instalan a distancias más lejanas y profundas, por ejemplo, el parque “**Dogger bank**” que es uno de los parques en operación más grandes del mundo ubicado en Reino Unido, su instalación está a más de 100km de la costa colocando con la mayor distancia de borde a borde, 260km. En general, el desarrollo de parques eólicos más grandes y alejados de la costa podría permitir una mayor tasa de captación de la energía y por lo tanto un mejor rendimiento financiero. (Ng & Ran, 2016)

Ilustración 4. 4 Funcionamiento de una instalación eólica en el mar, (Romero, 2021) , editada.



El aumento de tamaño y el distanciamiento de la costa son factores importantes para el desarrollo futuro de los parques eólicos marinos. Es prudente reducir los emplazamientos en aguas poco profundas y explorar los recursos eólicos en zonas más alejadas de la costa, ha la fecha se han propuesto turbinas eólicas flotantes que han logrado resultados satisfactorios, claro que estos proyectos aun presentan ciertos desafíos en cuestiones como reducción en tensión de la carga, cálculo del margen de diseño, estabilidad operativa, etc.

Cuadro Comparativo entre un Parque Eólico Terrestre y uno Marino.

Instalaciones terrestres	Instalaciones Marinas
--------------------------	-----------------------



Ilustración 4. 5 Parque eólico en Cerro de Hula

Ventajas:

- ✓ El costo de producción es relativamente más accesible que el de una instalación marinas, ya que su logística de transporte y procesos de instalación son más simples.
- ✓ El mantenimiento de las turbinas es menos exigente ya que por su ubicación no están siendo sometidas a condiciones meteorológicas menos tranquilas.

Desventajas

- Existen limitantes para su ubicación dado a la falta de espacio además de que tiene un impacto visual y ruido, además existen áreas donde está prohibida la instalación de aerogeneradores por preservación natural.



Ilustración 4. 6 Parque eólico Veja mate, Alemania

Ventajas:

- ✓ Presentan menos complicaciones respecto a espacio para su ubicación, dado que se instalan a varios kilómetros de la costa por lo que no presentan problemas de ruido o impacto visual para los residentes, esto también permite que los parques eólicos sean más grandes.
- ✓ La generación de energía eléctrica es de rangos más elevados en este tipo de instalación dado que los vientos a los que se someten las turbinas no son afectados por ningún obstáculo ambiental, esto permite que el viento llegue sin ser contaminado y a su vez a producir más energía.
- ✓ Se reducen las pérdidas de energía dado que las instalaciones Offshore se construyen más cerca de las ciudades.

Desventajas:

- Tiene costos de producción elevados al igual que su mantenimiento dado a su localización alejada de la costa.
- Las turbinas para esta instalación deben de ser transportadas en barco desde la costa, además el

- Existen ciertas normas legales que se deben cumplir para poder realizar la instalación, como la distancia que debe de existir entre la urbanización.
 - Presentan menores factores de capacidad en producción de energía eléctrica, esto dado que el viento que reciben las turbinas terrestres es amortiguado por montañas, valles o colinas lo que se presenta como una barrera para que el viento llegue intacto o con la misma fuerza.
- sistema para llevar la energía recolectada es extenso.
- Las turbinas están expuestas a un mayor desgaste por las velocidades del viento y los huracanes.

4.5 El Aerogenerador

Se entiende por aerogenerador a un dispositivo capaz de recibir la energía cinética lineal del viento y convertirla en energía mecánica. El diseño y aplicación de estos es variado y depende de los requerimientos que se presenten.

La evolución de estas máquinas ha ido avanzando de forma rápida, empezó como un experimento en los años 80 y hoy en día ya es una alternativa consolidada y fundamental para poder abastecer la demanda de energía eléctrica que cada vez es más exigente. Esta tecnología ha alcanzado una gran madurez gracias al apoyo económico y al mercado energético.

En la actualidad se instalan mayormente dos tipos de aerogeneradores según su potencia, estos están comprendidos en los que tiene una potencia aproximada entre 800kW y 900kW. El otro grupo está formado por turbinas de una potencia que parte de 1.5MW a 3MW. También hay un rango de turbinas con potencia inferiores a 100 kW, ese tipo de turbina es denominado como “mini eólica”.

La elección de los aerogeneradores está totalmente ligada a las condiciones climatológicas de la zona además de su terreno. Existen turbinas aptas para situaciones climatológicas extremas, estas han sido diseñadas con el propósito de poder funcionar de manera eficiente. Las turbinas con aspas de mayor longitud pueden aumentar la rentabilidad proyecto ya que abarcan mayor área de barrido, pero su instalación debe de ser viable desde un punto de vista técnico.

4.5.1 Partes Fundamentales de un Aerogenerador

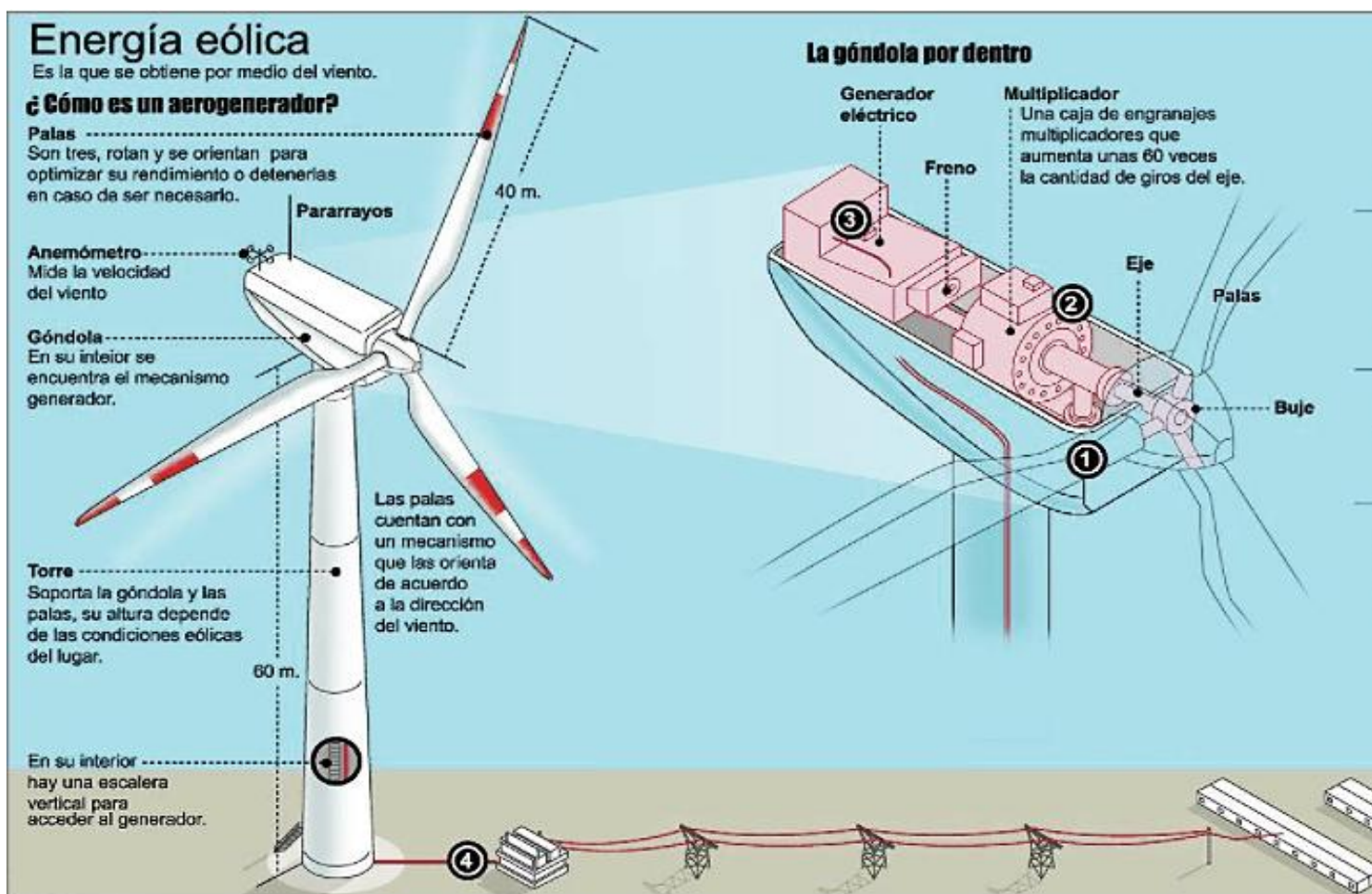
Un aerogenerador produce energía eléctrica cuando sus aspas son movidas por aire al recibirlo, esto hace que dentro del aerogenerador un elemento clave llamado rotor gire. En su interior hay un tren electromagnético que transforma la energía cinética que lleva el viento a energía eléctrica. Existen diferentes tipos de aerogeneradores, pero los más utilizados son los de eje horizontal, son los que se ven en las instalaciones de granjas eólicas.

Ilustración 4. 7 Aerogenerador en el mar (Power Technology, 2019).



Las partes fundamentales de un aerogenerador son; rotor, palas (o aspas), buje, góndola, y torre.

Ilustración 4. 8 Partes fundamentales de un aerogenerador de eje horizontal



Tomada de (Renovable, Centro de Estudios de Energía, 2021)

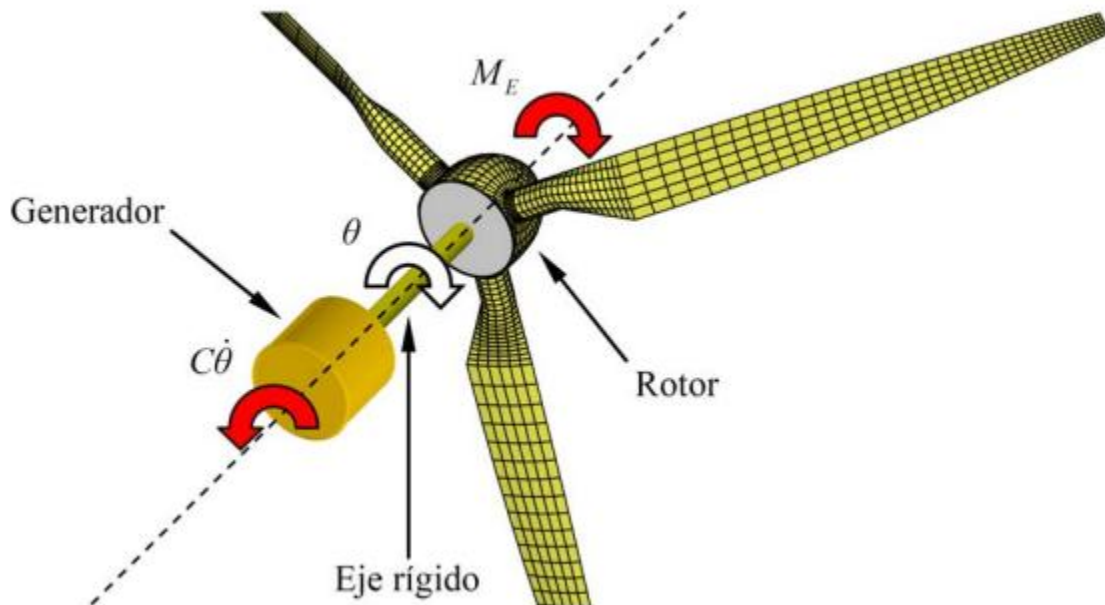
En el interior de la góndola se encuentran básicamente: el eje, la caja multiplicadora, freno del generador eléctrico, transformador y parte del sistema de control. En la parte superior externa se encuentran instrumentos de medición del viento como el anemómetro y la veleta. El generador es el elemento primordial en todas las tecnologías pudiendo variar la presencia o resto de los demás elementos. (Martínez, 2011)

4.5.1.1. Rotor:

En el rotor se incluyen el buje y las palas. Las palas capturan el viento transmitiendo su potencia al buje que este acoplado al eje de baja velocidad. Ese a su vez se conecta al buje del multiplicador. Cuando las palas están colocadas rígidamente al buje del aerogenerador se considera como una sola pieza y se denominan aerogenerador de paso fijo, cuando las palas pueden regular el paso se denomina de paso variable. En este caso el anclaje se realiza mediante

unos rodamientos que permiten su giro. Las palas de paso variable realizan su accionamiento a través de sistemas hidráulicos o engranajes que se ubican dentro del buje. Las maquinas que no contienen un multiplicador se conocen como aerogeneradores multipolo.

Ilustración 4. 9 Modelo simplificado del sistema dinámico



4.5.1.2 Palas:

Las palas son los elementos de los aerogeneradores horizontales que capturan la energía cinética del viento. Actualmente, son fabricadas con fibra de vidrio, están formadas por un largo de alta resistencia y comando de perfil variable y aerodinámico.

Estas hélices se unen a un soporte de acero que se denomina buje o cubo. Dependiendo del tipo de unión que tengan las palas con el buje se pueden clasificar en:

- Paso fijo: en esta unión no existe una rotación de las palas sobre su eje, realizándose un control de potencia a través de un diseño para las palas de pérdida aerodinámica, incluyendo un freno aerodinámico en el extremo de estas. (Padilla, 2017)
- Paso Variable: en este tipo se permite que la pala gire sobre su eje mediante el uso de unos rodamientos y un sistema eléctrico o hidráulico, se necesita un equipo de control de paso.

Cabe destacar que las palas son los elementos que están más expuestos a fatiga causada por cargas dinámicas.

Las turbinas eólicas más comunes en general, son las complementadas por 3 aspas y funcionan bajo el principio de fuerza de sustentación que se da en las hélices, este principio básicamente se refiere al fenómeno que ocurre en el momento que el viento sopla y se genera una baja presión en uno de los lados de la hélice, esta baja de presión tira del aspa hacia ella y hace que la turbina gire. La fuerza de sustentación es mucho mayor que la fuerza del viento contra la parte delantera de la pala lo que se denomina resistencia/arrastre. Esta combinación de sustentación y arrastre es lo que hace que el aerogenerador trabaje. (Pierce & Wood, 2014)

Ilustración 4. 10 Palas de un aerogenerador



4.5.1.3 Góndola

Dentro de esta se encuentran componentes como el generador eléctrico, multiplicador y sistemas hidráulicos de control, orientación y freno.

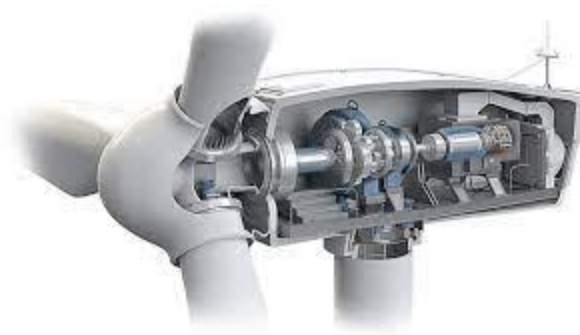
El multiplicador tiene por el lado del rotor el eje de baja velocidad que es el de entrada y al otro lado se encuentra un eje de salida de alta velocidad, que gira a 1,500 revoluciones por minuto, esto permite el funcionamiento del generador conectado a la red eléctrica, en este eje de alta velocidad se incorpora el sistema de freno del rotor. (López J. M., Barcelona)

Una veleta ubicada en la parte posterior de la góndola mide la velocidad del viento en cada instante y manda órdenes a los sistemas de control que accionan a los equipos de orientación del aerogenerador, de esta forma el rotor y sus palas se posicionan según sea más conveniente para el aprovechamiento del viento. La orientación se realiza mediante un sistema de motoreducción de orientación que se ejecuta sobre un sistema de corona engranada en el rodamiento de gran

dimensión. La información recogida del viento también es enviada a un sistema de control que acciona el movimiento de las palas cuando se trata de aerogeneradores de paso variable.

La electricidad que se produce en el generador a una cierta tensión, baja a través de unos cables hasta el transformador donde para enviar esta electricidad a la red se eleva su tensión.

Ilustración 4. 11 Góndola



4.5.1.4 Generador

El objetivo del generador es transformar la energía mecánica proveniente del rotor en energía eléctrica. Cuando se comenzó con los aerogeneradores a estos se les colocaban rotores asíncronos con jaula de ardilla, pero estos no son eficientes y con ellos no se pueden cumplir con los requerimientos de la red eléctrica, entonces hoy en día los rotores que se usan son síncronos, su estructura está compuesta por imanes generadores de campos electromagnéticos y un estator en cuyos devanados se produce una corriente alterna inducida por el campo magnético variable que se genera.

Inicialmente los imanes del rotor eran bobinados y alimentados con corriente continua (electroimanes) que rectificaban parte de la electricidad generada. Con el tiempo se empezó a implementar equipos con imanes permanentes sustituyendo a los electroimanes. Este cambio tecnológico no requiere del uso de un multiplicador, por lo que se aumenta el rendimiento ya que se eliminan las pérdidas del multiplicador. Aun así, estos imanes permanentes requieren de un gran número de polos lo que viene requiriendo grandes diámetros de generador y en consecuencia grandes costos de producción y montaje.

Ilustración 4. 12 Generador

4.5.1.5 Anemómetro:

Es un instrumento que sirve para medir la velocidad del viento. Generalmente la altura a la que se mide la velocidad del viento es de 10 metros, esto para que las medidas no se vean influenciadas por lo que sucede en el suelo. Este monitoreo de velocidades se realiza cada 10 minutos.

Este dispositivo cuenta con un transductor que convierte la velocidad de giro del sensor en una señal mecánica o eléctrica que permite su registro.

Un anemómetro debe de presentar las características siguientes:

- Linealidad entre la velocidad del viento y la señal de salida.
- Las variaciones de densidad, temperatura, humedad del aire y presión, no debe de afectar la medida de la velocidad.
- Precisión. La potencia eólica es proporcionada al cubo de la velocidad, esto quiere decir que un error del 10% en la medida de la velocidad del viento tiene como consecuencia un error del 33% en el cálculo de la energía.

Ilustración 4. 13 Anemómetro



4.5.1.6 Veleta

Este instrumento permite saber la dirección del viento y va en conjunto con el anemómetro en la torre. Básicamente, es un dispositivo montado en un eje vertical que puede girar libremente a consecuencia del viento cuando hay un cambio de dirección en él.

En vista que la dirección sufre de fluctuaciones, se hace el cálculo de una dirección media, esto se hace promediando los valores instantáneos durante un periodo de tiempo. (López M. V., 2013)

Ilustración 4. 14 Veleta



4.5.1.7 Torre

Soporta al rotor y la góndola además de las fuerzas de empuje que ejerce el viento, generalmente son torres de estilo tubular, aunque también pueden ser de tipo celosías, sin embargo, esta última casi no se emplea ya que tiene un mayor impacto visual. Las torres tipo

celosías son más baratas que las torres tubulares, pero se usan más las tubulares dado a su solidez y menor impacto visual.

La altura de las torres comercialmente esta entre 80 y 105 metros. Es por esto que se construyen divididas, ya que así se facilita un poco su transporte al emplazamiento donde se espera instalarlas. Se fabrican de 2 a incluso 4 tramos que se instalan in situ. Su diseño esta realizado para que puedan soportar los modos de vibración del rotor sin llegar a dañarse.

En la actualidad los modelos de aerogeneradores que más se instalan por lo general son tripala, de paso variable (este sistema presenta una producción optima con vientos bajos y una reducción de cargas con vientos altos), son de alta calidad en el suministro eléctrico y bajo mantenimiento.

Actualmente se están presentando torres hechas de hormigón dado al encarecimiento del acero, estas torres de hormigón se montan en el propio emplazamiento partiendo de elementos prefabricados (sectores longitudinales o transversales). El hormigón presenta características mecánicas que difieren del acero, tiene una menor resonancia y no transmite ni magnifica las vibraciones del conjunto rotor/góndola. Pero una de las desventajas que presenta es el tiempo que conlleva el montaje de esta, además de un aumento en el costo por la misma ampliación del tiempo de montaje, aun así, puede ser una solución para los retos que presenta el transporte y posterior montaje de grandes elementos pesados y voluminosos. (Martínez, 2011)

Cada torre tiene su frecuencia natural de resonancia. Si durante la operación de la turbina esta frecuencia entra en resonancia con la de la turbina se produce un movimiento importante en la torre, el cual podría acarrear consecuencias catastróficas. Las torres se anclan al suelo a través de la cimentación, que es el elemento final diseñado para absorber todas las fuerzas a las que están sometidos los aerogeneradores. Estas cimentaciones pueden ser gravitatorias o pilotadas, las más empleadas son las gravitatorias, y consta de una gran zapata de hormigón en la que se embebe un cilindro metálico sobre el que se ancla con pernos. Es importante aclarar que, para las cimentaciones marinas la práctica es diferente, este es uno de los desafíos que presentaron estas instalaciones. Asimismo, para los parques eólicos marinos las cimentaciones son elementos determinantes en el diseño.



4.5.1.8 Eje Principal

Es un elemento de transmisión de energía rotacional en baja velocidad, hecho de acero macizo, transmite el movimiento del rotor al multiplicador. No se incorpora en aquellas tecnologías que no disponen de un multiplicador, ya que no es necesario.

Ilustración 4. 16 Eje principal de rodamiento



4.5.1.9 Multiplicador

Se encarga de transmitir movimiento giratorio del eje principal al generador, aumentando las revoluciones de este para que, en función del número de polos, la energía eléctrica producida este en la misma frecuencia de la red y así ser inyectada. En caso de que, no este exista un eje principal, el movimiento de giro del rotor se transmite directamente al generador.

El rotor está formado por un eje que soporta un conjunto de bobinas colocadas alrededor de un núcleo que gira. Al ser un elemento que pasa sometido ante bastante estrés por las velocidades altas y diferentes empujes, debe de estar bien refrigerado. Esta refrigeración se realiza a través

del aceite que se encuentra en su interior, que reduce su temperatura con un intercambiador de calor externo. El multiplicador puede alimentar uno o varios generadores, esto depende de los polos de salida con los que cuenta. (Martínez, 2011)

Ilustración 4. 17 Caja Multiplicadora



4.5.1.10 Frenos

Los aerogeneradores cuentan con diferentes tipos de frenos cada uno focalizado en un factor específicos, estos frenos se describen a continuación.

- Freno aerodinámico de rotor: este actúa sobre la pala para frenar al rotor. En el caso de aerogeneradores con palas de paso fijo, estas en el extremo de sus palas cuentan con una extensión que les permite girar sobre su eje, a eso se le llama frenado punta de pala. Por otro lado, en los aerogeneradores de paso variable, el frenado se lleva a cabo colocando las palas en una posición tal que la fuerza de sustentación no pueda moverlas. (Padilla, 2017)
- Freno sobre el eje de alta velocidad: es un freno de disco de altas prestaciones que actúa sobre el de alta velocidad acoplado a la turbina.
- Enclavamiento de rotor: este elemento impide que una vez detenido el rotor este vuelva a girar.

Ilustración 4. 18 Sistema de frenado



4.5.1.11 Sistemas Auxiliares:

4.5.1.11.1 Sistemas refrigeración:

La refrigeración es de suma importancia, es por eso por lo que cada uno de los elementos sensibles del aerogenerador está equipado con su propio sistema de refrigeración, por ejemplo, el multiplicador hace uso del aceite, el transformador utiliza el aire con ventiladoras específicas para él. Asimismo, existen intercambiadores de calor para elementos específicos como los sistemas electrónicos donde un aumento en la temperatura puede hacer decaer su rendimiento.

El sistema de refrigeración general formado por ventiladores en la góndola entra en función cuando la temperatura interna de esta supera el límite de tolerancia señalado.

4.5.1.11.2 Sistemas protección:

Existe protección ante incendios, tierra y pararrayos. La protección contra incendios consta de detectores de humo y extintores situados en diferentes zonas de la turbina. En cuanto alguno de los detectores se activa el aerogenerador detiene su funcionamiento y se indica la incidencia mediante el sistema de control.

Respecto a descargas atmosféricas, las palas están protegidas por una serie de captadores distribuidos a lo largo de estas, están unidos a un cable de tierra que recorre la pala por el interior y que, a su vez, a través del buje conecta con el sistema general a tierra de la turbina. Asimismo, la góndola está protegida con un pararrayos, entonces en caso de caer un rayo este es derivado.

4.5.1.11.2 Regulación de potencia:

Los aerogeneradores cuentan con sistemas de regulación de potencia que tienen como objetivo controlar la velocidad del motor y el par motor en el eje del rotor, amortiguando desordenes producidos por la velocidad del viento, esto para evitar que la maquina se sobre estrese y supere los parámetros establecidos a los que puede trabajar según su diseño.

4.6 Tipos de Aerogeneradores

La clasificación de los aerogeneradores es bastante amplia y variada, ya que con el tiempo se han ido modificando y evolucionando para lograr mejores resultados, con los cambios en los diseños del aerogenerador se ha logrado adaptarlo según las necesidades y prioridades que se tienen, estos equipos a la fecha siguen sometidos a experimentación pues el objetivo de este campo es lograr aprovechar por completo su desempeño y capacidad. A continuación, se estará mencionado los principales tipos de turbinas eólicas según su clasificación.

4.6.1 Clasificación según su tipo de eje:

- **Eje vertical:** el eje del rotor es perpendicular al suelo, la ventaja que presenta esta turbina es que el generador y el multiplicador están en el suelo, además no necesitan mecanismo de orientación. Hoy en día este tipo de turbina no es muy utilizada, pero en los años 80 se vieron bastante.

Los aerogeneradores de eje vertical son muy pocos utilizados por detalles técnicos y económicos. Existen varios tipos de esta turbina que básicamente se pueden dividir en 4, los cuales son:





 <p>SAVONIUS</p>	 <p>DARRIEUS</p>	 <p>GIROMILL</p>	 <p>WINDSIDE</p>
<ul style="list-style-type: none"> -Baja utilidad para la generación de electricidad. -Elevada resistencia al aire. -Costes bajos. -Fácil construcción. 	<ul style="list-style-type: none"> -Evita la necesidad de diseños complejos en las palas. -Permite mayores velocidades que Savonius. -Tiene un sistema externo de arranque. 	<ul style="list-style-type: none"> -Presenta características principales similares a las del rotor Darrieus. -Tiene menores velocidades de giro. 	<ul style="list-style-type: none"> -Presenta mayor aprovechamiento dinámico que los anteriores.

Tabla 4. 2 Comparación de los aerogeneradores de eje vertical, tomada (Muñoz, 2020)

- **Eje horizontal:** en este dispositivo el eje del rotor es paralelo al suelo, en otras palabras, el eje del rotor está en paralelo a la dirección del viento. Son los aerogeneradores más utilizados por su capacidad de autoarranque y rendimiento. Estas turbinas también son conocidas como HAWT (Horizontal Axis Wind Turbine). En este documento se estará enfocando más en este tipo de aerogenerador.

Los aerogeneradores de eje horizontal se pueden dividir en diferentes variantes esto dependerá de la utilidad que se le quiera dar y el objetivo que se tenga previsto, ya que se elige la turbina de acuerdo con la que se adapte más a las necesidades, las diferentes clasificaciones se estarán viendo a continuación.

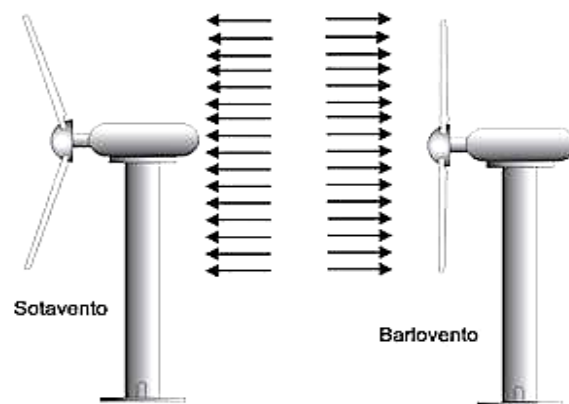
Según la disposición del rotor al viento:

- **A barlovento:** el viento se dirige de frente al rotor, esta es la disposición más común en estas turbinas ya que ayuda a reducir cargas de fatiga. El viento impacta con toda su

energía sobre las palas del rotor. En este tipo de turbina se requiere un sistema de orientación. Estos sistemas pueden ser activos o pasivos. Los activos cuentan con sensores direccionales y servomotores que ayudan a mover el rotor según convenga para el aprovechamiento del viento. Los sistemas pasivos utilizan una aleta estabilizadora que se acopla al rotor y mantiene el plano de rotación de las palas perpendicular al viento.

- **A sotavento:** el rotor está ubicado de espaldas al viento. Esta aplicación no es muy común ya que la torre y la góndola producen un efecto de sombra sobre las palas de la turbina, lo que produce mayores cargas de fatiga y pérdidas de potencia.

Ilustración 4. 19 Disposición de rotor en sotavento y barlovento.

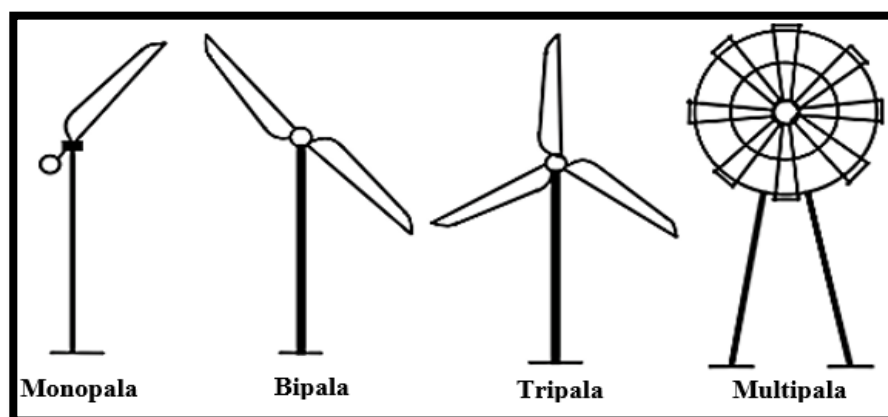


Tomada de (Everything about solar energy, 2015)

4.6.1.1 Clasificación según el número de palas en la turbina:

- **Monopala:** presentan problemas de estabilidad, necesitan de un contra peso para lograr equilibrio, también existe más fatiga por lo que no se utilizan.
- **Bipala:** también presentan problemas dinámicos, todavía no se alcanza niveles aceptables.
- **Tripala:** Con estas se logró el equilibrio que se buscaba, son más eficientes que los dos anteriores y son los que más se utilizan en la industria.
- **Multipala:** a partir de cuatro palas en adelante, giran a velocidades más lentas, pero ofrecen un par muy eficiente por lo que solo se emplea en instalaciones que requieren mucho par (extracción de agua con aerobombas)

Ilustración 4. 20 Tipos de aerogenerador según su número de palas.



Tomada y editada (Mathew, 2006)

4.6.2 Clasificación por el tipo de generador:

- **Generador asíncrono o de inducción con rotor doblemente alimentado:** se utilizan ya que permiten que la amplitud y la frecuencia de sus tensiones de salida se mantengan en un valor constante, independientemente de la velocidad del viento y el rotor. Gracias a esta cualidad de mantener el voltaje de salida constante estos aerogeneradores se pueden conectar directamente a la red eléctrica y permanecer sincronizados en todo momento con esta. En desventaja su sistema de regulación y control es más complejo lo que eleva su precio.
- **Generador síncrono con excitación externa y con *Full Power Converter*:** presenta una respuesta satisfactoria ante los requisitos de la red eléctrica y ante huecos de tensión. Puede trabajar en condiciones inestables sin desconectarse de la red. Como desventaja el generador es más pesado y tiene un mayor costo, también tiene pérdidas con el Full Power Converter y un aumento del equipamiento en el sistema electrónico. (López M. V., 2013)
- **Accionamiento entre el rotor y el generador síncrono:** en este caso se elimina el multiplicador. La excitación se realiza con imanes permanentes, presenta reducción de los esfuerzos mecánicos, menos mantenimiento y aumento de la productividad. En desventaja tiene una velocidad de giro baja en el alternador lo que hace que el par sea más elevado.

4.6.4 Clasificación según la velocidad de giro del rotor:

- **Aerogenerador de velocidad constante en el rotor:** estos giran a una velocidad nominal y mantienen esta velocidad mientras el generador está conectado a la red. Requieren de poco mantenimiento, aunque presentan menor extracción de potencia.
- **Aerogenerador de velocidad variable del rotor:** en este caso la velocidad del rotor varia se adapta según sea la velocidad del viento. El seguimiento que lleva el rotor del viento permite lograr un mayor aprovechamiento de este. Su desventaja sería que debido a su sofisticada tecnología el costo se eleva.

4.6.5 Clasificación según la magnitud de potencia que manejan:

- **Microaerogeneradores:** presentan potencias inferiores a 1kW, su radio de rotor es de 1m.
- **Miniaerogeneradores:** presentan potencias entre 1kW a 10 kW, el radio de rotor puede ser de 1m a 3m.
- **Aerogeneradores de pequeña potencia:** presentan potencias entre 10 kW a 100 kW, el radio del rotor esta entre 3m a 9m.
- **Aerogenerador de potencia media:** su potencia es comprendida entre 100 kW a 1000 kW, y el radio de su rotor es de 9m a 27m.
- **Aerogenerador de alta potencia:** su potencia esta entre 1000 kW a 10, 000 kW, el rotor es de 27m a 81m.
- **Aerogenerador de muy alta potencia:** son todos aquellos que presentan potencia superior a 10, 000 kW, su radio es superior a los 81m. Este tipo de máquinas suponen un gran aprovechamiento. Actualmente se está incursionando en aerogeneradores con potencia de 10 MW destinados a instalaciones marinas.

4.6.6 Método de clasificación según el estándar de la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC):

La Comisión Electrotécnica Internacional presenta una serie de Normas denominada IEC-61400-1 “Sistemas de generación de energía eólica”, en el capítulo 6 clasifica a los aerogeneradores según las condiciones del viento, en relación con su velocidad y turbulencia.

La clasificación del aerogenerador en esta categoría se realiza utilizando cierta denominación, la cual sería: números romanos (I, II, III) para señalar la clase y es en relación con la velocidad de referencia del viento, la otra parte de la denominación son tres letras (A, B, C) en atención al nivel de turbulencia. Cuanto menor sea la letra de categoría más alta es la turbulencia. Entonces un generador que es muy resistente se denominaría como “IA”. En este tipo de clasificación existen 3 tipos, los cuales se pueden ver a detalle en la tabla que se presenta a continuación:

Tabla 4.3 Tipos de aerogeneradores según IEC-61400-1, tomada de (Comisión Electrónica Internacional, 2019)

Tipo de turbina		I	II	III	S
V_{ave}	(m/s)	10	8,5	7,5	Valores específicos del fabricante
V_{ref}	(m/s)	50	42,5	37,5	
	Tropical (m/s) $V_{ref,T}$	57	57	57	
A+	I_{ref} (-)	0,18			
A	I_{ref} (-)	0,16			
B	I_{ref} (-)	0,14			
C	I_{ref} (-)	0,12			
<p>Los valores de los parámetros se aplican a la altura del buje</p> <p>V_{ave} es la velocidad media anual del viento</p> <p>V_{ref} es la velocidad media del viento de referencia durante 10 min</p> <p>$V_{ref,T}$ es la velocidad media del viento de referencia durante 10 minutos aplicable a las zonas sujetas a los ciclones tropicales</p> <p>A+ designa la categoría para características de turbulencia muy altas</p> <p>A designa la categoría para características de turbulencia altas</p> <p>B designa la categoría para características de turbulencia media</p> <p>C designa la categoría para características de turbulencia más bajas</p> <p>I_{ref} es un valor de referencia de la intensidad de la turbulencia</p>					

4.6.7 Aerogeneradores más potentes reportados a 2022

La energía eólica marina está experimentando una transformación como solución clave para la transición energética. La continua iteración y evolución de la tecnología de los aerogeneradores ha permitido a los promotores aventurarse en aguas más profundas y aprovechar más recursos eólicos.

Las turbinas eólicas se han vuelto mucho más eficientes, y lo mejor que se puede hacer para que una turbina eólica sea más eficiente es hacerla más grande. Y eso viene en dos maneras. Una de ellas es hacer las palas más grandes, normalmente hay tres, y cuanto más grandes son, mayor es el área que cubren, por lo que pueden atrapar más viento al girar. Y eso significa que la turbina puede producir más energía en total. Lo segundo que se puede hacer es hacer que toda la turbina eólica sea más alta. Tiende a haber más viento en las alturas, y el viento tiende a ser más constante en las alturas. Entonces, cuanto más alta sea su turbina eólica, eso tiende a significar que puede alcanzar su energía potencial con más frecuencia. Lo cual es una ventaja ya que el viento puede ser un poco intermitente.

El diámetro del rotor de una turbina ha crecido a lo largo de los años. En 2010, ninguna turbina en los Estados Unidos empleaba rotores de 115 metros de diámetro o más. En 2020, el 91% de las turbinas recién instaladas presentaban dichos rotores. El diámetro promedio del rotor en 2020 fue de unos 125 metros, más largo que un campo de fútbol.

Los diámetros de rotor más grandes permiten que las turbinas eólicas abarquen más área, capturen más viento y produzcan más electricidad. Una turbina con palas más largas podrá capturar más viento disponible que las palas más cortas, incluso en áreas con relativamente menos viento. Ser capaz de cosechar más viento a velocidades de viento más bajas puede aumentar la cantidad de áreas disponibles para el desarrollo eólico en todo el país. Debido a esta tendencia, las áreas barridas por rotor han crecido un 570 % desde 1998–1999.

A continuación, se estarán mencionando las turbinas eólicas más potentes que existen:

1. General Electric Renewable Energy cuenta con el aerogenerador “Haliade-X 14 “, tiene 107 metros de largo y mide 260 metros de altura. Con su tamaño y teniendo en cuenta las

condiciones del entorno, calculan que la turbina tiene el potencial de producir hasta 74 GWh de energía cada año.

En métricas de la compañía, esperan ahorrar alrededor de 52.000 toneladas de CO₂ al año. Esto viene a ser equivalente a las emisiones de 11.000 vehículos de combustión en un año, según indican. Esperan instalar menos turbinas en futuros parques eólicos, ya que con estos titanes tan eficientes se alcanzará los mismos niveles de generación, pero con menos equipos.

Haliade-X 14 se prepara para su debut comercial. Será instalada en serie en el parque eólico marino Dogger Bank C, a unos 130 km de la costa oeste de Inglaterra. Se espera que se instalen 87 turbinas para 2026 y así convertirse en el parque eólico marino más grande del mundo. (GE Renewable Energy, 2021)

Ilustración 4. 21 Aerogenerador Haliade-X 14



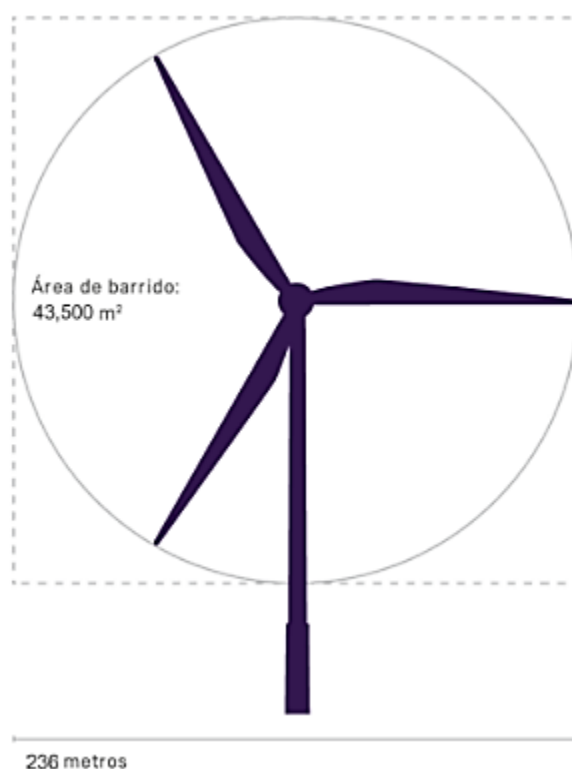
Imagen tomada de (Roca, 2018)

2. Siemens Gamesa: presenta el aerogenerador SG.14-236 DD, Las mejoras en los componentes se consiguen con cada nueva generación de tecnología Direct Drive para turbinas eólicas marinas, que utiliza menos piezas móviles que las turbinas con engranajes, esto ha permitido aumentar el rendimiento manteniendo la fiabilidad. Al utilizar procesos estandarizados y una cadena de suministro totalmente desarrollada, han podido reducir el tiempo de

comercialización del aerogenerador SG 14-236 DD. Esto les permite alcanzar un alto nivel de producción con un bajo riesgo. La producción en serie está prevista para 2024.

Al aumentar el diámetro del rotor a 236 metros, el aerogenerador SG 14-236 DD genera hasta un 30% más de producción anual que el SG 11.0-200 DD. (Siemens Gamesa , 2021)

Ilustración 4. 22 Aerogenerador SG-14.0-236 DD



3. La empresa danesa Vestas, líder mundial en la fabricación de aerogeneradores, acaba de presento una turbina offshore de 15MW con un rotor de 236 metros. El fabricante danés dijo que espera instalar un prototipo en 2022 y que ya está licitando la máquina, que entrará en producción en serie en 2024.

La empresa dijo que la unidad ofrece una "excelente" producción en carga parcial, lo que se traduce en una potencia más estable y un factor de capacidad superior al 60%, dependiendo de las condiciones específicas del parque eólico en cuestión.

La turbina V236-15,0 MW se tenía proyectada con la mayor superficie de barrido del mundo para ese momento, superando los 43.000 m², producirá unos 80 GWh/año y ahorrará más de

38.000 toneladas de CO₂, lo que equivale a retirar 25.000 turismos de la carretera cada año. La V236-15.0MW tendrá "sinergias de diseño óptimas de las plataformas de turbinas existentes", como la V164 de 9MW y la EnVentus.

El aerogenerador tiene palas de 115,5 metros de longitud y un área de barrido de 43.742 m². El diámetro total del rotor es de 236 metros. Destinado a su instalación en alta mar, este gigantesco aerogenerador, según Vestas, está preparado "para soportar condiciones de viento extremas IEC 1 de hasta 50 m/s e IEC T de hasta 57 m/s". (Vestas , 2021)

4. MingYang Smart Energy presentó el nuevo MySE 16.0-242, el cual es el mayor aerogenerador Hybrid Drive del mundo. Diseñado para vientos fuertes IEC IB, incluidos los de clase tifón IEC TC, el potente MySE 16.0-242 cuenta con una excepcional capacidad nominal de 16MW, un rotor de 242 metros de diámetro, palas de 118 metros de longitud y una asombrosa área de barrido de 46000m² equivalente a más de seis campos de fútbol.

Con el rotor más grande de la industria y la mayor potencia nominal, MySE 16.0-242 está destinado a mover los límites de la producción de energía eólica aún más. Una sola turbina MySE 16.0-242 puede generar 80000MWh de electricidad al año, suficiente para abastecer a más de 20000 hogares. En comparación, produce un 45% más de energía que el anterior modelo de turbina de MingYang, el MySE 11.0-203.

El beneficio medioambiental también es considerable: en comparación con la generación de energía con carbón, una MySE 16.0-242 puede eliminar más de 1,6 millones de toneladas de emisiones de CO₂ a lo largo de su vida útil diseñada de 25 años, lo que la convierte en un gran contribuyente a la consecución del objetivo de neutralidad de carbono.

El peso de la góndola del MySE 16.0-242 es competitivamente bajo, con menos de 37 toneladas por MW. En comparación con una góndola más pesada, su modesta masa de cabeza permite un uso más eficiente de la construcción de la torre y los cimientos, lo que se traduce en un menor número de materiales adquiridos y de logística.

Las tecnologías de transmisión Hybrid-Drive de MingYang, de eficacia probada, en particular la caja de engranajes planetarios de velocidad media con reparto de carga y la lubricación forzada de alta precisión del cojinete principal, se han optimizado y heredado por completo para garantizar la robustez y la eficiencia de esta nueva turbina, además de ofrecer un excelente rendimiento económico tanto en aplicaciones de sistemas fijos como flotantes. (Ming Yang , 2021)

Tabla 4. 4Cuadro Comparativo de las turbinas más potentes en la actualidad:

Características	Haliade-X	SG-14-236-DD	V236-15,0 MW	MySE 16.0-242
Altura	260	Según el emplazamiento	Según el emplazamiento	264 m
Longitud de las palas	107 m	115 m	115.5 m	118 m
Diámetro del rotor	220	236	236	242
Área de barrido	38, 000 m ²	43,700 m ²	43,700 m ²	45,999 m ²
Capacidad nominal	12-14MW	14-15MW	15 MW	16 MW

4.7 Cimentación de una Turbina Eléctrica en el Mar:

La implementación de una turbina en tierra es mucho más fácil que la de una en el mar, dado que la cimentación se realiza sobre una losa de hormigón lo suficientemente pesada para crear un momento y una fuerza de sujeción suficientes para soportar los movimientos del viento que actúan sobre las turbinas. Cuando un aerogenerador está en alta mar, el principio es el mismo, pero hay otros factores adicionales que hay que tener en cuenta al diseñar los cimientos, estos factores son:

- Profundidad del agua: las olas inciden carga y momento de flexión en los cimientos del aerogenerador.

- Condiciones del terreno: la cimentación no necesariamente se tiene que fijar de inmediato al fondo marino, ya se puede requerir fácilmente una profundidad adicional antes de que el suelo tenga capacidad portante debido a la composición del fondo marino.
- Frecuencias inducidas por la turbina: existe una contrarresta de la carga de las olas por parte la turbina, esto genera nuevas y posiblemente mayores cargas a los cimientos cuando se suman las olas.
- Resistencia a la corrosión y al desgaste.

Las turbinas para alta mar suelen diseñarse para soportar velocidades más altas que las de sus homologas en tierra, esto para aprovechar los regímenes de viento más fuertes, este factor contribuye a la generación de electricidad, pero exige una mayor robustez.

4.7.1 Los tipos de cimentación de una instalación marina

4.7.1.1 Monopilote o *Monopile*:

Las cimentaciones de monopilotes se basan en las experiencias de diseño de la industria del petróleo y el gas, que se han adaptado a la industria de los parques eólicos en alta mar. Debido a su menor coste, simplicidad y características adecuadas para su instalación en aguas poco profundas (10-30 metros) con una carga de olas moderada, ha sido el tipo de cimentación más utilizado, principalmente en proyectos en el fondo arenoso del Mar del Norte.

Las cimentaciones de monopilotes son muy similares a las utilizadas para las turbinas eólicas terrestres. Las cimentaciones de monopilotes consisten en un tubo cilíndrico de acero hincado en el fondo marino (normalmente unos 30 metros). El pilote soporta el peso de la torre y del aerogenerador, principalmente a través de la fricción de las paredes del pilote y el lecho marino. Las cargas verticales se transfieren fácilmente al suelo a través de la fricción y la resistencia de la punta. Las cargas laterales, que son comparativamente mucho más elevadas, se transfieren a la cimentación por flexión y luego se transfieren lateralmente al fondo. Para proporcionar la rigidez necesaria, el diámetro del pilote debe ser lo suficientemente grande, aumentando con el tamaño de la turbina. Esto atrae cargas hidrodinámicas relativamente altas. En función de las tensiones de carga, se puede ajustar el diámetro de la cimentación y la profundidad a la que se introduce puede ajustarse. La cimentación por monopilotes, que suele pesar unas 500 toneladas, es una de las más ligeras. En las zonas más profundas donde se han

utilizado, como en la Fase 2 de Walney (Reino Unido), los monopilotes pesaban más de 810 toneladas y tenían más de 69 metros de longitud.

Los monopilotes instalados normalmente alcanzan entre 5 y 10 metros sobre la superficie del mar. Para realizar la conexión entre el monopilote y la torre del aerogenerador, se instala un elemento de transición sobre el monopilote o en su interior. El elemento de transición también permite realizar ajustes para permitir una mayor tolerancia vertical del monopilote instalado, apoyar la estructura de acero secundaria, facilitar el atraque del barco, el trabajo y el acceso a las plataformas intermedia. Normalmente, el elemento de transición tiene un diámetro mayor y se coloca sobre el monopilote, se acopla a él externamente y se asegura mediante inserción de lechada en el espacio entre el elemento de transición y el pilote. Como alternativa, la torre del aerogenerador puede atornillarse directamente al borde superior del monopilote.

Las cimentaciones de monopilotes son fáciles de fabricar e instalar. Sin embargo, durante la instalación se requiere un equipo de elevación pesado. Desde la llegada al lugar, la instalación completa de una cimentación puede durar menos de 24 horas. Una secuencia de instalación típica podría ser la siguiente:

- Transporte de los monopilotes hasta el emplazamiento en alta mar mediante buques o barcas.
- Elevación de la parte superior del pilote por medio de una grúa en el barco, con ayudas a la flotación adecuadas si es necesario.
- Los monopilotes se bajan hasta su ubicación en el lecho marino, el peso del propio pilote produce una penetración inicial en el lecho marino. La instalación de los monopilotes puede realizarse mediante hincado, vibración, perforación o una combinación de ambos, en función de las condiciones específicas del lecho marino y de la viabilidad técnica y económica.
- Instalación del elemento de transición, alineación y cementación.
- Instalación de los equipos auxiliares

4.7.1.2 Cimentación por gravedad o *Gravity Foundation*:

Una alternativa a las cimentaciones con monopilotes son las estructuras de gravedad. Las estructuras de gravedad se diferencian de los monopilotes en que no se clavan en el lecho marino, sino que se apoyan en él. Se diseñan con el objetivo de evitar las cargas de tracción (levantamiento) entre el fondo marino y el (levantamiento). Actualmente, este diseño es el segundo más utilizado después de los monopilotes. Las estructuras de gravedad se utilizan en aguas poco profundas (con profundidades máximas de 30 metros) y han demostrado ser muy rentables económicamente.

Este tipo de cimentaciones se sitúan directamente en el lecho marino y su estabilidad está garantizada por el gran peso de la propia construcción. La base, que consiste en un contenedor de hormigón o acero, se sumerge hasta el fondo y se rellena hasta arriba con piedras. Los cimientos tienen una gran base plana para resistir los momentos de vuelco provocados por el aerogenerador. La estructura también puede incorporar anclajes alrededor del perímetro, que penetran aproximadamente 2 metros en el fondo, dependiendo de las condiciones del fondo y ayudan a resistir los movimientos horizontales. El tamaño depende en gran medida de la profundidad a la que se encuentre y de las condiciones del oleaje. Un cono rompehielos se instala normalmente en aguas donde el hielo está presente con frecuencia, también puede utilizarse como plataforma de acceso. Las condiciones requeridas para este tipo de cimentación son un lecho marino horizontal y que el lugar cuente con instalaciones de transporte económicas. Este tipo de cimentación se recomienda especialmente en zonas sin grandes cambios de marea, como el Mar Báltico.

Las estructuras de gravedad se instalan normalmente en tierra, luego se transportan en barcaza o se remolcan con remolcadores y se bajan hasta su posición en el lecho marino. Dependiendo de las condiciones geológicas del fondo marino, este tipo de cimentación puede requerir acciones preparatorias como el dragado, el relleno, la nivelación y la construcción de las protecciones adecuadas. Normalmente, la capa superior blanda del fondo marino tiene que ser eliminada y nivelada antes de colocar la cimentación, tras lo cual puede ser necesaria una capa de roca como lecho. Una vez preparado el fondo, la estructura de gravedad se posiciona y coloca adecuadamente en el lecho marino. Para garantizar la estabilidad final es necesario añadir lastre,

para lo cual se rellena la estructura con rocas u otros materiales adecuados. Este tipo de estructuras suelen llevar incorporados una serie de equipos auxiliares.

El funcionamiento de estas estructuras se basa en un gran soporte y un enorme peso que contrarrestan las fuerzas ejercidas por el viento y las olas sobre el aerogenerador. Aunque las estructuras de gravedad pueden pesar más de 7.000 toneladas, se pueden retirar fácilmente durante el desmantelamiento. Al no requerir perforaciones en la instalación de la estructura, la instalación de este tipo de cimentación produce menos ruido.

Teniendo en cuenta lo anterior, se pueden señalar muchas desventajas asociadas a estas estructuras de gravedad. Al conseguir la estabilidad gracias a su propio peso, se trata de una estructura enorme y pesada que requerirá en su proceso de instalación elementos especiales como una grúa de gran capacidad. La socavación es un factor importante para tener en cuenta debido a su alta dependencia de la superficie del fondo.

En general, las cimentaciones por gravedad pueden instalarse de forma mucho más económica que las conocidas cimentaciones de acero. Sin embargo, necesita continuar su desarrollo para seguir escalando y encontrar una manera de contrarrestar sus desventajas.

4.7.1.3 Trípode o “Jacket”

Los jackets o estructuras de celosía se han utilizado durante mucho tiempo en la industria del petróleo y el gas para la exploración y producción en alta mar, y actualmente su desarrollo ha llevado a su uso en la instalación de turbinas eólicas en alta mar. Se caracterizan por su ligereza y su idoneidad para profundidades de agua de más de 20 metros. Las más comunes son las jackets de cuatro lados, pero también existen en el mercado jackets de tres lados. Los cimientos de las jackets están formados por muchas vigas finas soldadas entre sí y unidas al fondo marino por pilotes situados en cada una de las esquinas de la estructura. Estos pilotes se introducen en el fondo marino mediante un martillo hidráulico hasta las profundidades adecuadas (siendo un problema en los fondos rocosos). Es muy importante hincar todos los pilotes al mismo tiempo para no generar problemas de estabilidad.

La instalación de este tipo de estructuras suele requerir el transporte hasta su ubicación en grandes buques de unidades prefabricadas, con elementos de transición ya colocados, su orientación y su descenso hasta el lecho marino, no requiriendo ninguna o muy poca preparación del fondo de la cimentación. Aunque la cantidad de trabajo necesaria para instalar la estructura es bastante elevada, ésta se compensa con una menor necesidad de materiales para conseguir una rigidez determinada. Por lo tanto, este sistema puede ser rentable a profundidades superiores a los 40 metros.

El transporte de estas grandes estructuras tampoco es fácil, sobre todo si se instala un gran número de aerogeneradores, pero por otro lado esta estructura no requiere pilotes tan pesados como en el caso de los monopilotes. Por otro lado, el elemento de transición necesario para una estructura de celosía es más complejo y caro en comparación con el utilizado para los monopilotes, su diseño requiere importantes consideraciones ya que constituirá una gran parte del peso total de la estructura.

Las ventajas de este tipo de cimentación son que es poco sensible a la carga de las olas, ya que sólo atrae pequeñas partes de las mismas, y que es una estructura muy rígida a la vez que tiene una menor dependencia del fondo. Puede instalarse en aguas más profundas, en aguas con mayor oleaje o en lugares con malas condiciones sin aumentar drásticamente el peso del acero de la estructura. Con este tipo de cimentación, la instalación de los aerogeneradores puede realizarse a mayores profundidades que con otros tipos de tecnologías. Debido a su geometría, las estructuras de celosía pueden ser relativamente ligeras en comparación con la resistencia que ofrecen, con un peso aproximado de 600 toneladas. También es posible utilizar tubos de tamaño y conexiones estandarizados, lo que en muchos casos permitirá reducir los costes al construir un gran número de celosías. Al construir un gran número de cimientos en un mismo parque eólico, esto permitirá en muchos casos reducir los costes. En general, la protección contra la socavación es menos importante que en las otras tecnologías.

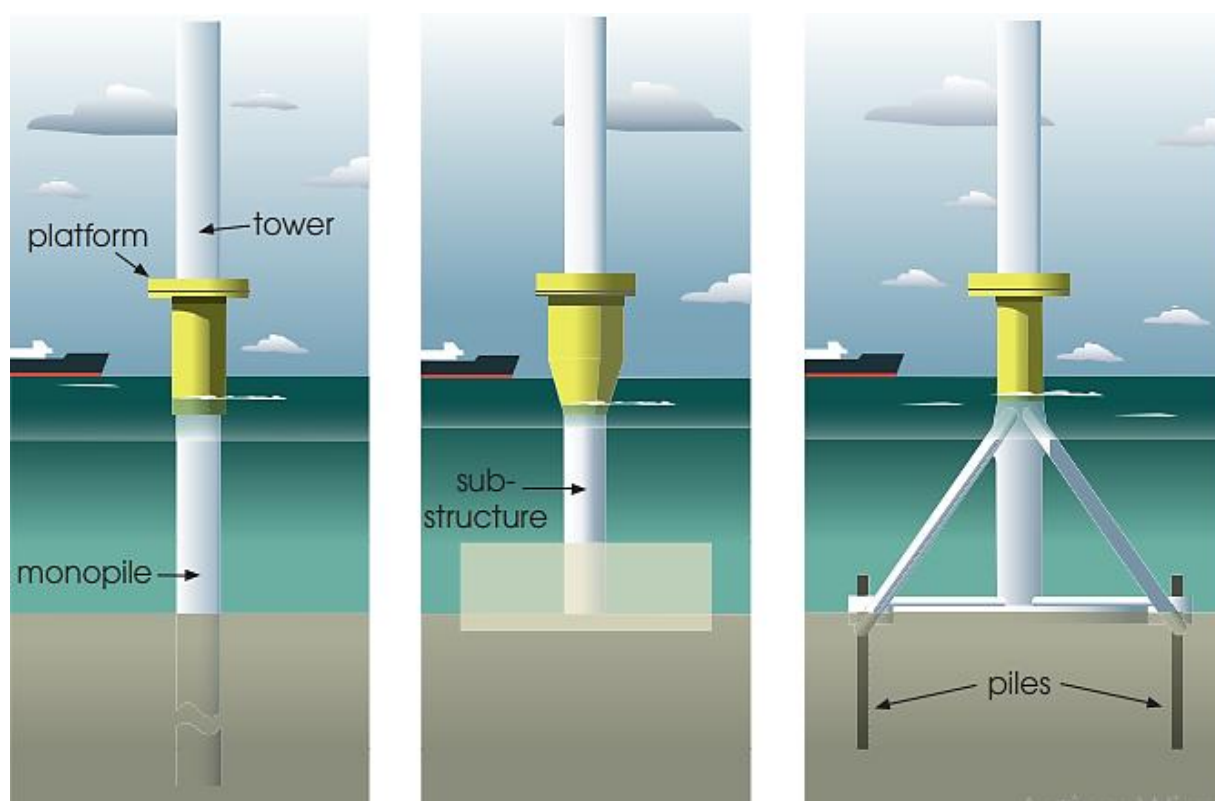


Ilustración 4. 23 Tipos de cimentaciones de parques eólicos marinos, Imagen tomada de (Lynn, 2012)

4.7.2 Plataformas Flotantes

El principal desarrollo de las estructuras flotantes en alta mar se ha producido en la industria del petróleo y el gas. Según esto, las principales estructuras flotantes en alta mar o fundaciones existentes son SPAR, semisumergible, FPSO, TLP, SeaStar y Min-Doc.

Estas estructuras flotantes pueden agruparse en dos grupos, según puedan tener aplicación en la explotación de recursos renovables. Hasta ahora, sólo unos pocos modelos se han utilizado como estructuras flotantes para el aprovechamiento de las energías renovables. Se trata de la estructura tipo SPAR, la semisumergible y las plataformas TLP. Los modelos se han desarrollado conceptualmente, pero nunca se han llevado a cabo a gran escala.

- Las plataformas que logran su estabilidad mediante el uso de lastres que cuelgan debajo de un tanque de flotación central que crea un momento de enderezamiento y una alta resistencia inercial al cabeceo y al balanceo y, por lo general, una carga suficiente para evitar el movimiento. Las plataformas flotantes de tipo SPAR utilizan esta estrategia.
- Plataformas que consiguen la estabilidad mediante la tensión de los cabos de amarre. Las plataformas TLP (Tension Leg Platforms) utilizan esta estrategia para lograr la estabilidad.
- Plataformas que logran la estabilidad utilizando boyas o flotadores distribuidos, gran superficie de flotación para lograr un momento que enderece la estructura. Este es el principio utilizado en los buques o plataformas semisumergibles.

4.7.2.1 Plataforma semi-sumergida con patas de tensión

Las estructuras semisumergibles en alta mar son estructuras muy conocidas en la industria del petróleo y el gas. Estas plataformas son estructuras flotantes con una gran cubierta. Las patas de la estructura están conectadas en el fondo, bajo el agua, a tanques de flotación llamados flotadores.

Las estructuras semisumergibles en alta mar son estructuras muy conocidas en la industria del petróleo y el gas. Estas plataformas son estructuras flotantes con una gran cubierta. Las patas de la estructura están conectadas en el fondo, bajo el agua, a tanques de flotación llamados flotadores.

Estos flotadores generan una gran superficie de flotación, adecuada para el tránsito de personal y maquinaria, pero al sumergirse generan mayores movimientos de amortiguación. Las columnas o patas que conectan los flotadores a la cubierta superior tienen un plano de flotación más pequeño, adecuado para reducir el movimiento del personal y la maquinaria, así como el movimiento de las olas, especialmente durante las tormentas.

Este tipo de estructura tiene un calado relativamente bajo que permite instalarla en muchos lugares, donde se puede añadir lastre para poner la estructura en posición para su funcionamiento.

Las plataformas semisumergibles tienen las características siguientes:

- Posición estable, con pequeños movimientos.

- Fácil de fabricar en serie.
- Amarre mediante cadenas o tirantes.
- Posibilidad de reparación fuera del agua.

4.7.2.2 Boya de amarre

. Las barcasas flotantes o FPSO (Floating Production, Storage and Offloading) son estructuras en forma de barco con diferentes sistemas de amarre utilizadas en la industria del petróleo y el gas en alta mar para el procesamiento de hidrocarburos y el almacenamiento de petróleo. En otras palabras, son unidades de producción, almacenamiento y transferencia de petróleo y gas construidas desde un barco.

El principal problema de las estructuras offshore que operan en aguas profundas es la necesidad de sistemas de flotación para garantizar la estabilidad, que se resuelve con este sistema de forma relativamente sencilla. Estas estructuras se anclan con sistemas de amarre con crucetas y en muchos casos estos amarres incluyen cabrestantes internos o externos.

Las estructuras FPSO están presentes en la industria del petróleo y el gas con más de 110 unidades activas. Estas estructuras, por otra parte, son temporales, lo que favorece un menor coste de instalación y rápida desconexión, lo que hace que estas estructuras dependan menos de las condiciones del fondo marino.

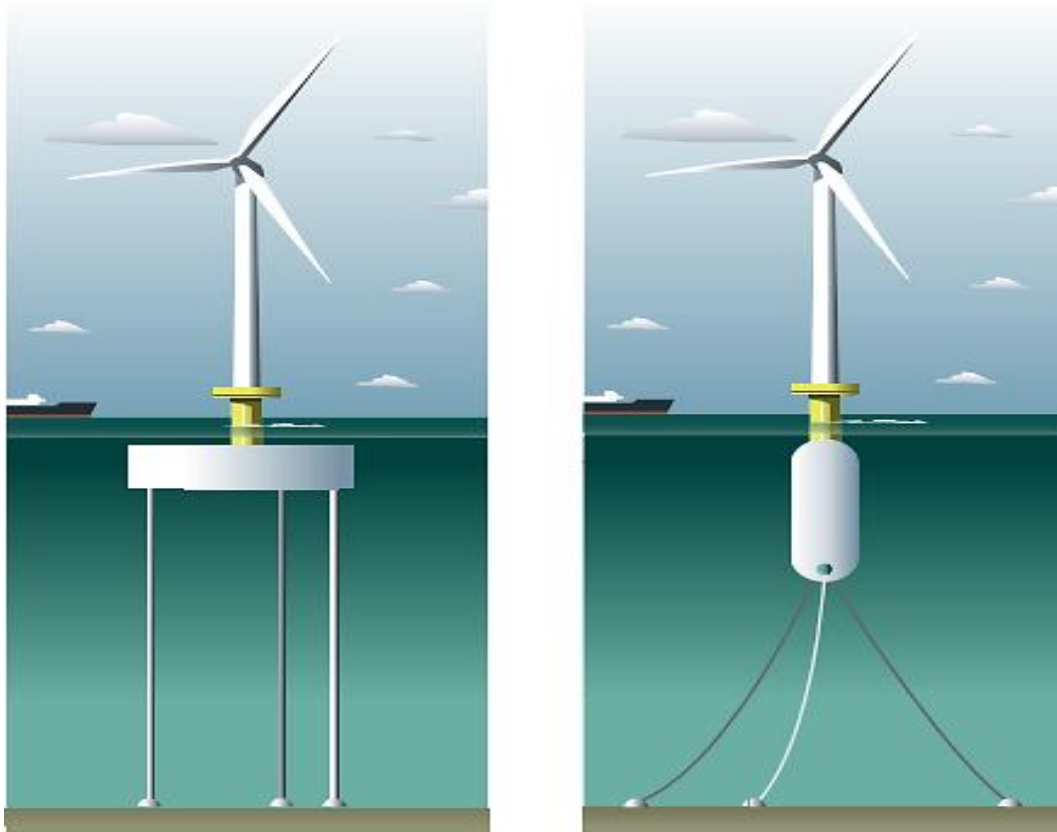
Ilustración 4. 24 Plataforma sumergida con patas de tensión y Boya de amarre, Imagen tomada de (Lynn, 2012)

4.7.2.3 SPAR floater:

Las estructuras tipo SPAR se basan en un cilindro flotante de gran calado, diseñado para soportar las cargas originadas en su lado superior. Su flotabilidad se utiliza para la ubicación de instalaciones por encima de la superficie del mar. Está generalmente anclado al fondo marino por sistemas de anclajes tradicionales para mantener su posición. El empleo de un gran lastre baja la posición del centro de gravedad de la estructura incrementando así su estabilidad, lo que la dota de unas características ante el movimiento mucho más favorables en comparación con otras estructuras flotantes.

Las estructuras tipo SPAR, se dividen en tres clases en la industria del gas y del petróleo:

- La estructura SPAR tradicional, la cual consiste en una estructura cuyo casco está formado por un gran cilindro y pesados lastres ubicados en el fondo de este.
- Las denominadas “truss SPAR” de características similares a las anteriores salvo por el hecho de que la parte central del casco se sustituye de una estructura en celosía.



- Subestructura “Cell SPAR”, donde el casco está conformado por un gran cilindro central rodeado de otros de menor tamaño unidos por placas circulares.

Las principales características de las estructuras tipo SPAR son:

- Diseño estable, con pequeños y lentos movimientos.
- Menos sensibles que las TLPs a la profundidad y carga útil.
- Instalación sencilla.
- Elevado peso. Apropiado para grandes profundidades.
- Sensible a olas de gran periodo.

4.7.2.4 Tension Leg Platform TLP:

El sistema de amarre TLP, que se sujeta verticalmente a una estructura compatible, consiste en una serie de tubos de acero llamados tendones. En cada esquina de la estructura se coloca un grupo de tendones que, en conjunto, constituyen las llamadas "patas de tensión".

El sistema de tendones está sometido a una gran tensión debido al exceso de flotabilidad de la plataforma. Esta elevada tensión limita los movimientos horizontales a un pequeño porcentaje de la profundidad. Los movimientos verticales de las TLP son casi inexistentes debido a la elevada rigidez axial y la baja elasticidad de los tendones. Además, los movimientos de balanceo y cabeceo son también prácticamente despreciables. Por otro lado, esta estructura es vulnerable en la dirección horizontal, permitiendo movimientos laterales.

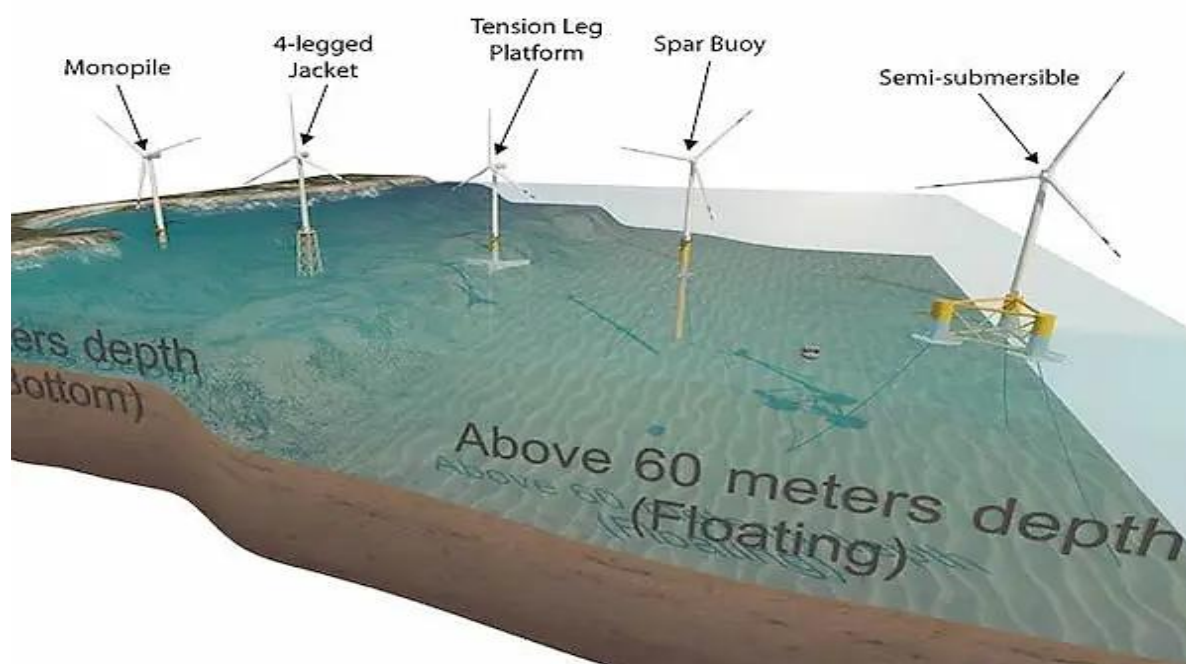
Las plataformas TLP son muy eficaces una vez instaladas. Sin embargo, el sistema de tendones es fundamental para el rendimiento de la instalación y debe ser cuidadosamente diseñado, fabricado, inspeccionado e instalado para garantizar su durabilidad y robustez a largo plazo,

Las principales características de las plataformas TLP son

- Movimientos limitados. Movimientos mejorados en comparación con las estructuras de tipo spar y semisumergibles.
- Alto rendimiento.
- Menor peso del acero.
- Pequeño impacto en el fondo marino.

- Limitado a grandes profundidades.
- Alto coste de anclaje.
- El sistema de anclaje vertical no permite controlar la posición horizontal.
- Difícil instalación y mantenimiento.

Ilustración 4. 25 Implementaciones de Turbinas Eólicas Marinas, Tomada de (Bauer, 2020)



4.7.2 Conexión Eléctrica en parques eólicos

En los parques eólicos, ya sean terrestre o marino, la conexión eléctrica es el enlace de este con el sistema general de transporte de energía eléctrica. Este enlace consiste principalmente, en un diseño apto de líneas eléctricas y subestaciones transformadoras.

Para las plantas de energía eólica es importante contar con una capacidad de evacuación de la infraestructura eléctrica existente a la que se está conectada. En la actualidad, este factor representa una de las mayores restricciones ante las cuales se encuentran estas instalaciones y cualquier otra instalación de generación eléctrica.

En un parque eólico marino la conexión eléctrica generalmente se efectúa a través de uno de los dos esquemas que se describen a continuación:

- Realizar el transporte de la energía eléctrica generada mediante una línea eléctrica hacia una subestación transformadora ubicada en el mar, que constituye el origen de una nueva línea eléctrica la cual transporta la energía eléctrica hasta otra subestación situada en tierra, que en muchas ocasiones suele ser parte de la infraestructura eléctrica existente.
- Transportar la energía eléctrica generada directamente por una línea eléctrica desde los aerogeneradores hasta una subestación en tierra.

Respecto a la elección del sistema más adecuado para esta instalación, principalmente se debe hacer con relación al potencial total de la planta y la distancia al punto de evacuación, esto dado a que las pérdidas de energía eléctrica asociadas a su transporte son proporcionales a ambos aspectos. Asimismo, la gran mayoría de los parques eólicos marinos que están actualmente activos y ejecutando funciones siguen el segundo esquema, ya que resulta más expedito. Según las tendencias de crecimiento que estos proyectos tienen, se tiene previsto que el primer sistema será la opción más eficaz, dado a las mayores distancias a las que se quieren implementar los parques en el mar.

4.7.2.1 Evacuación de la energía

En un parque eólico marino, la transmisión de potencia a tierra se lleva a cabo a través de un cable submarino que se caracteriza por la protección incorporada de aislamiento eléctrico y por un encamisado hecho con metal y plástico. Esto tiene el objetivo de proteger el cable contra corrosión marina y ante la posibilidad de daños mecánicos que pueda sufrir en su traslado del barco al mar durante su soterramiento en el fondo.

Por lo general se distinguen dos tipos de energía eléctrica:

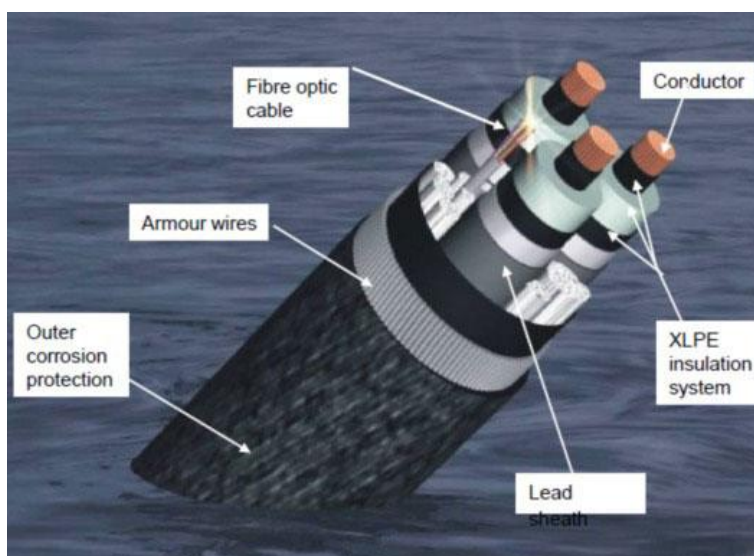
Corriente alterna trifásica de alta tensión, HVAC (High Voltage three-phase Alternating Current Transmission), que consta de las siguientes secciones:

Parque eólico marino — Transformador 30-60 KV / 380 KV — Cable submarino c.a. de alta tensión — Transformador en tierra de 380 KV / Tensión red c.a. en tierra

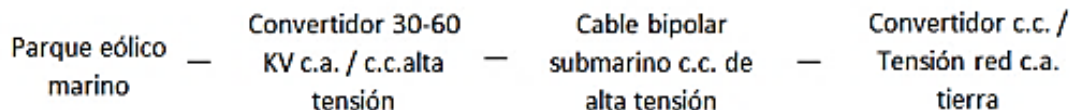
Se puede distinguir entre dos tipos de cables:

- **Cable trifásico** con tres conductores aislados separadamente formando parte del cable. Su ventaja prioritaria es la neutralización del campo magnético de los tres conductores, esto dado a que la suma de las tensiones e intensidades de los mismos es cero (tensión máxima 170 kV, en un futuro 245 kV y potencia máxima 200 MVA). Por otro lado, en la transmisión a grandes distancias, los tres conductores en paralelo actúan como un capacitor y generan una potencia reactiva, haciendo que el sistema necesite en los extremos del cable unidades de compensación, las cuales limitan la distancia de transmisión aproximadamente a 120 Km.
- **Cable monofásico:** requiere de tres cables separados, proporcionando una gran capacidad de transmisión al sistema (tensión máxima de 420 KV, potencia máxima 1,200 MVA).

Ilustración 4. 26 Cable HVAC



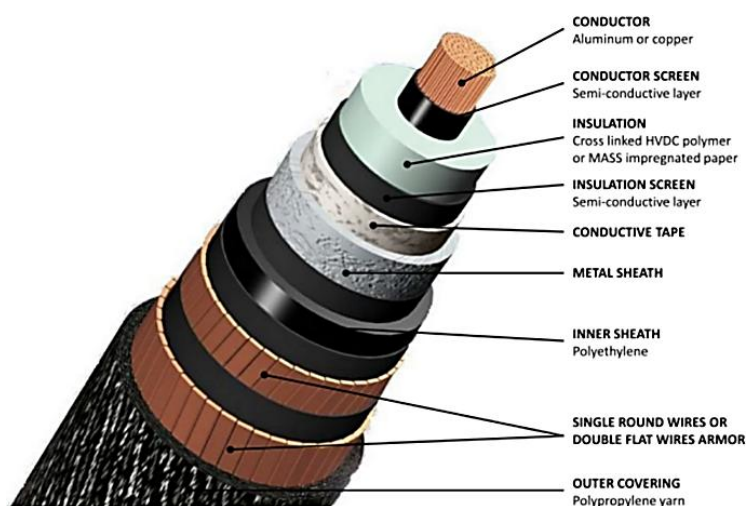
Corriente continua de alta tensión – HVDC (High Voltage Direct Current Transmission): este sistema, es el que más se utiliza para el transporte de energía a grandes distancias. Consta de los tramos siguientes:



Se presentan dos tipos de variantes según la aplicación de tiristores HVDC bipolares de puesta abierta aislada.

- ✓ Tiristor HVDC. Su ventaja principal es la transmisión de altas tensiones como 800KV a potencias entre 800 a 1000 MW, con un cable bipolar de dos conductores. Por otro lado, como desventaja presenta no poder generar tensión y la frecuencia de la red en el propio parque. Asimismo, para que arranquen los aerogeneradores, es necesario alimentación de una tensión C.A, por ende, se requiere la utilización de un generador diésel o la instalación de un cable adicional C.A en paralelo con el cable C.C que posteriormente podrá ser utilizado como cable auxiliar para ampliar la potencia del parque eólico.
- ✓ Tiristor bipolar de puerta abierta aislada IGBT (Insulated Gate Bipolar Transistor): Este puede conmutarse en la mitad de la onda de C.A, permitiendo al inversor generar voltajes sinusoidales en operación en los cuatros cuadrantes de la onda, posibilitando a su vez la transmisión de energía en ambas direcciones, así como en la zona capacitiva e inductiva. Dicha característica, permite proporcionar voltaje y frecuencia a los aerogeneradores, sin necesidad de instalar un generador diésel o un cable auxiliar.

Ilustración 4. 27 Cable HVDC



La transmisión eléctrica mediante el cable submarino de corriente continua no induce tensiones ni corrientes, por lo que no sufre pérdidas de energía a través de las cubiertas metálicas, a diferencia del cable de corriente alterna, pero produce un campo magnético que puede afectar a la vida marina y a la navegación marítima. Para evitarlo, los dos polos del sistema deben instalarse en paralelo y no muy separados, para que los campos magnéticos se neutralicen mutuamente (transmisión bipolar). En cambio, en el sistema monopolar, un conductor conecta las dos estaciones convertidoras con el mar, mientras que en el fondo del mar actúa como

conductor de retorno. Los electrodos del conductor de retorno producen electrólisis, por lo que el sistema monopolar no se utiliza en la transmisión de energía de los parques eólicos marinos.

Cabe destacar que para la selección del cable se debe considerar, los componentes y variantes en el mar como olas, mareas y posibles movimientos sísmicos de la zona. La instalación del cable submarino puede llegar a costar entre 1 a 3 veces lo que costo el cable como tal. (González, 2018)

4.8 Metodos de Emplazamiento para Parques Eólicos en el Mar

Para comenzar se debe identificar un sitio y determinar el recurso eólico del área, la energía potencial contenida en el viento. El recurso eólico está dictado por una serie de factores, como las características geográficas y topográficas ya que pueden afectar el potencial energético del viento, alterando su velocidad y energía cinética disponible.

El proceso de identificación de los emplazamientos óptimos para los parques eólicos en una región geográfica incluye varias etapas, que son determinadas por cada investigador. A continuación, se presenta un proceso presentado en un artículo del *Multidisciplinary Digital Publishing Institute* (MDPI) escrito por Dimitra G. Vagonia y Manos Kamilakis, sobre cómo se puede realizar la selección para la ubicación de un parque eólico marino en etapas.

4.8.1 Etapa de Recolección de datos:

Un primer paso para el emplazamiento de cualquier proyecto es analizar las características básicas de una zona incluyendo su entorno natural y cultural, así como datos demográficos, geomorfológicos, infraestructuras existentes de otras fuentes de energía renovable existentes y como ya se ha mencionado, el potencial eólico de la zona.

4.8.1.1 Etapa de Exclusión

Definición de los criterios de ubicación

La primera etapa para iniciar el proceso de identificación de zonas adecuadas para el emplazamiento de parques eólicos consiste en excluir las zonas que se consideran incompatibles para el emplazamiento del parque. Para ello se utilizan criterios tales como: profundidad de la cuenca marina, con el fin de excluir lugares en los que la instalación de un parque eólico marino no pueda llevarse a cabo con las tecnologías existentes:

- Profundidad del agua

La profundidad del agua es primordial, ya que cuanto mayor sea esta, mayor será el coste (debido al amarre, el anclaje y el cableado). Además, la fórmula de instalación también cambia en función de la profundidad del agua. Más concretamente, las tecnologías actuales ofrecen la posibilidad de desarrollar parques eólicos marinos a una profundidad máxima de 60 m con una estructura estable en alta mar. Así pues, para evitar los elevados costes de instalación, en el presente documento se excluye una profundidad superior a los 60 m.

- Velocidad del viento

La velocidad del viento está directamente relacionada con la eficacia económica del proyecto y, por lo tanto, es una variable importante a la hora de elegir el emplazamiento adecuado. Por lo tanto, es un criterio muy importante, que se utiliza en esta fase para excluir todas las zonas con un potencial eólico débil. El potencial eólico marino disponible puede expresarse cuantitativamente mediante la velocidad media del viento a 10 m por encima del nivel medio del agua.

- Definición de las zonas de amortiguación

Para completar la primera etapa, es necesario determinar las distancias mínimas que deben mantenerse, con el fin de identificar las zonas más adecuadas para la instalación de un parque eólico marino. Para la posterior exclusión de las distancias mínimas, se utilizan criterios que pretenden evitar conflictos entre los usos del suelo existentes y los parques eólicos marinos, proteger las zonas sensibles desde el punto de vista medioambiental y mantener intacto el perfil de la zona.

4.8.2 Etapa de Evaluación

La segunda etapa de la metodología consiste en la evaluación de los emplazamientos candidatos surgidos de la etapa 1, con el fin de identificar la zona óptima de instalación de un parque eólico en la zona de estudio. En la segunda fase, se intenta llevar a cabo una comparación de las zonas disponibles para llegar a la mejor posición de emplazamiento desde el punto de vista económico, social social y de eficiencia. Para ello, se integran dos herramientas de análisis multicriterio de amplia aplicación integradas. En primer lugar, se aplican comparaciones por pares de los criterios de evaluación mediante el AHP y cada criterio recibe una ponderación en función de la importancia que le asigna el investigador.

El AHP (*Analytic Hierarchy Process: técnica estructurada para la toma de decisiones complejas*) es un método de comparación por pares, donde cada elemento es calificado respecto al resto, para evaluar su importancia relativa. El método en cuestión funciona descomponiendo un problema complejo en partes, según una jerarquía específica. Más concretamente, según este modelo, el objetivo principal está en la cima de la jerarquía, los criterios y subcriterios están en los demás niveles y subniveles de la jerarquía, y las decisiones alternativas están en la base.

Este proceso utiliza la comparación por pares para desarrollar una escala de prioridades entre las actividades. La comparación por pares toma valores de la escala fundamental donde 1 corresponde a "igual de importante", 3 a "ligeramente más importante", 5 a "mucho más importante", 7 a "muy importante" y 9 a "extremadamente más importante". Si la relación de importancia es inversa, la clasificación del índice también se invierte, es decir, 1/3, 1/5, 1/7, 1/9. Los valores 2, 4, 6 y se han definido como valores intermedios y también pueden utilizarse en la comparación por pares. Estos últimos se utilizan para determinar la ponderación de los criterios.

Tabla 4. 5 Calificaciones de comparación por pares

Valoración	Índice de importancia
1	Igualmente importante
3	Ligeramente más importante
5	Mucho más importante
7	Muy importante

9	Extremadamente importante.
---	----------------------------

De este modo, se crea una matriz en la que el número de columnas y filas corresponde al número de criterios, y los pasos sucesivos que hay que dar son los siguientes: se completan los elementos de la matriz en función de las comparaciones por pares realizadas; luego se calcula la suma de los elementos de cada columna, entonces se divide cada elemento de la matriz con la suma de su columna y se obtiene una nueva matriz con igual número de filas y columnas igual a la original, como resultado de los nuevos cálculos; se calcula la media de cada fila de la nueva matriz y se registra en una nueva columna, que comprende el vector de prioridad de los criterios.

Criterios de evaluación

Los criterios de evaluación tienen como objetivo preservar el entorno existente de la zona de estudio sin cambios y también evitar que se produzcan nuevos conflictos por el uso del suelo. Por lo tanto, es necesario que los criterios de evaluación se refieran principalmente a la eficiencia económica del proyecto y a la minimización de los conflictos por el uso del suelo, atendiendo al mismo tiempo al mayor número posible de necesidades. No obstante, el parámetro de protección del medio ambiente también se tiene en cuenta en esta fase, ya que algunos de los criterios de exclusión se eligen también como criterios de evaluación, con el fin de seleccionar la posición óptima de emplazamiento. Así, los criterios seleccionados son la velocidad del viento (EvC1), la población atendida (EvC2), la densidad de navegación (EvC3) y la distancia de las zonas protegidas del medio ambiente (EvC4). Los criterios de evaluación se presentan en el cuadro 3 y se describen en detalle a continuación.

Tabla 4. 6 Criterios de evaluación

A/A	Criterio	Tipo	Descripción breve
EvC1	Velocidad del viento.	Financiero	Cuanto mayor sea la velocidad del viento en una zona, más eficiente se considera dado a la generación de electricidad

EvC2	Población atendida (residentes)	Operacional	Cuanto mayor sea la población atendida en cada zona, mayor será la necesidad de ubicar un parque eólico marino en esa zona.
EvC3	Rutas de barcos	Financiero y Operacional	Cuanto más rutas de transporte haya en una zona más difícil es ubicar un proyecto de este tipo en esa zona.
EvC4	Distancia de las zonas protegidas (km)	Medioambiente	Cuanto mayor sea la distancia de las zonas medioambientales más se puede garantizar la protección del medio ambiente en esa zona.

Velocidad del viento (EvC1)

Un criterio excepcionalmente importante es el potencial eólico de una zona, ya que determina su capacidad de producción de energía. Por lo tanto, este criterio se considera esencial para calcular la idoneidad de una zona en cuanto al emplazamiento de instalaciones eólicas marinas.

Naturalmente, se da prioridad a las zonas que desarrollan una mayor concentración de potencial eólico por término medio, y que por tanto producen más energía. Este criterio también se utiliza en la primera fase de la metodología, pero en la presente etapa se diversifica, ya que contribuye a identificar la zona de emplazamiento con el mejor rendimiento.

Población atendida (EvC2)

El porcentaje de población atendida se utiliza como criterio determinante en la fase de evaluación, ya que sirve para valorar el grado de cobertura de las necesidades energéticas de la población. Más concretamente, se calcula la población total para cada emplazamiento candidato, identificado durante la primera etapa, que se encuentra a una distancia de 100 km (desde el centro de cada zona). La zona con más residentes recibe la mayor puntuación, ya que el proyecto cubrirá de forma acumulativa las necesidades de una mayor parte de la población.

Densidad de transporte marítimo (EvC3)

Este criterio afecta principalmente a zonas con un intenso tráfico marítimo de mercancías y pasajeros, como la región del Egeo Meridional. En la fase de planificación, deben tenerse en cuenta todas las rutas marítimas a la hora de la zona de emplazamiento. Las zonas con un gran número de redes de transporte marítimo dificultan el emplazamiento de un de un parque eólico marino. Además, el desarrollo de parques eólicos en zonas atravesadas por buques de pasajeros o de carga puede dar lugar a conflictos de uso del suelo con los sectores correspondientes. Por este motivo cuanto menor sea el número de conexiones marítimas existentes, mayor será la clasificación otorgada a esa zona.

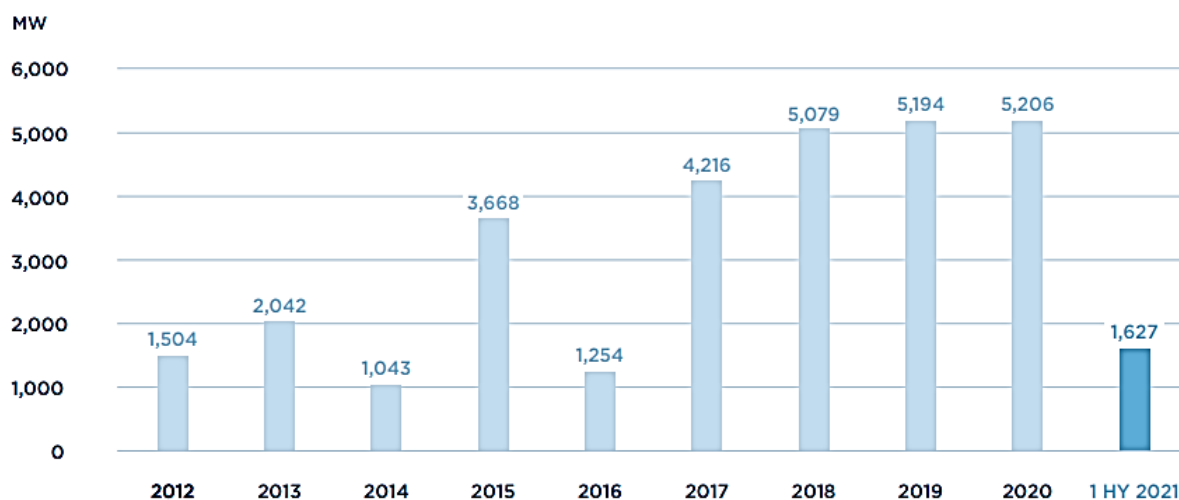
Distancia a zonas protegidas del medio ambiente (EvC4)

Este criterio se utiliza en la etapa anterior, pero también se utiliza en la etapa de evaluación para dar prioridad a las zonas que están situadas a la mayor distancia posible de las zonas ambientalmente sensibles. Esto significa que dichas regiones no sufrirán teóricamente ningún impacto ambiental a lo largo del ciclo de vida del proyecto. (Vagiona & Kamilakis, 2018)

SITUACIÓN ACTUAL DE LOS PARQUES OFFSHORE

La energía eólica marina está creciendo y sus producciones van en aumento. El Foro Mundial de la Energía Eólica Marina, más conocido como WFO (por sus siglas en inglés *World Forum Offshore Wind*) publicó un informe titulado “Reporte Global de la Energía Eólica Marina para la primera mitad del 2021” donde reporto que la capacidad instalada de energía Offshore para la primera mitad del 2021 fue de 1.627 MW que si bien es un aumento, se queda corto en comparación con la capacidad instalada que hubo en 2020, en donde la capacidad instalada fue de 5.206 MW dejando atrás al 2021 donde se instalaron 5.194 MW. Asimismo, lo reportado solo era hasta la mitad del año 2021, las proyecciones realizadas demostraban que en construcción se encontraban 24 parques que sumaban una capacidad instalada de 10.073 MW.

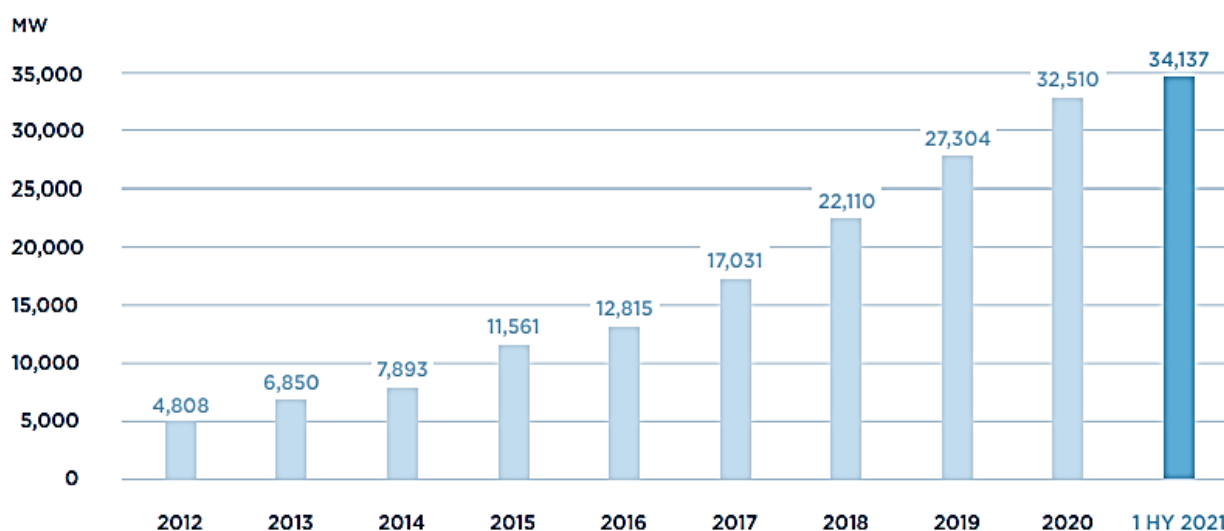
Ilustración 4. 28 Gráfico anual de la capacidad instalada de energía eólica marina



Nota: En el gráfico se puede apreciar el crecimiento que ha tenido la capacidad instalada anual de la energía eólica marina desde el 2012 a la primera mitad del 2021. (World Forum Offshore Wind, 2021)

Continuando con lo reportado, en el informe se vio el total de la capacidad instalada de energía eólica marina alrededor del mundo, donde se puede validar que cada vez genera más interés puesto que se sigue expandiendo. El aporte de la energía eólica marina a la producción energética mundial era de 34.137 MW para cuando se realizó el reporte. Para la primera mitad de 2021 los parques Offshore que se reportaron en operación fueron 169 a nivel mundial. Se pronosticó que para lo que restaba del año se esperaba una aceleración en la construcción mundial de capacidad instalada.

Ilustración 4. 29 Capacidad Mundial de energía eólica en funcionamiento.

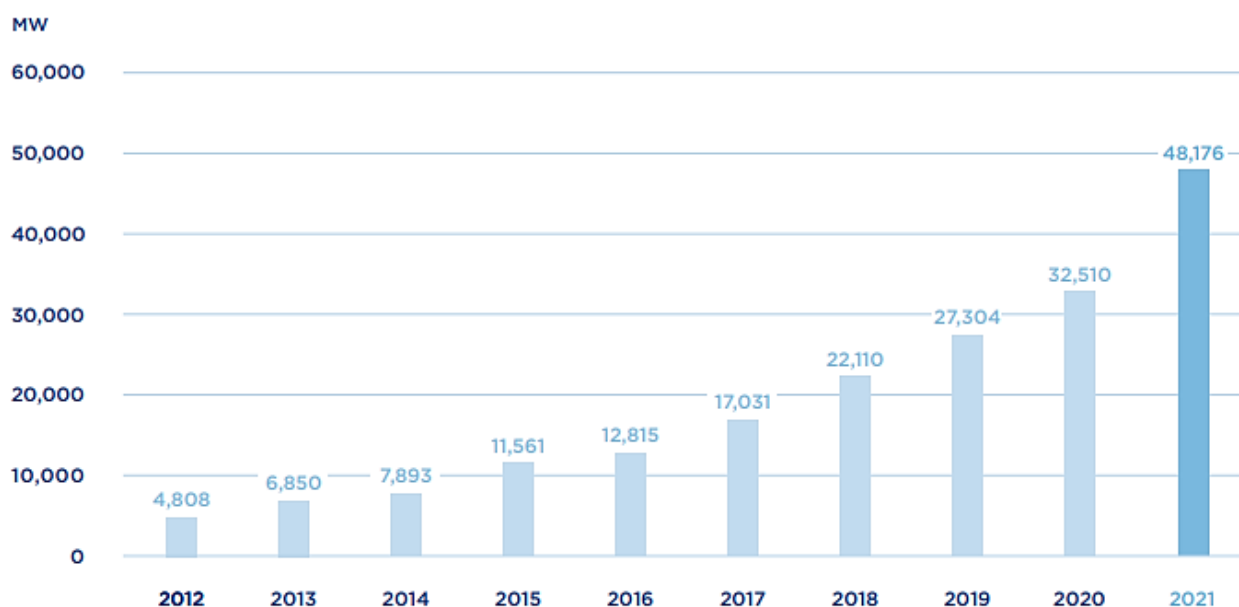


Nota: En este gráfico se puede apreciar que ha ido evolucionando la capacidad mundial de energía eólica en funcionamiento. (World Forum Offshore Wind, 2021)

El world Forum Offshore Wind Farm publicó en febrero de 2022 el reporte completo de todo lo que se realizó en el sector offshore a nivel mundial durante el año 2021. En este se puede observar que la capacidad instalada final fue de 15.7 GW rompiendo récord como el año con mayor capacidad instalada por mucho. Globalmente entraron en operación 53 parques (45 en China, 3 en Reino Unido, 2 en Nueva Zelanda, 1 en Dinamarca, 1 en Taiwan y 1 en Noruega).

Entonces, el cierre de 2021 fue mucho más alentador que su comienzo puesto que recapitulando para la primera mitad el aumento de la capacidad instalada fue de 1.6 MW y para el final del año fue de 15.7 MW. La capacidad instalada total que se alcanzó globalmente para 2021 es de 48.2 MW.

Ilustración 4. 30 Capacidad mundial de energía eólica final para 2021.



Nota: En este gráfico se refleja la capacidad mundial de energía eólica marina que se encuentra en funcionamiento, además de la diferencia entre los años anteriores a 2021, exponiendo el aumento drástico que se obtuvo. (World Forum Offshore Wind , 2022)

4.9 Consecuencias que Conllevan los Parques Eólicos Marinos

Existen diferentes circunstancias asociadas a los parques eólicos marinos que pueden tener una repercusión en el medio ambiente marino, estos riesgos pueden aplicarse durante todo el ciclo de vida del parque eólico marino o sólo durante una fase específica. los principales problemas asociados a las 3 fases principales de los parques offshore (construcción, operación y

desmantelamiento) según lo documentado por *Bio Consult SH* en su reporte titulado “*Review Of Solutions to Avoid and Mitigate Environmental Impacts of Offshore Windfarms*”, se presentan en el cuadro siguiente:

Fase de construcción
<ul style="list-style-type: none"> • Estrés visual y acústico debido a las actividades de construcción • Emisiones sonoras y luminosas de embarcaciones y maquinaria durante la construcción • Pérdida temporal o permanente de hábitats • Turbidez del agua debido a la alteración de los sedimentos
Fase de Operación
<ul style="list-style-type: none"> • Impacto visual y molestias debidas a la emisión de ruido de los aerogeneradores durante funcionamiento. • Generación de campos electromagnéticos • Utilización del suelo por la infraestructura necesaria (anclajes, cimientos, cables, etc) • Cambios en los patrones de la corriente. • Posible impacto en la calidad del agua. • Riesgo de colisión de las aves con las turbinas eólicas. • Efecto barrero sobre la fauna. • Creación de arrecifes artificiales por los aerogeneradores. • Impactos adversos de las operaciones de mantenimiento y reparación.
Fase de desmantelamiento
<ul style="list-style-type: none"> • Molestas visuales y acústicas debidas a las actividades de desmantelamiento. • Molestias por las embarcaciones y maquinaria durante el proceso de desmantelamiento. • Pérdida de hábitats. • Turbidez del agua debido a alteraciones de los sedimentos.

A continuación, se estarán presentando principalmente los impactos del ruido, la pérdida de hábitat, la contaminación y los residuos, la alternancia de sedimentos, campos electromagnéticos,

temperatura, impactos directos de la construcción e impactos indirectos del parque offshore. Se expondrá como se definen estos problemas y consecuencias pueden llegar a tener.

- **Presencia de ruido**

Prácticamente todas las especies utilizan el sonido para comunicarse, buscar e identificar depredadores o presas, así como orientarse en sus hábitats. En las últimas décadas, la contaminación acústica en el mar a aumentado rápidamente, una de las causas puntuales es por el ruido de los buques, construcciones costeras y en alta mar (ampliación de puertos, construcción de instalaciones marinas, plataformas petrolíferas, etc) estudios sísmicos y operaciones militares.

Para la fauna marina y en especial para los mamíferos el ruido puede suponer un problema mayor, empezando por las interferencias en la comunicación, la invasión de sus hábitats y el estrés físico, todo lo cual repercute en la aptitud individual, por tanto, en la dinámica de la población.

- **Contaminación y residuos**

Respecto a residuos y contaminación marina se distinguen dos tipos de contaminación; la macroscópica (bolsas de plástico u otros desechos de los hogares o industrias) y la contaminación química (generada por la dispersión de sustancias químicas o tóxicas, durante la construcción y funcionamiento del parque).

Durante la etapa de construcción y operación del parque se pueden liberar residuos macroscópicos en el medio marino, esto por eliminación inadecuada de residuos, por ejemplo, en las embarcaciones de construcción. Dichos residuos pueden dañar a los animales, como aves, tortugas, peces y mamíferos, ya sea porque se enredan en residuos o los injieren.

Las estructuras metálicas sumergidas pueden liberar sustancias químicas o potencialmente tóxicas, un ejemplo serían las fugas de aceite debidas a un manejo inadecuado de las máquinas de construcción o de material de revestimiento y sellado que contenga resina de poliuretano. Esta última clasificada como peligrosa para el medio ambiente. Otro factor que llega a ser contaminante es el control de la corrosión por el

mar. Las estructuras metálicas sumergidas pueden protegerse mediante ánodos de sacrificio (protección catódica). Estos ánodos en la mayoría de los casos están hechos de aluminio o zinc, pero también pueden contener metales pesados como el indio, cadmio o plomo, Los estudios sobre el zinc liberado en el agua circundante y en la superficie del fondo marino han demostrado que su concentración sigue en aumento. El aluminio como tal no es considerado toxico, sin embargo, puede causar enlaces tóxicos con otros elementos y también puede enriquecerse en el fondo marino que rodea una construcción que utiliza ánodos de sacrificio para el control de la corrosión El impacto potencial y la liberación prevista de metales de los ánodos de sacrificio en el sector de parques offshore sigue sin estar claros y se discuten de forma controvertida. Sin embargo, los datos de seguimiento son escasos lo que dificulta evaluar su impacto en el medio ambiente.

- **Campos electromagnéticos (CEM)**

En este caso los campos electromagnéticos a los que se hace alusión son a los generados por una corriente eléctrica que pasa por un cable eléctrico. Existen campos electromagnéticos generados de manera natural, como el campo geomagnético terrestre y fuentes de CEM inducidas por el hombre. Los parques eólicos marinos generan CEM mediante sus cables eléctricos marinos que transportan la electricidad generada a lo largo de una larga distancia hasta la costa. La intensidad de un CEM disminuye con la distancia del cable y depende de la fuerza de la corriente. El revestimiento del cable impide que los campos eléctricos lleguen al entorno marino, sin embargo, el movimiento a través del campo electromagnético, por ejemplo, por las corrientes de agua o el paso de los animales puede inducir campos.

Los CEM son generados a lo largo de toda la fase de operación de un parque eólico marino. Cabe destacar que los dos tipos de corriente con los que se trabajan generan campos diferentes. La corriente directa (CC) produce campos electromagnéticos estáticos, mientras que la corriente alterna (CA) produce campos electromagnéticos variables siendo los CEM de los cables de corriente continua generalmente más fuertes que los cables de corriente alterna.

Los impactos de los CEM inducidos por los parques eólicos marinos no están bien estudiados hasta ahora. Sin embargo, se intuye que los mayores impactos son para los

animales que utilizan el campo térmico natural de la tierra para orientarse (como algunas especies migratorias, cetáceos y tortugas marinas) o que dependen de electro recepción para la casa de sus presas.

- **Temperatura**

La transmisión de energía en los cables produce calor, lo que provoca un calentamiento del propio cable de hasta 70° C y un aumento de la temperatura en el entorno circundante que disminuye con la distancia del cable. En el caso de que el cable esté situado por encima del lecho marino, el calor producido se emite por convención al agua de mar que pasa y de esta forma se dispersa rápidamente. Varios Factores adicionales pueden determinar el grado de aumento de la temperatura en las proximidades del cable. El tipo de cable y la velocidad de transmisión, las características del sedimento (en caso de que el cable está enterrado) y las condiciones abióticas del entorno (temperatura del agua, corrientes, etc). E Igualdad de velocidad de transmisión, los cables de CA tienen una mayor dispersión de calor que los cables de CC.

Se cree que el calor producido por los cables submarinos tiene un impacto potencial en el fondo marino circundante, la comunidad microbiana y los animales bentónicos.

- **Luz artificial**

hay fuentes variables de luz artificial durante la fase de construcción, explotación y mantenimiento. El alumbrado sería necesario para iluminar la zona de trabajo en tierra, en el muelle y en los buques mientras estén atracados.

Durante la construcción, la iluminación temporal es para las zonas de trabajo en las cubiertas de los buques o en las plataformas de servicio de los aerogeneradores o de las infraestructuras asociadas en las plataformas. Además, el tendido de cables puede producirse las 24 horas del día durante determinados periodos y estos buques estarían iluminados por la noche para operación segura. Todos los buques que operen entre el anochecer y el amanecer deberán tener encendidas las luces de navegación por lo que se esperan fuentes de luces artificiales similares durante el desmantelamiento.

En la fase de operación, además de la iluminación proveniente de los barcos de mantenimiento, se colocan luces de seguridad de envío y luces de seguridad de aviación en la base y la parte superior de las turbinas eólicas, respectivamente. Las normas internacionales y nacionales relativas a la seguridad marítima y aérea exigen que los molinos de viento, ya sea de forma individual o colectiva como un parque eólico, estén marcados con luces de obstrucción durante la noche. Las especificaciones de iluminación difieren entre países. Además, se supone que las plataformas de las estaciones convertidoras deben estar permanentemente iluminadas por razones de seguridad y operativas.

Hay una serie de factores que pueden afectar la transmisión de la luz, tanto en el aire como en el agua. En el aire, la transmisión de la luz puede verse afectada por los niveles de humedad atmosférica, la nubosidad y el tipo y orientación de las luces. En el agua, Los niveles de turbidez y las olas, así como el tipo de luz, pueden afectar a la distancia de transmisión y a la intensidad.

Las aves y las tortugas marinas se ven potencialmente afectadas por la presencia de luz. Más concretamente, las aves que migran durante las noches con malas condiciones meteorológicas, ya que pueden ser atraídas por la luz de las estructuras en alta mar, lo que puede provocar una mortalidad directa por colisión. se sabe que un gran número de aves migratorias cruzan grandes masas de agua durante la noche. La orientación de estas aves migratorias se basa en una serie de mecanismos que van desde la brújula magnética hasta la luz polarizada. Las perturbaciones de las aves migratorias nocturnas por las luces artificiales van desde la desorientación hasta el agotamiento y las colisiones. En cuanto a las tortugas, las crías de estas han mostrado atracción por la luz artificial en el mar, con riesgo a la mortalidad indirecta por desorientación, pérdida de energía y aumento de la depredación en las proximidades de la fuente de luz.

- **Riesgo de colisión**

Uno de los efectos potenciales de los parques eólicos marinos en las aves marinas es la mortalidad por colisión. La colisión es más probable si las aves marinas migratorias no

logran evitar los aerogeneradores y vuelan a través de la zona de barrido de los rotores. Se hace un gran esfuerzo para evaluar las tasas de colisión y evasión así obteniendo estimaciones del riesgo de colisión, un proceso que es específico para cada especie y lugar. Además de las turbinas, el tráfico de barcos asociado a las obras de construcción y mantenimiento de los parques eólicos marinos supone un riesgo para la fauna Marina, como los mamíferos y las tortugas marinos ya que puede haber colisiones con buques por parte de mamíferos y tortugas.

Los parques eólicos marinos tienen un impacto directo respecto a la ocupación de los fondos marinos y la eliminación de hábitats. Asimismo, tiene impactos indirectos que se deben a la perturbación de las comunidades de los fondos marinos, la degradación secundaria de los hábitats adyacentes y la sedimentación indirecta en las zonas cercanas a la construcción. Otros impactos incluyen a la comunidad bentónica debido a la temperatura elevada, el ruido y las emisiones electromagnéticas generadas por los cables submarinos. Los arrecifes marinos también se ven afectados dado a los cimientos de los aerogeneradores, las plataformas y las estructuras de protección contra la socavación.

Si bien es cierto durante la selección del emplazamiento para la colocación de los aerogeneradores se puede evitar los hábitats sensibles tras un estudio cartográfico adecuado, la instalación y tendido de los cables pueden incurrir en un impacto en el medio ambiente marino, dado que no siempre es posible evitar las zonas de hábitats protegidas y las áreas que albergan especies de invertebrados sensibles o en peligro de extinción.

Para la ejecución de parques eólicos marinos se exige que se evalúe con rigor los riesgos que estos con llevan para el medio ambiente marino y se reconsidere la estrategia eólica marina para adaptarla a las peculiaridades ecológicas y socioeconómicas de la costa, con estudios alternativos y dimensionados. El entorno eólico todavía sigue lidiando, buscando formas para afectar en lo menos posible al entorno marino. (Defingou, Horchler, Bills, & Liesenjohann, 2019)

CAPITULO V: METODOLOGÍA Y PROCESO

5.1 Enfoque y métodos

5.1.1 Descripción del enfoque:

Este proyecto tiene como objetivo analizar si la implementación de un parque eólico marino en Honduras sería un proyecto de carácter beneficioso y productivo. Para este trabajo se requiere de una recopilación y evaluación de datos estadísticos respecto a resultados verídicos presentados por estos proyectos en la actualidad y así hacer una comparación que permita brindar una perspectiva más amplia y completa. Asimismo, se realizará la propuesta de un diseño de parque eólico marino en un punto conveniente en la costa del Departamento de Colón Honduras. Por lo anterior el enfoque de este análisis se puede decir que es Cualitativo por la recolección y análisis de datos, así como también es Cuantitativo dado que se realizará un estudio de datos numéricos para validar si es conveniente la implementación del parque eólico marítimo.

5.1.2 Descripción del método:

En vista que la información recopilada en el marco teórico de esta investigación está basada en la definición, explicación y segmentación de términos y conceptos característicos, directamente relacionados con el tema principal del trabajo, se puede interpretar que el alcance de este proyecto es Descriptivo.

El alcance de esta investigación es respaldado por el tipo de resultados que se ha previsto y esperado obtener, los cuales serán adquiridos a través de un proceso de recolección de datos y diseño de parque que pretende comprender el funcionamiento y comportamiento de un parque Offshore en el ámbito energético de un país, así estudiando que impacto generaría una instalación de este tipo en un sector como la costa del departamento de Colón, esto con el propósito de obtener una orientación sobre el proyecto y saber si es conveniente su ejecución.

En pocas palabras el alcance Descriptivo es en el que mejor encaja este tipo de investigación ya que aquí se permite comprender las dimensiones del fenómeno de análisis, permite determinar rasgos y puntos clave para el desarrollo deseado.

5.1.3 Diseño de la investigación:

El diseño orientado a una investigación cualitativa y cuantitativa, ya que se espera comprender el comportamiento de la variable de investigación, su entorno y su desarrollo. Asimismo, se espera que con el análisis numérico se pueda definir si la implementación de un parque eólico marino en la costa norte de Honduras sería un proyecto de resultados positivos.

Unidad de Análisis y respuesta

La unidad de Análisis en este proyecto radica básicamente en el comportamiento y posibles consecuencias de un parque eólico marino, así como su capacidad de proporcionar energía eléctrica en los lugares donde se instalan, bondades que presentan frente a sus desventajas y su producción de trabajo o generación energética en comparación con su contraparte instalaciones eólicas terrestre.

5.2 Técnicas e Instrumentos Aplicados

5.2.1 Recolección de datos:

Los métodos de recolección de datos que se estarán utilizando para tratar las hipótesis propuestas en este trabajo son los especificados en el cuadro siguiente:

No.	Hipótesis	Definición de instrumento
1	La implementación de un parque eólico marino sería un proyecto capaz de ofrecer beneficios satisfactorios para un país en subdesarrollo como Honduras.	Análisis de contenido recopilado.
2	El parque eólico marino presentará una generación de energía igual a la que presentan los parques eólicos terrestres ya existentes.	Análisis de contenido recopilado.
3	El diseño de un parque eólico marino en la costa del Departamento de Colón puede alcanzar una mayor generación energética que los parques existentes con una menor cantidad de aerogeneradores.	Creación de propuesta para un parque eólico.

5.2.2 Instrumentos de Medición

Se realizará un análisis de contenido de datos en el cual se proyectarán las estadísticas energéticas presentadas por países que ya cuentan con proyectos de parques eólicos marinos instalados, más específicamente se estará tomando a Dinamarca como punto de referencia dado que es el país con el que se podría asociar más semejanza en cuestiones de tamaño, esto con el propósito de observar los aportes de la energía eólica marina en la matriz energética.

También se analizará la producción de energía terrestre eólica en Honduras y se hará una proyección de lo que un parque Offshore podría generar para realizar una comparación con ambos datos.

El objetivo de los instrumentos antes descritos es permitir que se lleve a cabo un proceso claro y ordenado que proporcione los resultados necesarios para tratar las hipótesis planteadas (1,2 y3).

5.3 Fuentes de Información:

Clasificación de las fuentes de Información

5.3.1 Fuentes Primarias

- Balance Energético Nacional 2020, Secretaría de Energía.
- Índice de Cobertura y Acceso a la Electricidad en Honduras, Secretaría de Energía.
- Estadísticas de Producción de Plantes eólicas en Honduras, Secretaría de Energía.
- Reportes de la Agencia Danesa de Energía.

5.3.2 Fuentes Secundarias:

- Informes del Operador del Sistema en Honduras.
- Datos obtenidos del servicio Meteoblue.
- Reportes de Producción de Energía Eólica Marina presentados por World Forum Offshore Wind.

. CAPITULO VI: RESULTADOS Y ANÁLISIS

6.1 Resultados, Comprobación y Análisis de Hipótesis

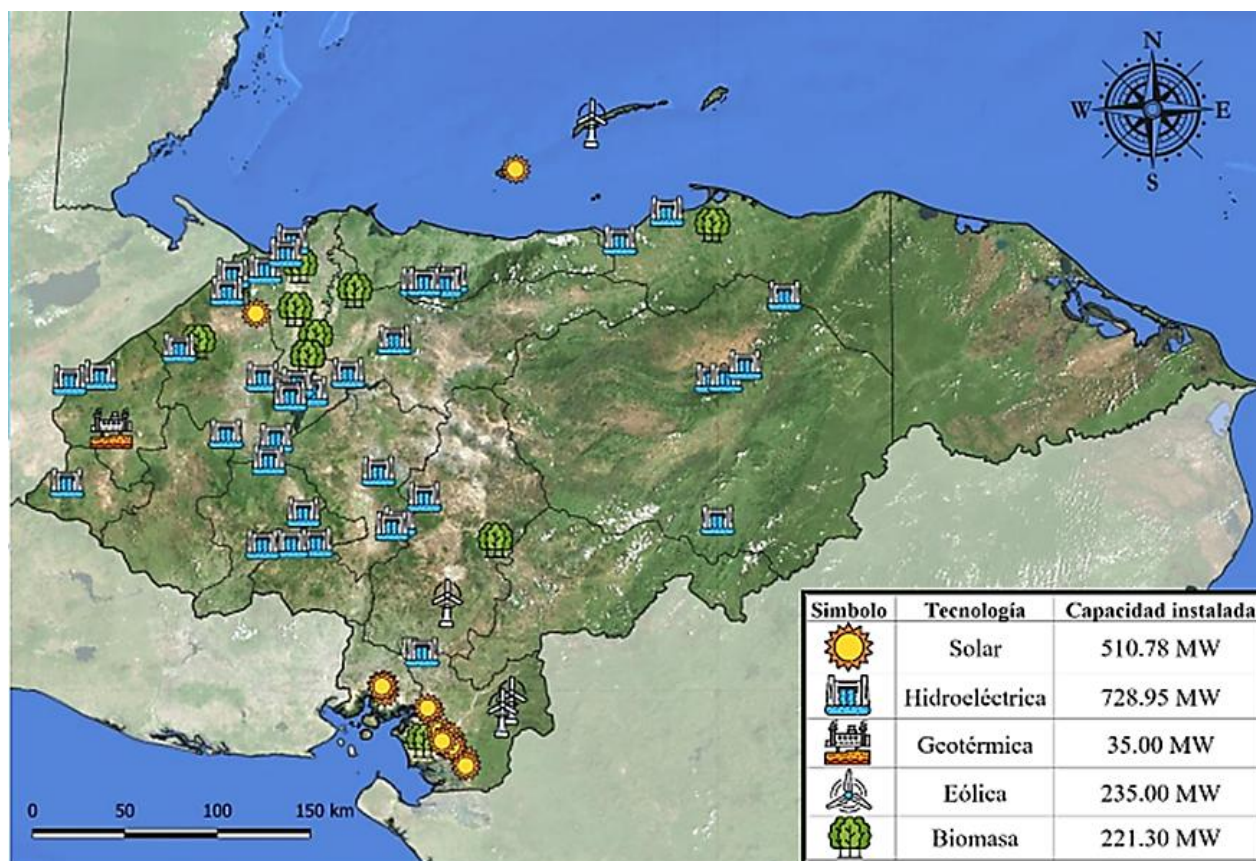
En este apartado se estará reflejando los datos que se obtuvieron para la comprobación de las hipótesis.

6.1.1 Datos recopilados y analizados

6.1.1.1 Sector Generación en Honduras:

Honduras cuenta con una matriz de generación de energía eléctrica bastante variada, con tecnologías que obtienen energía de fuentes renovables distintas entre sí, así como tecnologías que obtienen energía por medio de bunker y diésel, fuentes de energías no renovables. Estas plantas generadoras están distribuidas por todo el territorio. En la ilustración siguiente se muestra el mapa de Honduras con los diferentes planteles de generación de energía en el país.

Ilustración 6. 1 Mapa con la ubicación geográfica las plantas generadoras de energía renovable en Honduras



Como se pudo apreciar en la imagen, cada planta esta señalizada con un icono representante, dichas plantas son factores determinantes para considerar para el sector eléctrica. En el caso de los parques eólicos terrestres dentro del territorio hondureño, se cuenta con 3 y 1 ubicado en Roatán.

En la tabla que se muestra en breve, se estará presentando los parques eólicos en Honduras, detallando puntos como su capacidad instalada y su costo de producción:

No.	Granja eólica	Capacidad (MW)	Turbinas	Puesta en marcha	Costo de Construcción
1	Ocean View	3.9	26 de 150 kW c/u.	2015	\$7,000,000.00
1	Chinchayote	60	30 de 2 MW c/u.	2017	\$170,000,000.00
2	San Marcos	50	23 de 2.2MW c/u.	2014	\$130,000,000.00
3	Mesoamerican	126	63 de 2MW c/u.	2011	\$290,000,000.00

Tabla 6. 1 Parques eólicos en Honduras detalles principales.

A continuación, se muestra una tabla con el detalle de capacidad instalada para 2019 según la fuente de energía:

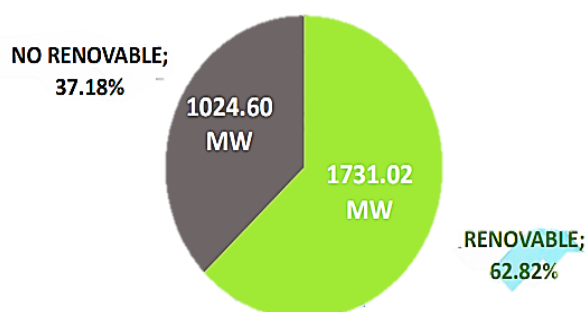
TIPOS DE GENERACION	MW	PORCENTAJE	NO. DE PLANTAS
HIDRAÚLICA	728.95	26.45%	48
COMBUSTIBLES FÓSILES	919.60	33.37%	19
BIOMASA	221.30	8.03%	15
CARBÓN (COQUE)	105.00	3.81%	1
FOTOVOLTAICA	510.80	18.54%	17
GEOTERMICA	35.00	1.27%	1
EÓLICA	236.00	8.53%	3
TOTAL	2755.65	100.00%	104

Tabla 6. 2 Potencia Eléctrica Instalada, 2019

En esta tabla se aprecia que todavía para el 2019, se dependía en un 33.37% de la generación a través de combustibles fósiles. Honduras como muchos países tienen el objetivo de aprovechar por completo los recursos naturales que ofrece el territorio y lograr una generación energética menos nociva. En este caso se pudo observar que la participación de la energía eólica en el país para el 2019 fue de un 8.53%.

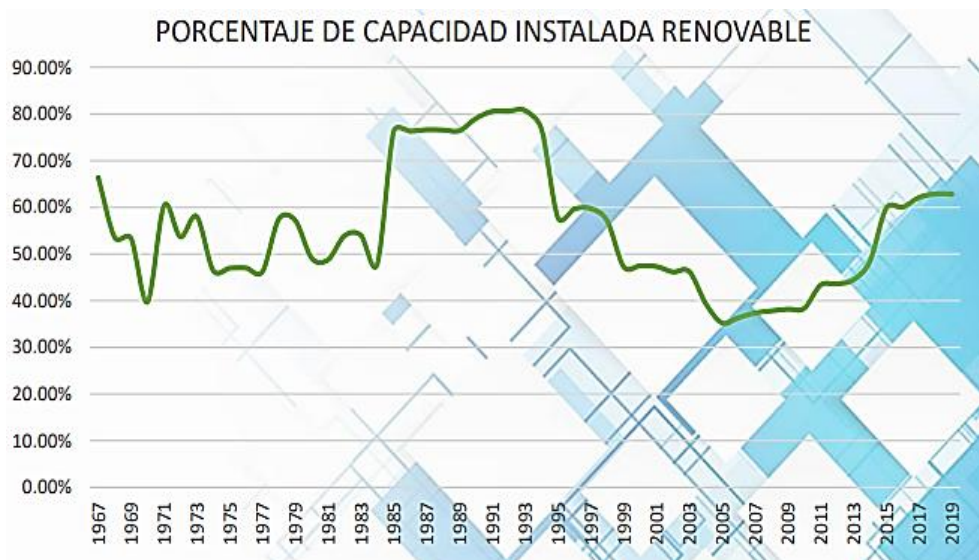
Analizando los datos presentados en la tabla se puede estimar que el 62.82% de la energía generada en el país para 2019 provino de fuentes renovable y que el 37.18% corresponde a fuentes no renovables. En tal sentido, la implementación de nuevos proyectos de generación de energía de fuentes renovables se estará convirtiendo en una prioridad para el sector eléctrico.

**Ilustración 6. 2 Grafico de potencia eléctrica por tipo de fuente
RENOVABILIDAD - POTENCIA ELÉCTRICA
INSTALADA**



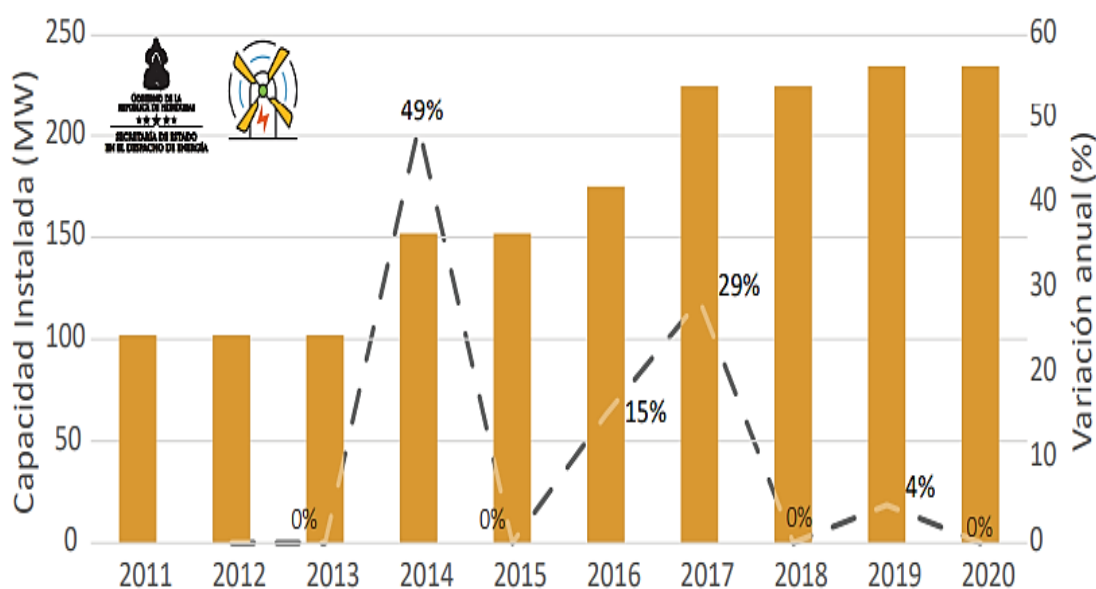
A continuación, se muestra un gráfico de cómo ha sido la evolución de la generación de energías renovables en el país:

Ilustración 6. 3 Recorrido de la potencia instalada por parte de energías renovables en Honduras 1967-2019.



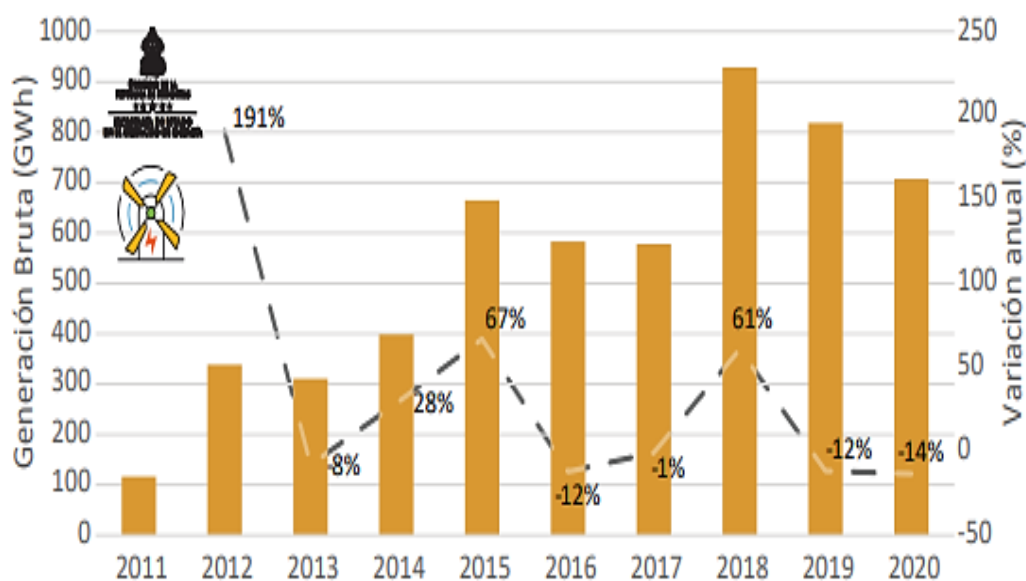
En Honduras, la generación de energía eólica se inició en 2011 con la planta de Mesoamerican Energy con una capacidad instalada de 102 MW que después se convirtió a 126MW dado al proyecto de ampliación que se realizó en 2016. A continuación, un gráfico que muestra la evolución de la capacidad instalada para explotar este recurso. La mayor variación interanual se observa en 2014 con el comienzo de funciones de una segunda planta de 50 MW, y en 2017 con la apertura de una tercera planta de 60 MW.. Actualmente, el país tiene una capacidad instalada total para potencial eólico de 235 MW y si se suma el parque de Roatán es 239.9 MW en 2020. (Secretaría Nacional de Energía, 2021)

Ilustración 6. 4 Capacidad Eólica Instalada y variación anual



Asimismo, también se proporciona un gráfico con la evolución que ha tenido la energía eólica terrestre en el país, pero en este caso se refleja la producción de energía en GWh. Asimismo, en el gráfico se puede apreciar que el comportamiento del viento es variable lo que es un factor que influye en sus resultados de producción por lo que no se recomienda tratar de estipular un margen máximo o mínimo en el análisis de los datos.

Ilustración 6.1.1.4. 1 Energía bruta generada del sector eólico



Entonces, desde su puesta en marcha la generación de energía eólica ha ido evolucionando dentro del país, si bien es cierto en el 2018 alcanzó una producción más alta que en los años posteriores, no se puede decir que la producción de 2019 a 2020 ha sido indiferente para el sistema eléctrico. En breve se muestra la tabla 6.1.1.5 donde se proyectan datos presentados por la Secretaría de Energía, reflejando la producción energética de los parques eólicos en Honduras:

Central eléctrica eólica - 2019	Potencia efectiva	Generación bruta	Generación neta	Factor de planta
Unidad de medida	MW	MWh	MWh	%
Chinchayote	60.00	207.04	207.04	39.39
Mesoamérica	126.00	404.83	404.83	36.97
San Marcos	50.00	206.42	206.42	47.13

Tabla 6. 3 Producción de Centrales Eólicas en Honduras, 2019¹

Una vez, comprendiendo el aporte de los parques eólicos según datos presentados, se puede continuar con los datos proyectados por ODS, donde se refleja un estimado de la posible

¹ El parque eólico de Roatán no es considerado dado que no es inyectado al sistema como tal, puesto que Roatán es una isla y su sistema se limita a sí misma.

demanda de energía base que deberá de cubrir el sector eólico para 2022: el detalle es el siguiente:

GENERACIÓN EÓLICA SEMANAL 2022 [MWh]				
Programación de Generación en el tiempo	CERRO DE HULA	CHINCHAYOTE	PLANTA SAN MARCOS	TOTAL EÓLICA
3-ene-22 al 6-feb-22	60,518.20	29,828.10	34,193.10	124,539.40
7-feb-22 al 6-mar-22	46,839.30	17,506.50	20,235.40	84,581.20
7-mar-22 al 3-abr-22	35,442.70	19,430.70	22,260.40	77,133.80
4-abr-22 al 1-may-22	22,541.00	11,822.50	12,580.44	46,943.94
2-may-22 al 5-jun-22	21,011.10	6,302.03	6,314.39	33,627.52
6-jun-22 al 3-jul-22	25,667.10	17,099.30	18,129.80	60,896.20
4-jul-22 al 30-jul-22	36,345.10	14,954.20	15,837.50	67,136.80
1-ago-22 al 4-sep-22	29,775.20	17,129.70	18,021.20	64,926.10
5-sep-22 al 2-oct-22	13,384.40	6,042.45	6,531.88	25,958.73
3-oct-22 al 6-nov-22	30,892.10	8,664.80	8,853.06	48,409.96
7-nov-22 al 4-dic-22	41,818.00	14,640.50	13,385.80	69,844.30
5-dic-22 al 1-ene-23	50,051.20	20,003.10	18,035.70	88,090.00
Totales	414,285.40	183,423.88	194,378.67	792,087.95

Tabla 6. 4 GENERACIÓN EÓLICA SEMANAL PARQUES EÓLICOS EN HONDURAS 2022 [MWh]

Como se puede apreciar, para el 2022 se espera que el sector eólico produzca en total 792,087,95 MWh. El sector de energía eléctrica realmente considera a las energías renovables como una base sólida con la cual se cuenta para sustentar la creciente demanda eléctrica. Estas plantas de generación son excelentes avances para países en subdesarrollo como Honduras, además presentan una demanda de trabajo por expertos en el área, permitiendo así que los profesionales tomen experiencia y tengan una oportunidad laboral.

Ampliando el cuadro anterior y enfocándose en cada uno de los parques se puede observar mejor que datos se utilizaron para realizar las proyecciones.

Cerro de Hula Capacidad Instalada 126 MW				
Programación de Generación en el tiempo	Días	Horas trabajadas	Promedio de Horas trabajadas por día	Energía Generada (MWh)
3-ene-22 al 6-feb-22	36	480.30	13.34	60518.20
7-feb-22 al 6-mar-22	28	371.74	13.28	46839.30
7-mar-22 al 3-abr-22	28	281.29	10.05	35442.70
4-abr-22 al 1-may-22	28	178.90	6.39	22541.00
2-may-22 al 5-jun-22	35	166.75	4.76	21011.10
6-jun-22 al 3-jul-22	28	203.71	7.28	25667.10
4-jul-22 al 31-jul-22	28	288.45	10.30	36345.10
1-ago-22 al 4-sep-22	35	236.31	6.75	29775.20
5-sep-22 al 2-oct-22	28	106.23	3.79	13384.40
3-oct-22 al 6-nov-22	35	245.18	7.01	30892.10
7-nov-22 al 4-dic-22	28	331.89	11.85	41818.00
5-dic-22 al 1-ene-23	28	397.23	14.19	50051.20
Totales	365	3287.98	9.08	414285.40

Tabla 6. 5 Proyección de Generación parque Cerro de Hula

Para realizar la proyección antes mostrada se supone que se tomaron en cuenta los días que las turbinas operan en el año y se agruparon a conveniencia, los aerogeneradores funcionan cada vez que el viento sopla con la suficiente velocidad, los parques son instalados en las zonas que presentan mayor potencial eólico, por lo que en resumen se estima que los parques trabajan los 365 días del año, tomando ese dato en cuenta se hace la agrupación de los días en este caso está hecha en un grupo de 36 días, tres de 35 y ocho de 28. La cantidad de horas que se trabaja también es un dato en consideración dado que para obtener la producción de energía generada se multiplica la capacidad total instalada en el parque por la cantidad de horas que estén funcionando los aerogeneradores.

En el caso de cerro de Hula que donde se estima se tendrá mayor generación es en el intervalo del 3 de enero al 6 de febrero de 2022, en ese periodo de 36 días se proyecta que las horas que trabajarán los aerogeneradores serán 13.34 por día alcanzando una generación de 60.5 GWh,,

cabe destacar que el periodo donde más horas trabajará el parque es del 5 de diciembre de 2022 al 1 de de enero de 2023, aquí las turbinas funcionaran durante 14.19 horas por día, dado que ese intervalo es de 28 días solo se logrará una generación de 50.05 GW. En el otro extremo se aprecia que el intervalo donde se generara menos energía es del 5 de septiembre al 2 de octubre de 2022, en esos 28 días se estima que el parque solo trabajará 3.79 horas por día generando 13.39 GW.

Promediando las horas estimadas de trabajo para el 2022, se podría decir que para generar un total de 414.28 GW se tendría que operar aproximadamente 9 horas por día.

Chinchayote Capacidad Instalada 60 MW				
Programación de Generación en el tiempo	Días	Horas trabajadas	Promedio de Horas trabajadas por día	Energía Generada (MWh)
3-ene-22 al 6-feb-22	36	497.14	13.81	29828.10
7-feb-22 al 6-mar-22	28	291.78	10.42	17506.50
7-mar-22 al 3-abr-22	28	323.85	11.57	19430.70
4-abr-22 al 1-may-22	28	197.04	7.04	11822.50
2-may-22 al 5-jun-22	35	105.03	3.00	6302.03
6-jun-22 al 3-jul-22	28	284.99	10.18	17099.30
4-jul-22 al 31-jul-22	28	249.24	8.90	14954.20
1-ago-22 al 4-sep-22	35	285.50	8.16	17129.70
5-sep-22 al 2-oct-22	28	100.71	3.60	6042.45
3-oct-22 al 6-nov-22	35	144.41	4.13	8664.80
7-nov-22 al 4-dic-22	28	244.01	8.71	14640.50
5-dic-22 al 1-ene-23	28	333.39	11.91	20003.10
Totales	365	3057.06	8.45	183423.88

Tabla 6. 6 Proyección de Generación parque Chinchayote

Continuando con el cuadro de proyección de la Central “Chinchayote”, se observa que el periodo con mayor generación y donde más horas se operará será del 3 de enero al 6 de febrero de 2022, trabajando 13.81 horas por día y generando 29.82 GW. Asimismo, el intervalo con menor generación será del 5 de septiembre al 2 de octubre de 2022, se operará 3.60 horas, aunque en este periodo es donde menor generación se obtiene no es en el que menos horas de trabaja, pues del 2 de mayo al 5 de junio solo se trabaja 3 horas, pero al operar durante 36 días se alcanza más energía. Entonces, para generar 18.24 GW en 2022 los generadores tendrían que trabajar aproximadamente 8 horas por día.

San Marcos 50 MW				
Programación de Generación en el tiempo	Días	Horas trabajadas	Promedio de Horas trabajadas por día	Energía Generada (MWh)
3-ene-22 al 6-feb-22	36	683.86	19.00	34193.10
7-feb-22 al 6-mar-22	28	404.71	14.45	20235.40
7-mar-22 al 3-abr-22	28	445.21	15.90	22260.40
4-abr-22 al 1-may-22	28	251.61	8.99	12580.44
2-may-22 al 5-jun-22	35	126.29	3.61	6314.39
6-jun-22 al 3-jul-22	28	362.60	12.95	18129.80
4-jul-22 al 31-jul-22	28	316.75	11.31	15837.50
1-ago-22 al 4-sep-22	35	360.42	10.30	18021.20
5-sep-22 al 2-oct-22	28	130.64	4.67	6531.88
3-oct-22 al 6-nov-22	35	177.06	5.06	8853.06
7-nov-22 al 4-dic-22	28	267.72	9.56	13385.80
5-dic-22 al 1-ene-23	28	360.71	12.88	18035.70
Totales	365	3887.57	10.72	194378.67

Tabla 6. 7 Proyección de Generación parque San Marcos

Por último, se presenta la proyección del parque de San Marcos donde el lapso con mayor generación que se estima será del 3 de enero al 6 de febrero de 2022, en 36 días se generarán 34.19 GW, trabajando 19 horas por día. A partir del 2 de mayo al 5 de junio de 2022 la generación será de 6.31 GW, eso corresponde a 3.61 horas durante 35 días dejando este valor como el de menor generación. Para este parque se espera que genere 194.37 GW en el año, aproximando se puede estimar que en promedio tendría que trabajar 10.72 horas para lograr dicha potencia.

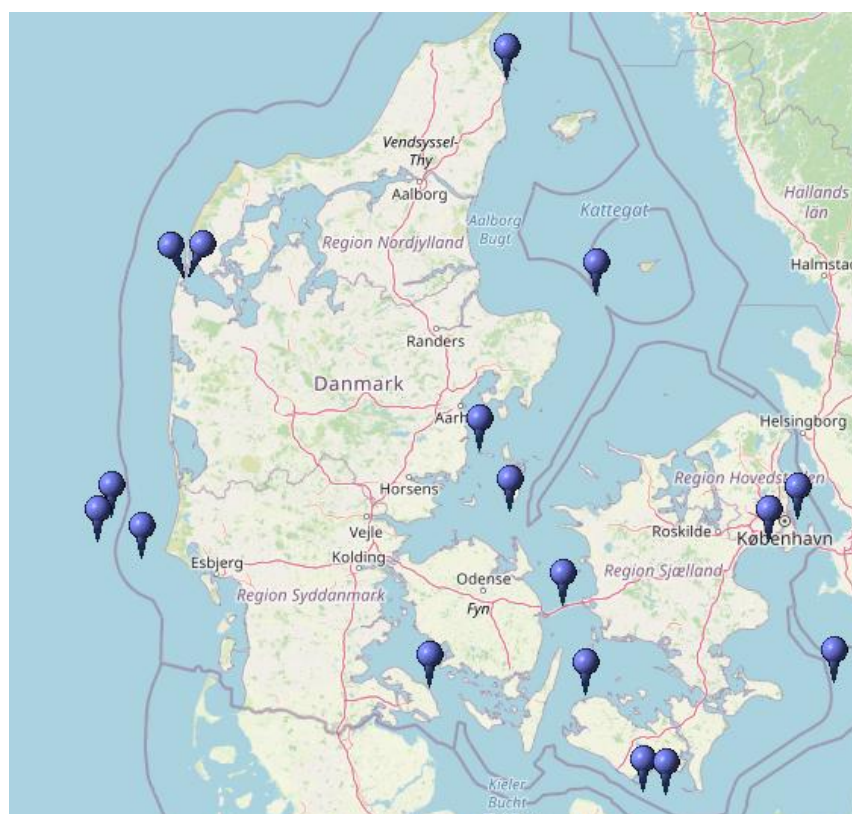
Después de observar las 3 proyecciones con los datos respectivos de cada parque, se visualiza que la cantidad de horas mínimas de trabajo en los parques (promediando entre los 3 parques) es aproximadamente 3.46 horas y la cantidad máxima de horas (igualmente promediando) es de 15.66 horas. La media de horas que deben de trabajar al año es de 8.41.

6.1.1.2 Dinamarca como referencia

Dinamarca es un país que tiene muy bien planteada su visión de reducción de fuentes de energía de combustibles fósiles para llegar cumplir su objetivo el cual es que su sector eléctrico

este cubierto al 100% por energías renovables. Asimismo, Dinamarca cuenta con una gran cantidad de parques Offshore, dado que fue pionero en incursionar en este sector, estos parques están distribuidos como se muestra a continuación:

Ilustración 6.5 Distribución de los parques Offshore en Dinamarca



Cada punto marcado en la imagen representa una instalación Offshore, Dinamarca puso en marcha el primer parque eólico marino, los aerogeneradores tenían una capacidad de 450kW, con el tiempo se fueron instalando otros con potencias mayores, esto dado que los equipos se fueron afinando y evolucionado. El Gobierno Danés se vio bastante incentivado por este tipo de proyectos y para el año de 2019 se reportó que en Dinamarca su producción de energía eólica cubrió el 47% de la demanda en el país. Asimismo, es importante resaltar que en la ilustración solo están representados los parques que actualmente activos, aunque Dinamarca ya tiene una agenda de proyectos por ejecutar para seguir sumando a su matriz energética. A continuación, se presenta una tabla con detallando los parques eólicos marinos que ejecutan funciones en la actualidad:

Tabla 6. 8 Parques eólicos en Dinamarca detalles principales. ²

No.	Granja eólica	Capacidad (MW)	Turbinas	Puesta en marcha	Costo de construcción	Rango de profundidad (m)	km hasta la orilla
1	Kriegers Flak	604,8	72 x Siemens Gamesa SWT-8.4-167	2021	\$1,400,000,000.00	15 a 20	25
2	Cuernos Rev III	406,7	49 MHI Vestas V164 -8.3MW	2019	\$1,135,653,000.00	10 a 20	30
3	Vind de cría de Nissum	28	4 x Siemens Gamesa SWT-7.0-154	2018	\$45,426,120.00	1 a 6	1.1
4	Anholt	400	111 × Siemens SWP 3,6-120	2013	\$1,526,954,000.00	15 a 19	23
5	Rodsand II	207	90 × Siemens SWP 2,3-93	2010	\$454,261,200.00	6 a 12	9
6	Cuernos Rev II	209	91 × Siemens SWP 2,3-93	2009	\$533,756,910.00	9 a 17	32
7	Sprogø	21	7 × Vestas V90-3MW	2009		6 a 16	10
8	Avedøre Holme	10,8	3 × Siemens SWP3.6-120 VS	2009	\$28,391,325.00	0 a 2	0.1
9	Nysted (Rødsand I)	166	72 × Siemens SWP 2.3-82	2003	\$281,641,944.00	6 a 9	11
10	Ronland 1	17.2	4 × Vestas V80-2MW, 4 × bonificación/ Siemens 2.3-93	2003		0 a 2	0.1
11	frederikshavn	7.6	Nordex N90 2,3 MW, Vestas V90-3MW, bono (Siemens) 82,4 2,3 MW	2003		1 a 4	0.3
12	Samsø	23	10 × Bono/ Siemens 2.3-82	2003	\$34,069,590.00	10 a 13	4
13	Cuernos Rev I	160	80 × Vestas V80-2MW	2002	\$308,897,616.00	10 a 20	18
14	Middelgrunden	40	20 × bonificación/ Siemens 2MW	2000	\$53,375,691.00	3 a 6	4.7
15	Perilla Tunø	5	10 × Vestas V39 500 kW	1995	\$13,583,170.00	3 a 7	6
16	Vindeby	4,95	11 × bonificación de 450 kW en alta mar	1991	\$11,357,700.00	2 a 4	1.8

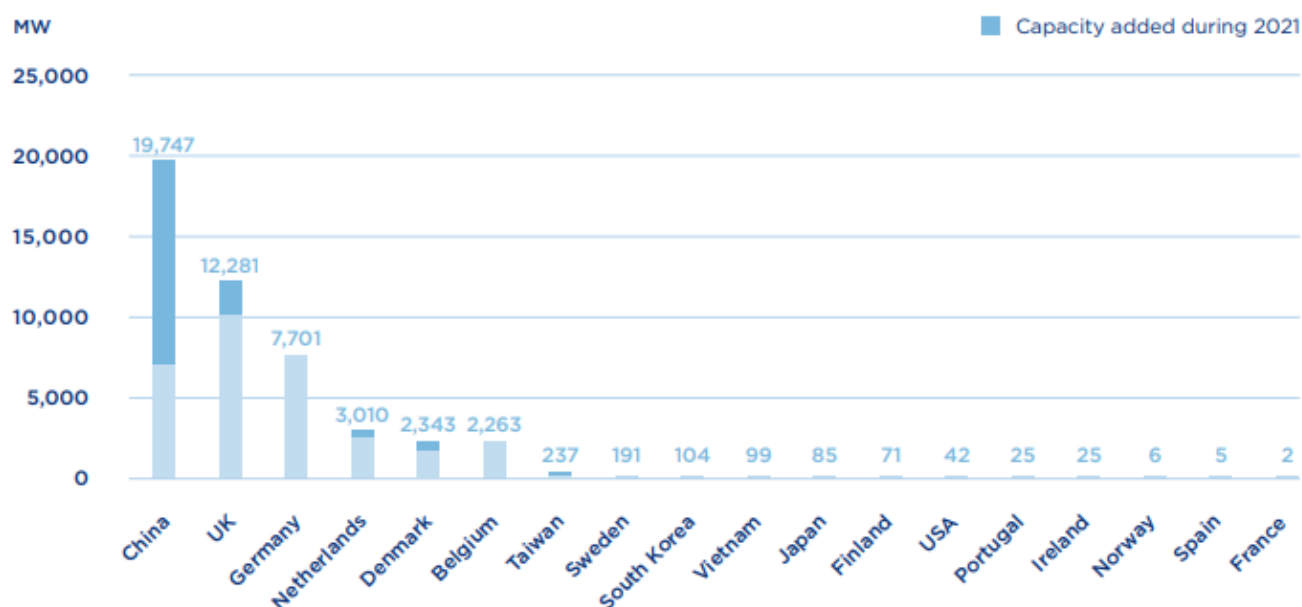
² Cabe señalar que el costo del parque Sprogø, Roland1 y Fredenkshavn no fue encontrado.

En la tabla se puede observar que la inversión en este tipo de proyecto fue bastante impulsada, en el cuadro podemos apreciar que en el costo de producción de las plantas ha habido un cambio significativo, las inversiones en los primeros proyectos tenían precios más elevados en comparación con los que prosiguen, por ejemplo el parque “Vindeby” tuvo un precio de más de USA11.35 millones de dólares, según la tasa de inflación equivalen aproximadamente a USA18.97 millones de dólares en 2021, la producción de dicho parque con 11 aerogeneradores es de 4.95MW, en cambio en los proyectos siguientes se puede observar que algunos de estos cuentan con menos de 11 aerogeneradores y producen más que “Vindeby”, esto porque la tecnología va avanzando y evoluciona para alcanzar mejores resultados.

Dinamarca es un país pequeño, pero ha sabido sacar ventaja a sus recursos naturales y a su entorno. La implementación de parques Offshore es una gran oportunidad para países pequeños con poblaciones bastas que requieren de una demanda eléctrica exigente. Es por estas razones que Dinamarca es un buen punto de orientación.

Según los datos de los parques Offshore de Dinamarca, se puede apreciar siguiendo el orden cronológico que ellos fueron explorando diferentes ramas y métodos, para el año 2021 se reportó que Dinamarca tiene una capacidad instalada en energía Offshore de 2,343 MW dejándolo en el quinto lugar en comparación con los demás países que cuentan con dicha tecnología, estos datos se pueden observar en el grafico presentado en el Informe Mundial sobre la Energía Eólica Marina de 2021.

Ilustración 6. 6 Capacidad mundial de energía eólica marina en funcionamiento - por país

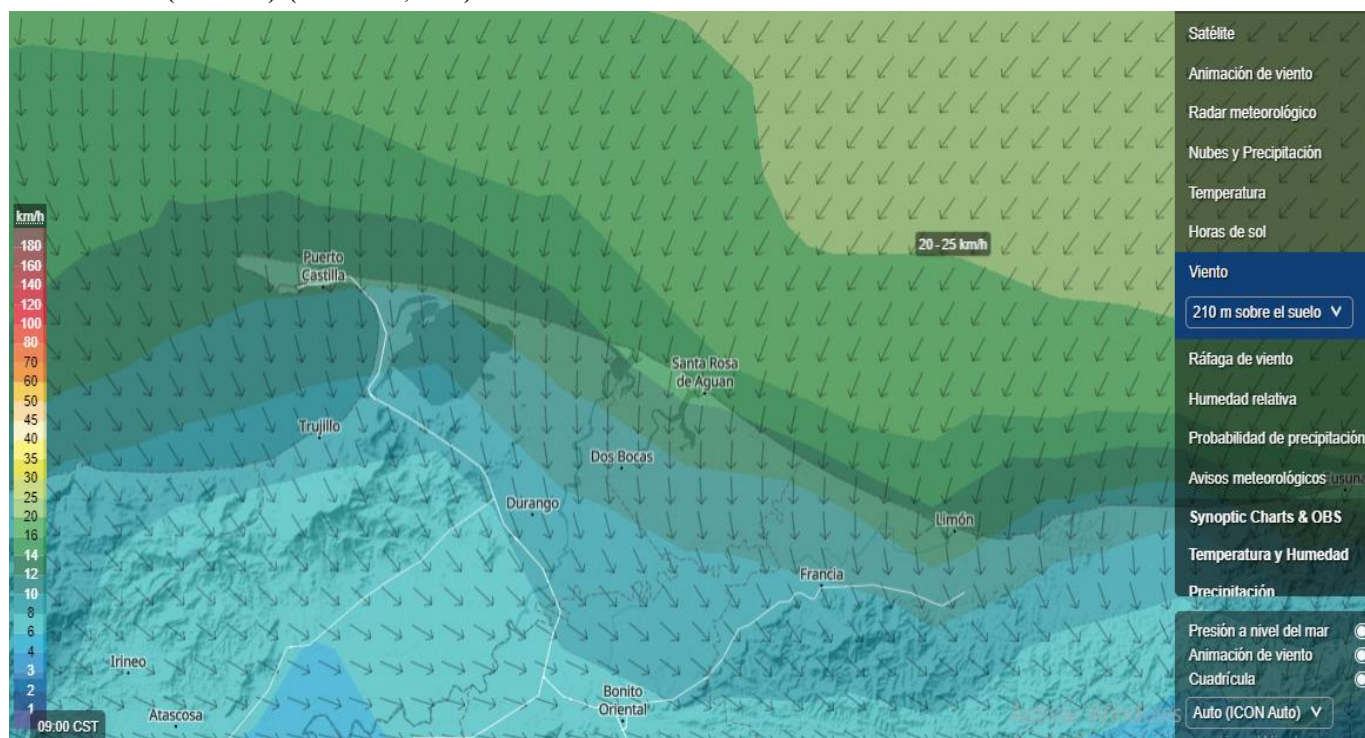


Nota: la tonalidad azul oscuro que se ve en las columnas del gráfico representa la capacidad instalada que se ha añadido en el 2021.

6.1.1.3 Costa de Colón como punto para implementación:

Es importante destacar que las instalaciones offshore según su evolución han llegado a implementarse a distancias de 30km o mayores de la costa. Este es el tipo de proyecto, donde la instalación se hace mar adentro, es un punto objetivo en la actualidad ya que las cargas del viento son todavía más grandes. Según datos meteorológicos de la costa del Departamento de Colón, se logra observar que esta presenta potencial para la instalación de un parque eólico marino en distancias alejadas de la costa con vientos arriba de 10 Km/h, a continuación, se muestra una proyección presentada por Meteoblue (Servicio meteorológico, presentado por la universidad de Basilea Suiza):

Ilustración 6. 7 Proyección del viento en la costa del Departamento de Colón, punto ubicado aproximadamente a 20 km de la orilla (9:00 a.m.). (Meteoblue, 2022)

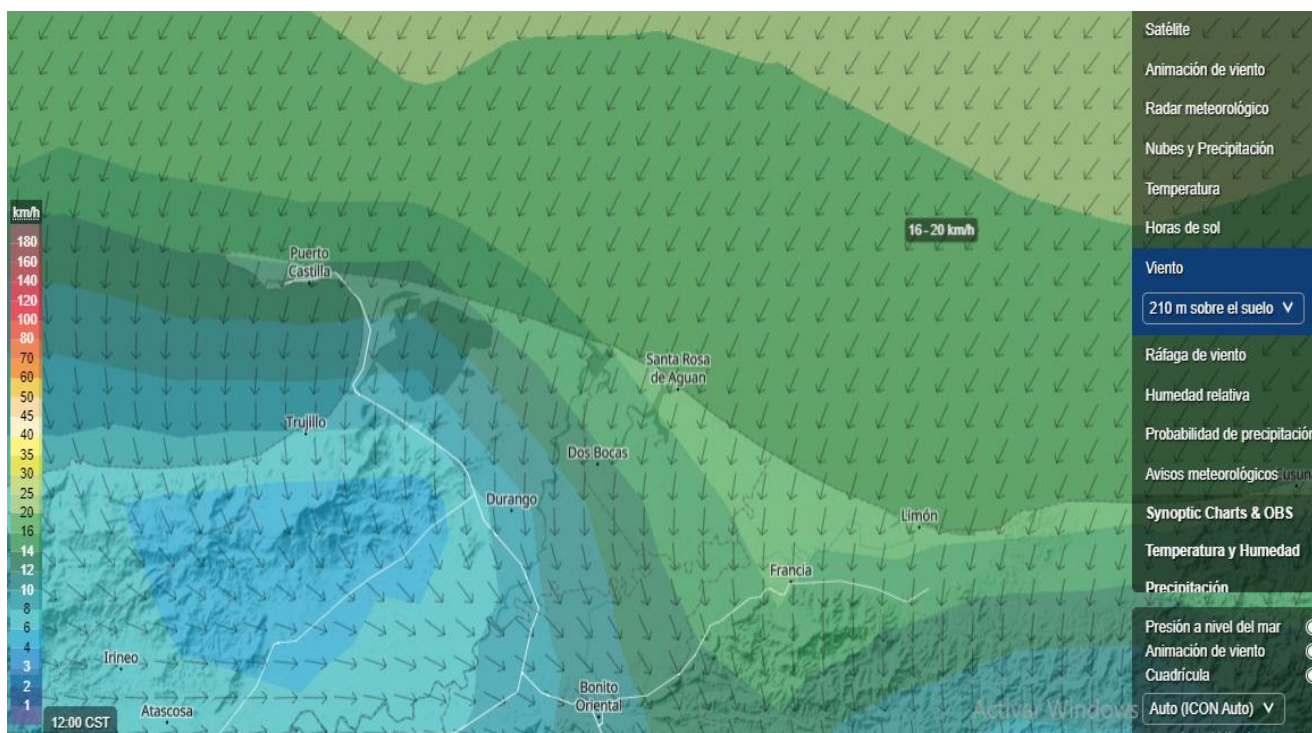


En la imagen se puede apreciar la costa del departamento de Colón, en la imagen se presenta cierta colorimetría, esta tiene el propósito de seccionar las zonas del mapa según las velocidades del viento. En el costado izquierdo de la imagen se muestra una columna con degradados de color, cada degradado representa una cierta velocidad de viento. Por ejemplo, en la ilustración se puede observar que, en la costa del departamento de Colón, específicamente en lo que es el mar, se extienden cuatro degradados de color, el primero es un verde bastante oscuro, este color refleja que las velocidades en esa área son de 12 a 14 km/h, en el siguiente degradado se distingue que la velocidad del viento es de 14 a 16 km/h, en el tercer degradado, el viento es de 16 km/h a 20 km/h y el último es de 20 km/h a 15 km/h. Asimismo, en el lado derecho de la imagen se puede observar que, en la serie de opciones desplegada, se muestra la opción “Altura”, este punto también influye en la velocidad del viento. Para propósitos de parques Offshore las velocidades del viento se toman a partir de 210 m sobre el nivel del mar. En la ilustración se pueden ver una serie de flechas sobre la extensión de la imagen, estas indican la dirección del viento.

Ilustración 6. 8 Proyección del viento en costa adentro del Departamento de Colón, (12:00 p.m.) punto ubica aproximadamente a 20 Km de la orilla, (Meteoblue, 2022)

Cabe destacar que las velocidades del viento no son constantes, estas cambian según el transcurso del día. En la ilustración 6.1.1.2 se puede apreciar que la colorimetría en la costa de Colón es diferente a la que se observa en la ilustración 6.1.1.1. En el caso de la ilustración 6.1.1.2, la colorimetría ya solo proyectaba dos degradados, junto a la costa se proyecta un tono verde que corresponde a vientos de 16 a 20 km/h, pasando de esta zona se ve que el color proyectado es casi amarillo y este refleja a los vientos correspondientes entre 20 a 25 km/h.

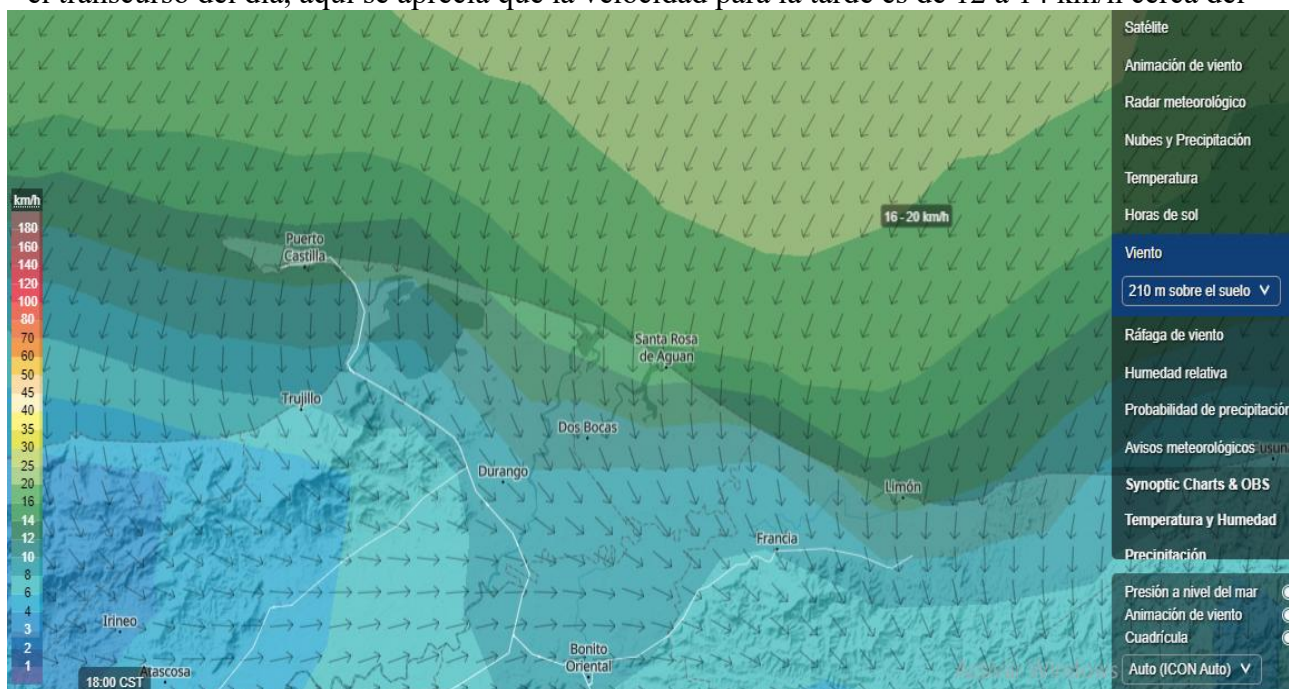
Los vientos son menos potentes durante la noche y en el amanecer, esto dado que la temperatura



en esos intervalos baja, haciendo que el aire se compacte y se vuelva más denso, a consecuencia el aire ya no logra fluir con la misma fuerza que fluye cuando la temperatura es más alta.

Ilustración 6.9 Proyección del viento en costa adentro del Departamento de Colón, (6:00 p.m.) (Meteoblue, 2022)

En esta ilustración se puede revalidar que, efectivamente el viento toma mayor velocidad durante el transcurso del día, aquí se aprecia que la velocidad para la tarde es de 12 a 14 km/h cerca del



Limón, continuando se presentan velocidades de 14 a 16 km/h y en lugar marcado la velocidad del viento llegó entre 16 y 20 km/h.

Según los datos reflejados, el rango del viento oscila entre 12 Km/h y puede llegar hasta los 25 km/h, estos vientos presentan características atractivas para la proyección y designación de una posible planta en ese sector. Prosiguiendo con la información, ya antes se decidió utilizar a Dinamarca como país de referencia para observar el comportamiento y aporte de los parques eólicos marinos en este país, se tomó a Dinamarca ya que es un país de extensión territorial pequeña como lo es Honduras, además de que cuenta con una diversidad de proyectos eólicos marinos.

6.1.1.4 Batimetría en la Costa del Departamento de Colón

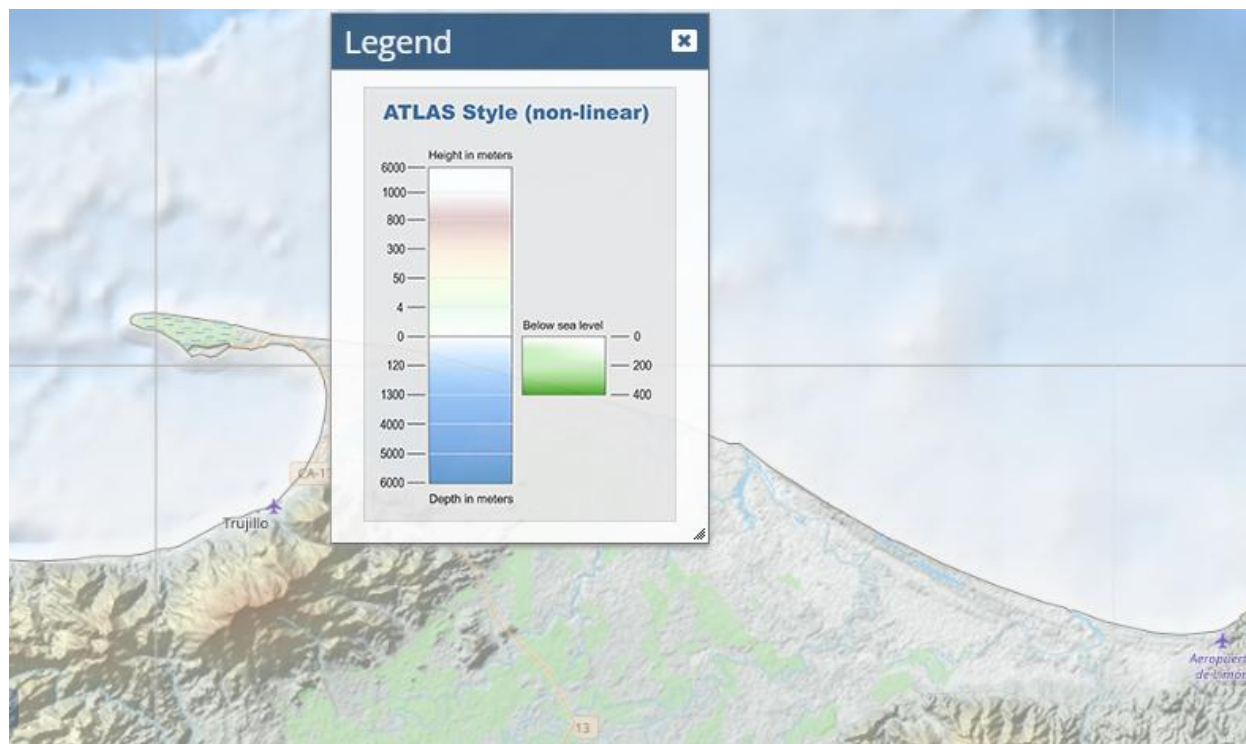
Para realizar cualquier proyecto que conlleve una instalación en el mar se debe de desarrollar un estudio de batimetría, dado que esto le permitirá obtener información necesaria para determinar la viabilidad de un proyecto en relación con los resultados que se obtengan.

Es importante comprender que la batimetría es un paso que no puede dejarse de lado ya que es necesario para obtener datos sobre el fondo marino. La tecnología ha avanzado mucho respecto a esta área y permiten comprender al máximo la morfología de una zona, que una base para a considerar para la obra marina que se pretenda realizar.

En el caso de proyectos como los parques eólicos marinos, se necesita de la batimetría para saber la profundidad del mar en la zona que se tiene identificada como una fuente atractiva de potencial eólico. Al saber la profundidad del mar se procede a identificar que tipo de bases tendría el parque offshore puesto que si la profundidad reflejada por los datos batimétricos presenta una profundidad de más de 60 metros de profundidad las subestructuras que se tomaría en cuenta serían las plataformas marinas y de ser inferior a 60 metros se evaluarían cimentaciones fijas.

En la imagen a continuación se logra ver un perfil del mar muy general de su profundidad en la costa del Departamento de Colón. En la imagen se tiene una leyenda con índice de colorimetría que va de 0 a 6,000 metros sobre el nivel del mar y de 0 a 6,000 metros bajo el nivel del mar. Haciendo un enfoque en la colorimetría que representa la profundidad del mar se puede ver que de 0 a 120 metros hay un degradado de color, reflejando a todo lo cercano a 0 con un color blanco y todo lo que se hace a 120 metros en tonalidades azules. Según lo que se proyecta toda la costa del Departamento está en un color bastante claro lo que quiere decir que la profundidad del mar no es superior a los 120 metros, de hecho, se puede apreciar que la profundidad se encuentra entre los 50 metros.

Ilustración 6. 10 Proyección de la profundidad del mar en la Costa del Departamento de Colón



Se consultaron dos cartas náuticas libres en línea presentas por OpenSea, y Gpsnauticalcharts, en estas cartas se reflejan los datos aproximados de la profundidad del mar de manera más específica que en la imagen anterior.

Ilustración 6. 11 Carta Náutica de la Costa del Departamento de Colón con OpenSea-

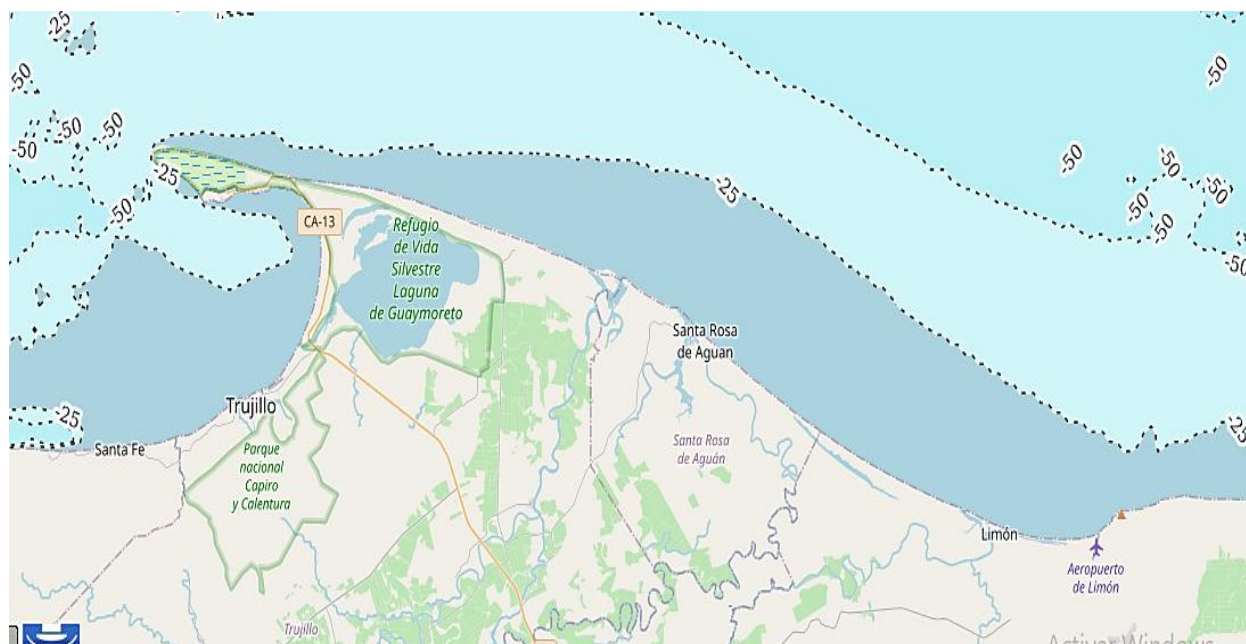
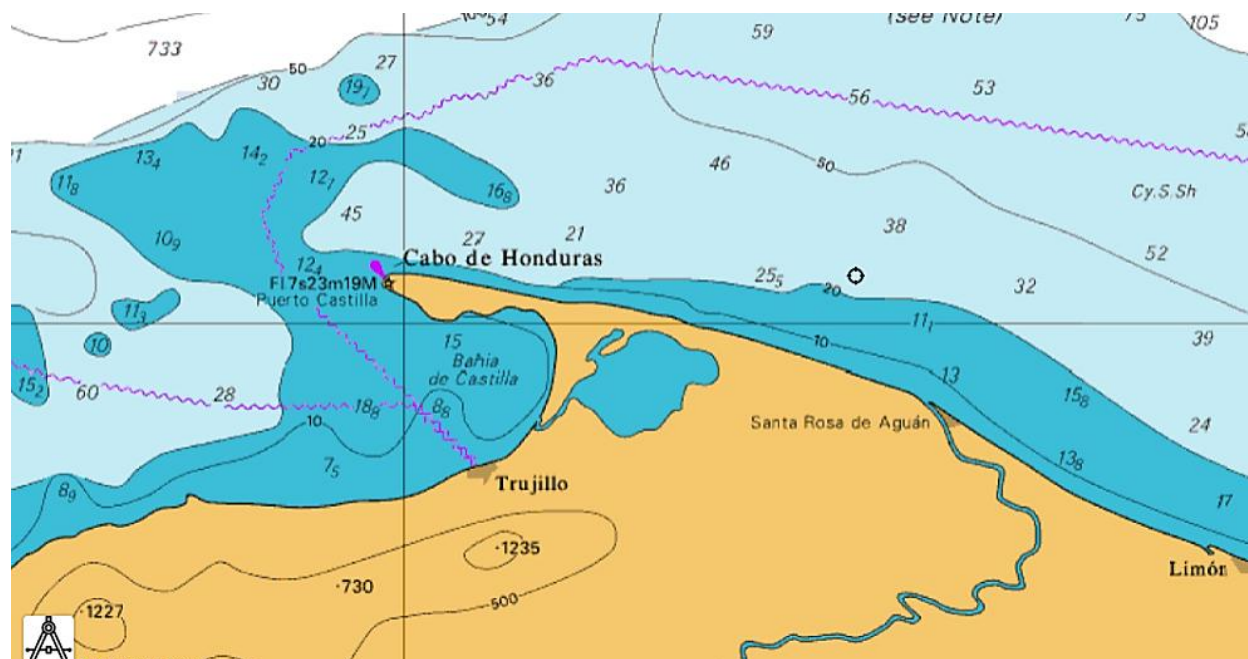


Ilustración 6. 12 Carta Náutica de la Costa del Departamento de Colón con Gpsnauticalcharts.



En la ilustración 6.5 y 6.6 se puede ver que además de tener una colorimetría en el mar, también se presenta una numerología, estos números hacen alusión a la profundidad del mar en la zona donde están marcados, cuando hay un número y un signo de negación antes del número quiere decir que la profundidad del mar es inferior al número que se proyecta, pero no se tiene la medida exacta.

Analizando la ilustración 6.5 se puede ver que todo lo que está en el perímetro de la costa del departamento de Colón se encuentre delimitado con una línea punteada y señalada con el número -25 lo que quiere decir que la profundidad del mar en esa zona es inferior a los 25 metros de profundidad. Pasando de esa primera línea punteada la que sigue indica que delimita una profundidad de -50, en otras palabras, inferior a 50 metros de profundidad.

Continuando con la ilustración 6.6, esta imagen está más enriquecida de datos, se observa que hay varios puntos marcados por los números indicando su profundidad, muy cerca del perímetro de la costa se reflejan profundidades de 10 a 17 metros, siguiendo un poco se visualizan otras de 21 a 46 metros de profundidad.

Las tres imágenes proyectan una distancia de la costa aproximadamente a menos de 35 km desde el punto del más adentro de la costa. En las tres ilustraciones se confirmó que dentro de ese espacio inferior a 35 km la profundidad del mar no excede los 50 metros por lo que, la

subestructura de un parque eólico en esa zona sería una cimentación, ya que las plataformas flotantes se instalan a la fecha en profundidades mayores a 50 metros.

6.2 Aerogenerador Elegido:

El aerogenerador una de las partes principales del parque eólico, ya que es el encargado de transformar la energía cinética del viento en energía mecánica y posteriormente energía eléctrica. Aunque Existen muchos diseños destinados a aprovechar el recurso eólico para hacerlo a gran escala en los denominados parques eólicos tanto en tierra como en el mar el diseño elegido son los aerogeneradores tripalas de eje horizontal. Esto se debe a que en comparación con otras tecnologías este diseño destaca por su buen rendimiento, sencillez y robustez. Además, dentro de este tipo de aerogeneradores existen multitud de variantes para elegir.

La principal característica y factor determinante en la elección del aerogenerador, es la potencia de este. Esta depende de varios factores como la densidad del aire, el área de barrido del rotor, el diámetro del rotor y la velocidad del viento, a los que para obtener la potencial real hay incluir otros factores relacionados con la eficiencia. Estos son el coeficiente de potencia (CP), que determina la cantidad de energía aprovechada del total de la energía disponible en el viento y que puede alcanzar un máximo de 0.6; la eficiencia del generador eléctrico (ϵg) que puede tomar valores de hasta 0.8 y la eficiencia mecánica (ϵm) cuyos valores oscilan entre 0.94 y 0.97.

Siendo la fórmula utilizada para el cálculo de la potencia del aerogenerador la siguiente:

$$P = (CP * \epsilon g * \epsilon m) 1/2 \rho A v^3$$

Cabe destacar que el único valor que se puede elegir es el diámetro del rotor que en definitiva cuanto más grande sea más potencia nominal tendrá la turbina. Con el paso de los años y la consolidación de la tecnología el tamaño de los rotores y en definitiva la potencia de las turbinas ha ido en aumento.

El diseño del parque está proyectado a realizarse con la turbina más potente a la fecha, siendo esta la turbina MySE 16.0-242 de la empresa Mingyang Smart. Esta turbina tiene un diámetro de rotor de 242 m, una longitud de pala de 118 m y un área de barrido de 46,000 m².

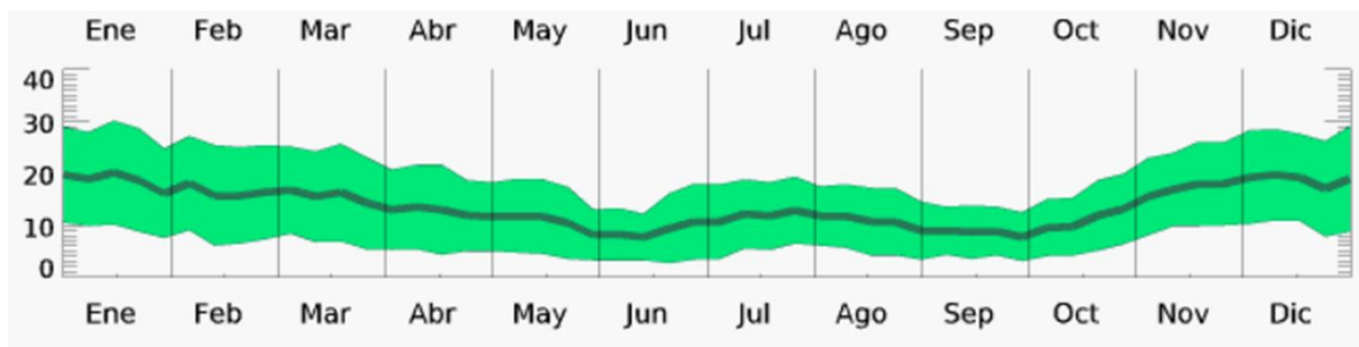
Para el parque se tiene proyectado utilizar 25 turbinas, ya que con esta cantidad se permite alcanzar una capacidad instalada de 400 MW, la razón de esta propuesta es que permite hacer

comparaciones con la capacidad eólica instalada en el territorio y no solo con un parque en cuestión. La capacidad instalada en el país son 236 MW, para alcanzar dicha capacidad existen 116 aerogeneradores instalados. Entonces con la modesta cantidad de 25 aerogeneradores se tienen 400 MW lo que implica 91 aerogeneradores menos que en los parques existentes y 164 MW más de los que se tienen, en este punto se aprecia que con menos equipo se logra obtener mejores resultados, sumando puntos en efectos de eficiencia.

6.3 Proyección del potencial eólico:

A continuación, se estará presentando un gráfico donde se ve resumido el comportamiento que tuvo el viento en el territorio hondureño y la costa en 2021, cabe destacar que los datos de la costa se toman a partir de la intermedia en el gráfico hacia arriba:

Ilustración 6. 13 Comportamiento del viento en 2021 (km/h)



Realizando una interpretación de los datos reflejados en el gráfico, se puede obtener una estimación de la velocidad del viento en cada mes, así calculando un aproximado del potencial eólico que se pueda generar.

Para hacer el cálculo se utiliza la fórmula de Potencia Total o Potencia aprovechada por el aerogenerador, la cual se presentó en el marco teórico de este documento, la fórmula es la siguiente:

$$P_T = C_p \frac{1}{2} \rho A u_0^3$$

Recordando que se utiliza esta expresión dado que los aerogeneradores no utilizan toda la potencia del viento que les entra. En la fórmula se aprecia la variable del Coeficiente de

Potencia, la cual indica con que eficiencia el aerogenerador convierte la energía del viento en electricidad.

El valor máximo que C_p puede tomar es 0.59, este valor varía dependiendo del aerogenerador, a continuación, una gráfica donde se proyecta el coeficiente potencia según el tipo de turbina eólica:

Ilustración 6. 14 Coeficiente de potencia según el tipo de aerogenerador, (Castro, Pareja, & Dávila, 2015)

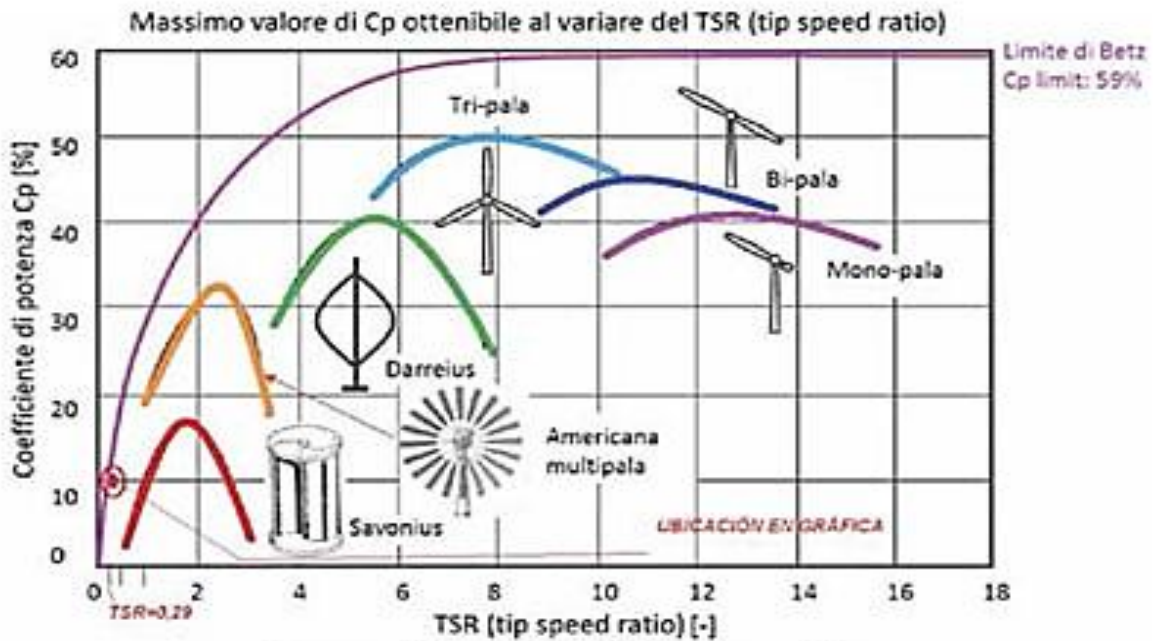


Imagen 4. Rendimiento del sistema eólico
Fuente: Adaptado de [12]

En la imagen se puede apreciar que el aerogenerador tripala corresponde a un coeficiente de potencia de 0.5.

Continuando con la fórmula de potencia aprovechada, se observa que se cuenta con:

$C_p=0.5$
$\rho=1.225 \text{ kg/m al cubo}$
$A=45,996.04$
U_o estimada para cada mes.

Resultados de la proyección realizada:

Velocidad del viento	Enero	PT (MW)
Máxima	28.3	319.268
Mínima	18.5	89.189
Promedio	23.4	204.229

Velocidad del viento	febrero	PT (MW)
Máxima	27.5	292.951
Mínima	19	96.618
Promedio	23.25	194.784

Velocidad del viento	Marzo	PT (MW)
Máxima	28	309.222
Mínima	16.5	63.277
Promedio	22.25	186.250

Velocidad del viento	Abril	PT (MW)
Máxima	20	112.690
Mínima	14	38.653
Promedio	17	75.672

Velocidad del viento	Mayo	PT (MW)
Máxima	16.5	63.277
Mínima	10	14.086
Promedio	13.25	38.682

Velocidad del viento	Junio	PT (MW)
Máxima	15	47.541
Mínima	7.5	5.943
Promedio	11.25	26.742

Velocidad del viento	Julio	PT (MW)
Máxima	19.5	104.448
Media	12	24.341
Promedio	15.75	64.395

Velocidad del viento	Agosto	PT (MW)
Máxima	18.5	89.189
Mínima	11	18.749
Promedio	14.75	53.969

Velocidad del viento	Septiembre	PT (MW)
-----------------------------	-------------------	----------------

Máxima	14	38.653
Mínima	7.5	5.943
Promedio	10.75	22.298

Velocidad del viento	Octubre	PT (MW)
Máxima	17.5	75.494
Mínima	9.5	12.077
Promedio	13.5	43.785

Velocidad del viento	Noviembre	PT (MW)
Máxima	24.5	207.155
Mínima	14.5	42.944
Promedio	19.5	125.049

Velocidad del viento	Diciembre	PT (MW)
Máxima	28.5	326.085
Mínima	20.5	121.355
Promedio	24.5	223.720

La producción total de potencia eléctrica sería de **1.259 GW al año** para los datos calculados con las velocidades del viento entre un intervalo mínimo y máximo.

En la proyección de generación energética esperada para 2022 por parte de los parques eólicos terrestres en el país, se apreció que la cantidad de horas que en promedio deben de trabajar al año los parques es 8.42 hrs. Asimismo, se estimó que la cantidad de horas mínimas a trabajar es de 3.46 y máximas 15.66. Aplicando ese cálculo a la proyección del parque Offshore, se tendría que multiplicar la capacidad instalada por las horas que trabajaría el parque:

- En el caso de la cantidad mínima de generación que se puede obtener es:

$$400 \text{ MW} * 3.46 \text{ hrs} = 1,384 \text{ MWh}$$

- En el caso de la cantidad máxima de generación que se puede obtener es:

$$400 \text{ MW} * 15.66 \text{ hrs} = 6,264 \text{ MWh}$$

- Estimando que el parque trabaje 8.41 horas al año

$$400 \text{ MW} * 8.41 \text{ hrs} = 3,364 \text{ MWh}$$

$$3,364 \text{ MWh} * 365 \text{ días} = 1,227,860 \text{ MWh}$$

$$1,227,860 \text{ MWh} \rightarrow 1,227 \text{ GWh}$$

Entonces, para una planta eólica marina con una capacidad instalada de 400 MW se estima que tendrá una generación eléctrica que ronda entre los 1,227 GWh.

6.4 Subestructura de selección

Para esta propuesta de proyecto se toma en consideración que la profundidad del mar en el sector del Limón, Colón no pasa los 50 metros de profundidad a una distancia de 20km de la costa.

Entonces, la cimentación del parque debe de ser fija y dentro de las cimentaciones fijas se presentaron 3 opciones en el apartado 4.7.1 las cuales son: Monopilote, Cimentación por Gravedad y Subestructura de Jacket. A continuación, se hace una breve descripción de cada una:

- **Monopilote o Monopile:**

Un tipo de acero de gran diámetro (4-8m) se inca en el lecho marino mediante un gran martillo hidráulico, a una profundidad típica de entre 10 y 40 metros. Una pieza de transición amarilla conecta al monopilote con la base de la torre del aerogenerador. Puede mantenerse en pie gracias a la fricción del lecho marino en los laterales y a que no tiene ninguna presión vertical del suelo. Un monopilote es normalmente el tipo más sencillo y barato de cimentación en aguas poco profundas-

Tabla 6. 9 Características: Cimentación Monopilote

Cimentación monopilote	
Pueden ser usadas hasta profundidades de unos 25 metros	
Hechas de acero, pueden llegar a pesar más de 800 toneladas	
Aproximadamente 30 metros de monopilote son introducidos en el fondo marino	
Son el tipo de cimentación más utilizado, especialmente en el Mar del Norte	
Desde la llegada al punto de instalación, esta puede realizarse en menos de 24 horas	
Ventajas	Desventajas
Diseño sencillo	Instalación inviable en fondos blandos y profundos
Solución más económica para aguas poco profundas	Necesidad de diámetros de pilote muy grandes en aguas profundas
Bajos costes	Necesidad de protección contra la erosión del fondo Marino.
Fácil fabricación y transporte	Necesidad de grandes equipos de pilotaje/perforación.
Menor penetración en el fondo marino necesaria	Difícil desmantelamiento
Conocimientos de la estructura de parques eólicos onshore	Alto coste de materiales, acero, que además necesita protección frente a la corrosión.
Riesgos	Desafíos
La frecuencia y la fatiga se ven afectadas por cambios en las condiciones del fondo marino.	Reducción de peso mediante adaptaciones individuales a cada lugar.
Subestimación de las cargas máximas por oleaje.	Reducción del ruido producido durante el pilotaje/perforación

- **Cimentación por gravedad o Gravity Foundation:**

Una alternativa al monopilote es la cimentación por gravedad que depende de su propio peso para asegurar y estabilizar la turbina. Se necesita una gran superficie de base para contrarrestar el momento de vuelco producido por la turbina y el fondo marino debe ser degradado de manera uniforme y nivelada para recibir a la instalación. La base de gravedad aplica una presión vertical a la zona inferior, apoyándose en el lecho marino, esta base suele tener 15 y 25 m de diámetro y todas las fuerzas y momentos de flexión se transportan a través de dicha base. Una cimentación por gravedad puede pesar más de 1,000 toneladas, incluyendo al lastre, normalmente se fabrica de hormigón armado.

Tabla 6. 10 Características: Cimentación por gravedad

Cimentación por gravedad o Gravity Foundation	
Se utilizan preferentemente a profundidades máximas de hasta 30 metros.	
Desde la llegada a su ubicación, el ciclo completo de instalación dura menos de 24 horas.	
Hechas de hormigón armado, una estructura de gravedad de 15 metros de altura puede llegar a pesar más de 1400 toneladas	
Para aumentar el peso y la estabilidad, las estructuras de gravedad suelen estar rellenas de grava o piedras.	
Ventajas	Desventajas
Es independiente de los precios del acero.	Necesidad de una gran obra.
El hormigón no requiere protección contra la corrosión.	Vulnerable a la socavación.
No es necesario el pilotaje/perforación.	Necesidad de preparar y nivelar el fondo marino.
Menos sensible a la fatiga.	Pequeña gama de profundidades adecuadas.
Es posible el desmontaje completo.	Es una construcción muy pesada.
Riesgos	Desafíos
Las condiciones del fondo marino deben garantizar la estabilidad en el futuro.	Reducción de las necesidades de material.
Vulnerable a las fuerzas periódicas.	Mejorar el diseño.

- **Trípode o “Jacket”**

Consiste en tubo de acero que sobre sale de la superficie del mar, bajo el agua hay una cimentación de tres patas, cada para terminal en un manguito de pilotes, donde se introduce un pilote de anclaje en el fondo marino para mantener la cimentación en su sitio. Se necesita menos preparación del fondo marino en comparación con la cimentación por gravedad. Estas estructuras presentan gran estabilidad y son realmente conocidas dado que su diseño es el mismo que se utiliza para las torres de petróleo y gas en las industrias.

Tabla 6. 11 Características: Cimentación Jacket

Cimentación Jacket

Consiste en un extenso proceso de fabricación, en el que hay que soldar todas las partes del trípode.	
Pueden utilizarse en aguas de más de 40 metros de profundidad.	
De acero, una estructura tipo trípode puede pesar más de 700 toneladas con una altura total de hasta 50 metros.	
Todavía están en fase de desarrollo y rara vez se han utilizado en parques eólicos marinos.	
Ventajas	Desventajas
Una solución interesante teniendo en cuenta los medioambiental y económico.	La construcción, el transporte y la instalación requieren mucha mano de obra.
Resistente al vuelco.	Dificultad de transporte.
Apto para una amplia gama de fondos.	No es práctico en aguas poco profundas.
Alta rigidez.	El acero es caro y necesita protección contra la corrosión.
	Corrientes elevadas.
	Necesidad de protección contra el socavamiento por grandes corrientes.
	Dificultad de desmontaje.
	Necesidad de pilotaje/perforación.
	Costes elevados debido al diseño de los soportes.
Riesgos	Desafíos
Problemas de socavación.	Reducción del ruido en el pilotaje/perforación.
Corrosión debido a la gran cantidad de acero utilizado.	Eliminación de los problemas de socavación

Analizando las descripciones de las cimentaciones fijas se observa que la subestructura que se adapta a las profundidades que se presentan para la instalación del parque eólico marino en el sector elegido es la cimentación “Jacket”.

6.5 Disposición de las turbinas en el parque

A la hora de maximizar la producción de energía en un parque eólico es importante tomar en cuenta la disposición de las turbinas entre sí y de éstas con respecto a la dirección del viento predominante.

Las turbinas producen energía a partir del viento que choca con las aspas y las hace girar. El viento que sale del aerogenerador debe tener un contenido energético menor que el que llegó inicialmente a la turbina. Esto se deduce del principio de conservación de la energía, puesto que esta no se crea ni se destruye.

Un aerogenerador crea un refugio en la dirección del viento. El resultado es una estela detrás de la turbina, esto es una larga cola de viento bastante turbulenta y ralentizada en comparación con el viento que llega a la turbina.

Ilustración 6. 15 Efecto Estela



En los parques eólicos para evitar una turbulencia excesiva alrededor de los aerogeneradores suele estar separado por una distancia de unos cuatro diámetros de rotor del resto de aerogeneradores. Estas distancias son aún mayores en la dirección del viento predominante.

De esta manera el efecto estela de cada aerogenerador ralentizará el viento que pase por él para obtener energía de este y convertirla en electricidad, Entonces, lo ideal es que las turbinas estén lo más separadas posible en la dirección del viento predominante,

Como ya se mencionó, la distancia habitual entre los aerogeneradores de un parque offshore es de entre 5 y 9 veces el diámetro del rotor en la dirección perpendicular al viento dominante.

La estela producida por un aerogenerador puede dividirse en 3 regiones dentro de él. estas regiones están situadas a diferentes distancias tras el paso del aire por la turbina de la más

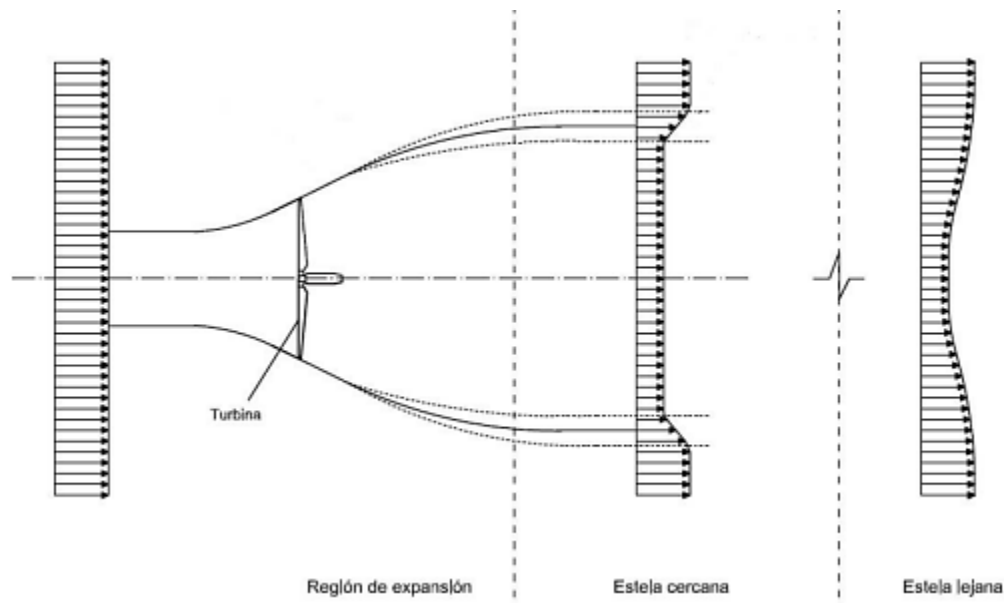
pequeña a la más grande se encuentra en las regiones de expansión, de estela y de estela lejana, cada una de ellas con una característica diferente.

Cuando el viento llega la turbina, sufre una pérdida de velocidad y un aumento de presión. Inmediatamente después de pasar por la turbina en la primera de las regiones la presión desciende bruscamente hasta llegar a la turbina aumentando el radio de la estela hasta que la presión alcanza los valores atmosféricos y la velocidad disminuye. la longitud de esta región es aproximadamente de una a 2 veces el diámetro del rotor.

La región intermedia cercana a la estela el valor de la presión permanece constante en los niveles atmosféricos durante una longitud aproximadamente de una a 2 veces el diámetro del rotor.

Por último, en la estela lejana con una longitud superior a 5 veces el diámetro del rotor, la velocidad aumenta gradualmente hasta alcanzar su valor inicial antes de llegar a la turbina.

Ilustración 6. 16 Regiones de Estela de una Turbina eólica



Recapitulando, la distancia optima entre los aerogeneradores, medida habitualmente en diámetros de rotor, suele ser menor en la dirección perpendicular al viento que en la dirección de este. Así, tomando como referencia los parques existentes, la distancia entre aerogeneradores en una misma fila (dirección perpendicular al viento) suele estar entre 3 y 5 diámetros, aumentando la distancia entre filas (misma dirección del viento) entre 5 y 9 diámetros. Una distancia bastante

común es de 7 diámetros de rotor, ya que más allá de esto, la diferencia en la velocidad del viento con metros crecientes es pequeña.

Cuando el viento cambia de dirección el área de influencia de las estelas en la turbina también varía. El parámetro determinante en este caso es el ángulo que forman los aerogeneradores entre sí y la diferencia con respecto a la dirección del viento predominante. Es por esto por lo que, es necesario prestar atención a la orientación que se le da al parque.

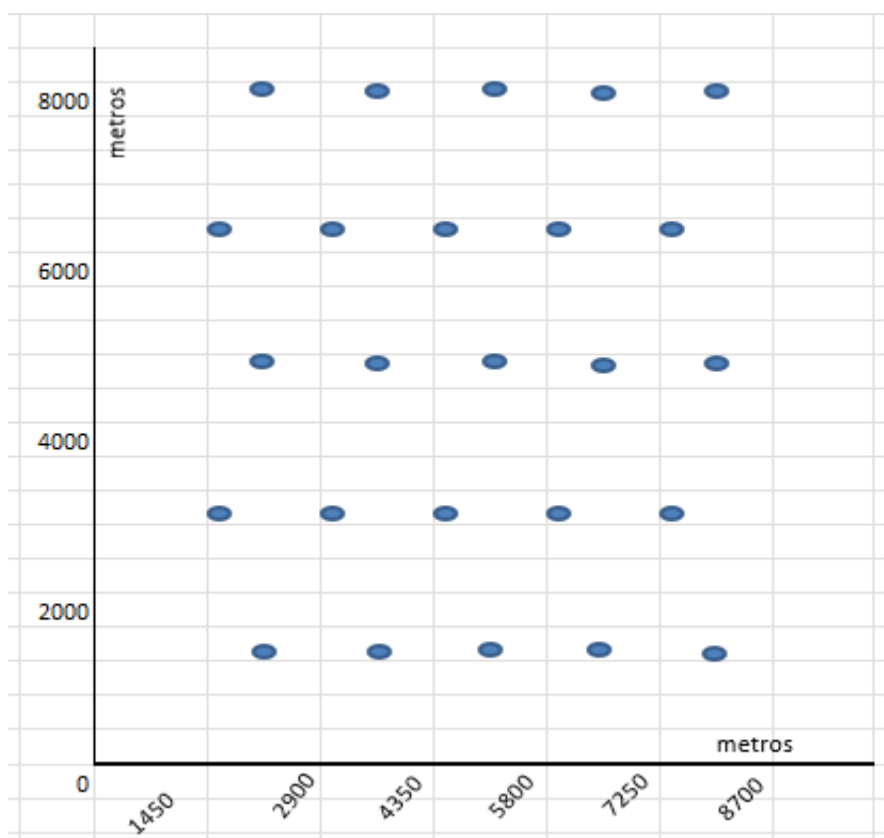
La disposición general que se utiliza al momento de colocar las turbinas es lineal, está en la mayoría de los casos proporciona un rendimiento aceptable para vientos con un fuerte carácter direccional.

Referente a la colocación de los aerogeneradores para el diseño de este parque, serán colocados en dos filas separadas a una distancia de siete veces el diámetro del rotor y 6 diámetros de rotor entre turbinas de la misma fila.

Datos:

Disposición	(y) 7 veces 242	(x) 6 veces 242	(x')
Lineal	1,694 m	1,452 m	726 m

Ilustración 6. 17 Esquema: disposición para colocación de turbinas



6.7 Sistema de conexión y transporte eléctrico

En general, para este tipo de proyectos es fácil diferenciar todo el apartado eléctrico en tres secciones:

- **Baja tensión:** Los aerogeneradores producen electricidad a una media de unos 950 V, una tensión insuficiente e inadecuada en todos los sentidos incluso para una distancia de transporte de electricidad media. Para ello, cada aerogenerador lleva acoplado un transformador que se encarga de elevar la tensión a 33 KV. Este apartado se refiere entonces a la conexión de la propia turbina a estos transformadores de potencia.
- **Media tensión:** Se refiere al transporte eléctrico desde los aerogeneradores (transformador) hasta la subestación.
- **Alta tensión:** En la subestación la tensión se eleva de nuevo a 132 KV y entonces la energía se transporta a los puntos de distribución de la red.

Una vez obtenida la energía eléctrica a partir de la energía cinética del viento, hay que transportarla a tierra firme para luego distribuirla a los distintos centros de consumo. Esta operación se realiza mediante una línea de conexión submarina hasta la costa.

El correcto estudio y elección de este sistema de conexión determina de forma significativa la rentabilidad del parque eólico. Mientras que una buena elección puede suponer un importante ahorro, la elección de una tecnología inadecuada para unas condiciones concretas puede suponer grandes pérdidas de energía y una inversión de dimensiones bastante importantes.

En primer lugar, hay que tener en cuenta que los cables submarinos, en un intento de evitar posibles daños e interferencias causadas por los equipos de pesca, se entierran a profundidades de entre 1 y 4 m en el lecho marino. Para esta operación, es necesario utilizar maquinaria y equipos específicos que suelen suponer un alto coste y la necesidad de una buena planificación para evitar retrasos y tiempos muertos en la ejecución del proyecto. La opción más económica es sumergir el cable en el lecho marino si es posible.

Las dos tecnologías existentes ya mencionadas para la evacuación de energía eléctrica son las líneas HVDC (High Voltage Direct Current) y HVAC (High Voltage Alternating Current), en definitiva, líneas de alta tensión que transmiten corriente continua o corriente alterna.

La tecnología HVAC se utiliza actualmente en la mayoría de los proyectos situados a distancias relativamente pequeñas de la costa, mientras que la tecnología HVDC es más atractiva en términos de inversión y costes de explotación si la distancia a la costa aumenta. El punto de equilibrio entre estas dos opciones en términos de distancias se sitúa entre 60 y 100 km aproximadamente.

A la hora de elegir entre CA o CC para conectar los parques eólicos marinos a la red, los principales parámetros que hay que tener en cuenta son la potencia nominal, la distancia a la costa y la distancia de la costa al punto de conexión a la red fuerte más cercano, que puede estar a 100 km como máximo. la toma de tierra suele estar en zonas poco pobladas donde la red de transmisión es débil.

Una conexión de corriente continua tiene la ventaja que el coste de los cables es menor. Además, como los cables sólo se cargan cuando están energizados y se puede utilizar toda la capacidad de transporte de corriente para la transmisión de energía, las pérdidas de los cables a partir de una

determinada distancia son menores que con el equivalente de CA. Estos factores compensan los mayores costes del convertidor de CC.

La tecnología HVDC está en progreso y cada vez es de mayor interés. Los cables HVDC con aislamiento XLPE son más ligeros que otros cables, lo que hace que su instalación en alta mar sea más sencilla y económica. Su menor peso por unidad de longitud permite el transporte de tramos más largos, lo que se traduce en menos empalmes de cables, menor tiempo de instalación y menor riesgo de fallo.

La alternativa de CC, por lo tanto, se vuelve competitiva, tanto desde la perspectiva de la inversión como del costo operativo, con una clasificación de potencia y una distancia de transmisión cada vez mayor.

En la actualidad, 40 de los más de 90 parques eólicos marinos de Europa tienen una capacidad nominal (producción sostenida prevista a plena carga) superior a 200 MW y aproximadamente un tercio de ellos están conectados a la red mediante transmisión HVDC, ya sea individualmente o en grupos. Hasta ahora, hay siete sistemas de conexión eólica marina HVDC en funcionamiento y otros tres en construcción. Todos ellos están situados en la zona del Mar del Norte conocida como German Bight y son operados por el operador del sistema de transmisión TenneT Offshore. Con más proyectos propuestos en todo el mundo, las perspectivas a corto y medio plazo de la conexión HVDC eólica marina son brillantes. (ABB, 2018)

Configuraciones posibles para conexión HVDC

La configuración más sencilla de un parque eólico marino HVDC es una conexión punto a punto de un convertidor marino, instalado en una plataforma, y un convertidor terrestre. Hasta el momento, todas las conexiones HVDC eólicas marinas en operación son de este tipo:

Ilustración 6. 18 Esquemas de conexión HVDC para eólica marina: Conexión punto a punto.

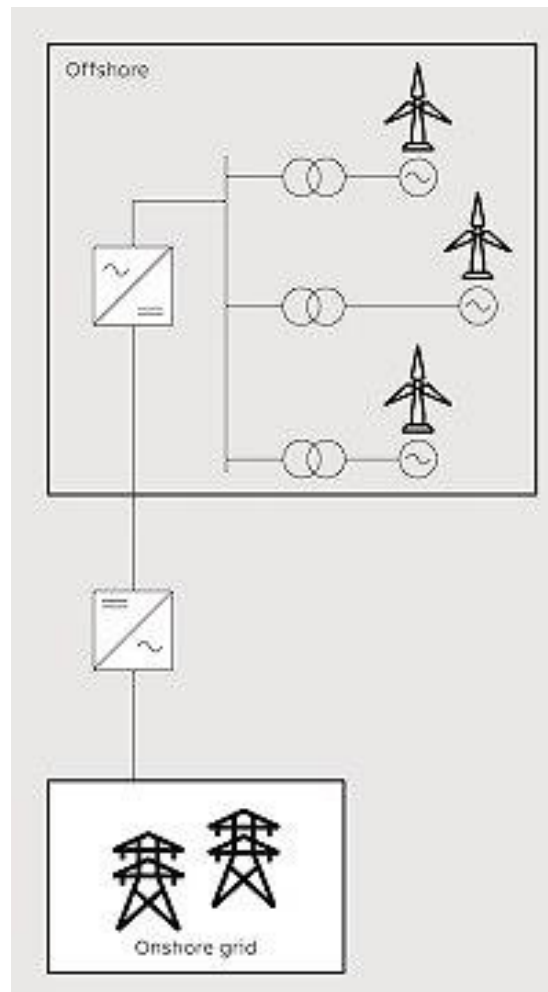
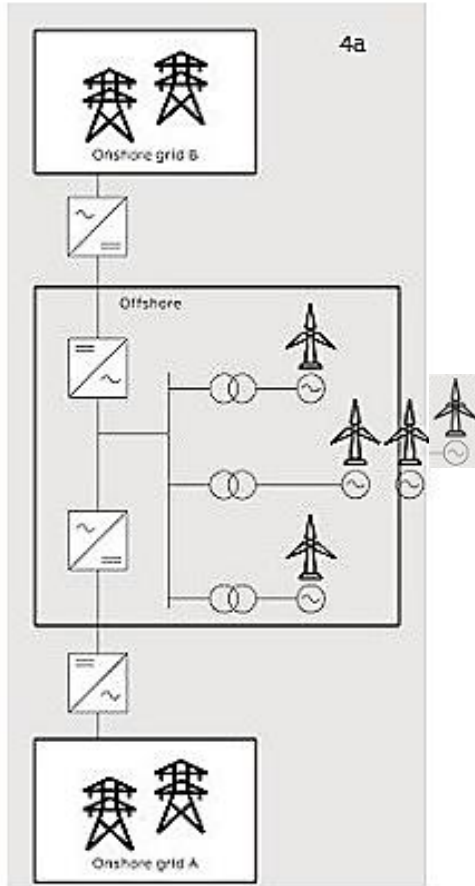
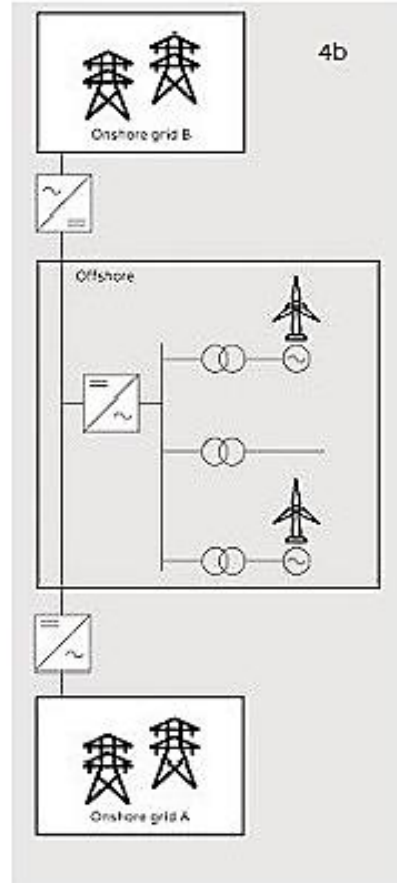


Ilustración 6. 19 Esquemas de conexión eléctrica en HVDC

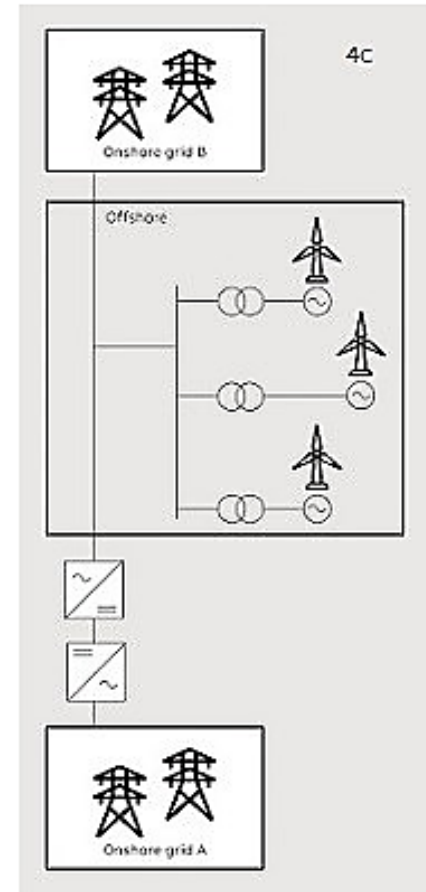
4.a Hub-and-spoke con múltiples enlaces HVDC



4b Esquemas de conexión HVDC para energía eólica marina: Hub-and-spoke con sistema HVDC multiterminal.



4.c Esquemas de conexión HVDC para energía eólica marina: Hub-and-spoke con enlaces de CA y estación HVDC adosada



Un concepto de creciente interés es el sistema híbrido, es decir, una combinación de interconectores submarinos entre las redes marinas y la conexión de éstas con la costa. Estos conceptos se han propuesto recientemente para el Mar del Norte y se denominan acuerdos "hub-and-spoke": Un "hub" en alta mar situado en una plataforma, o incluso en una isla artificial, está conectado mediante "spokes" a varias redes en tierra en la misma o en diferentes zonas sincrónicas. Este concepto puede utilizarse tanto para las conexiones de CA como para las de CC en tierra, aunque las distancias a tierra en el Mar del Norte son prohibitivas para la opción de CA. Para la opción de CC, el centro puede estar interconectado con múltiples enlaces HVDC paralelos punto a punto o con un sistema HVDC multiterminal.

- Ventaja de hub-and-spoke

La interconexión con otras redes aumenta en gran medida la utilización del enlace, ya que la utilización del enlace de una conexión eólica marina de propósito único depende únicamente del carácter intermitente del viento local.

Además, si se puede adoptar un enfoque coordinado internacionalmente para la instalación de la infraestructura de transmisión, se pueden reducir los costos. Se pueden obtener beneficios adicionales de la facilitación del intercambio de energía entre los mercados internacionales.

Finalmente, el concepto hub-and-spoke permite una expansión gradual, con capacidad de transmisión agregada en etapas, lo que permite una mayor disponibilidad de energía antes. El enfoque gradual también significa que se pueden realizar cambios e incorporar nueva tecnología a medida que se desarrolla el parque eólico, y la inversión se puede realizar de forma incremental.

El primer proyecto de este tipo se encuentra actualmente en construcción en el Mar Báltico. En el proyecto Kriegers Flak Combined Grid Solution, se ha establecido un interconector de CA entre Dinamarca y Alemania a través de los parques eólicos marinos Kriegers Flak A y B, y Baltic 1 y 2. Para proporcionar desacoplamiento de frecuencia entre las áreas sincrónicas de Europa continental y nórdica, ABB está suministrando un convertidor HVDC back-to-back en el punto de aterrizaje en Alemania (Bentwisch) y un controlador maestro que utiliza mejor los activos del interconector híbrido. Se espera que la experiencia operativa de este

proyecto desempeñe un papel importante en el futuro despliegue del concepto hub-and-spoke.

Proyectos de conexiones HVDC

La empresa ABB ha entregado con éxito tres enlaces HVDC para la conexión eólica marina.

Tabla 6. 12 Proyectos con conexiones HVDC entregados por ABB

	BorWin1	DoIWin1	DoIWin2
Customer (location)	TenneT (Germany)	TenneT (Germany)	TenneT (Germany)
Operating since	2009	2013	2014
Power rating (MW)	400	800	916
AC voltage (offshore) (kV)	155	155	155
DC voltage (kV)	±150	±320	±320
AC voltage (onshore) (kV)	380	380	380
Land cable length (km)	2 x 75	2 x 90	2 x 90
Sea cable length (km)	2 x 125	2 x 75	2 x 45
Platform supplier	Heerema Fabrication Group	Heerema Fabrication Group	Aibel AS
Platform design	Jacket topside	Jacket topside	Gravity-based
Connected offshore wind farms	Bard Offshore 1	Borkum West II MEG Offshore 1 Borkum Riffgrund 1	Merkur Offshore Trianel Borkum Borkum Riffgrund 1

La tecnología de convertidores de fuente de voltaje, HVDC Light, ha sido el habilitador clave para los enlaces HVDC en alta mar. Al controlar el voltaje y la frecuencia en la red de CA en alta mar aislada, la estación convertidora en alta mar transmite automáticamente tanta potencia activa como la que producen los parques eólicos a la red de CA en tierra mientras mantiene un voltaje y una frecuencia de CA estables en la red de CA en alta mar. Al mismo tiempo, el diseño compacto del equipo HVDC Light permite una implementación rentable en una plataforma marina. (ABB, 2018)

Continuando con CA se tiene que una de las principales ventajas es el bajo coste de la instalación. Sin embargo, en la transmisión de CA, las pérdidas aumentan con la tensión, la capacitancia y la longitud del cable. Más allá de la llamada longitud crítica (de 100 a 150 km según el tipo de cable) no quedará capacidad para la transmisión de energía activa. La forma

clásica de aumentar la capacidad de transmisión es aumentar el nivel de tensión, pero como la potencia reactiva aumenta con el cuadrado de la tensión, el aumento de la tensión reduce la longitud crítica.

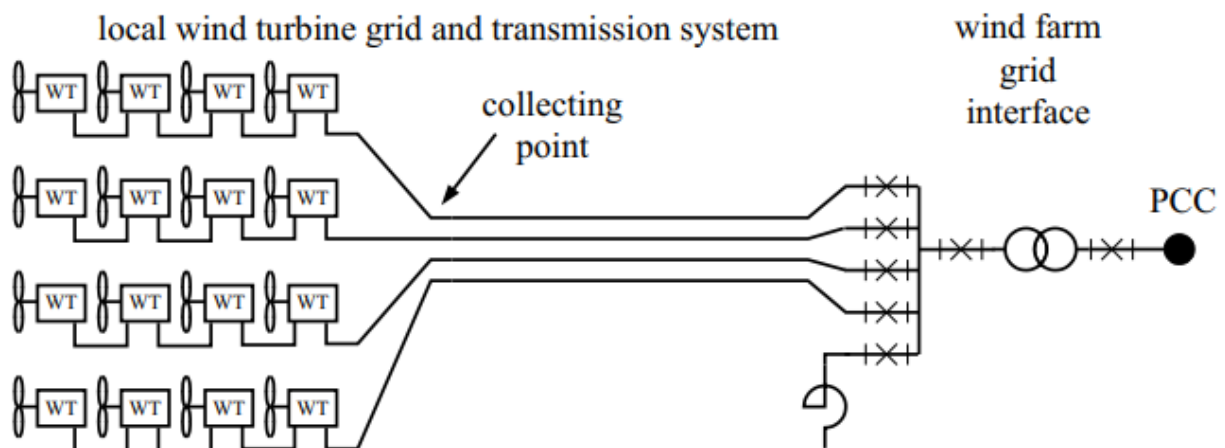
Dado que la ubicación del parque eólico estudiado se estima a una distancia de unos 20 km de la costa, lo cual, aunque parezca es una distancia considerable de la costa, sigue estando dentro del rango de transmisión de HVAC para la evacuación por lo que es la que se debe considerar para este parque.

Diseños de CA/CA

En la actualidad, el sistema eléctrico más común (tanto de transmisión como de red local) para los parques eólicos es de CA. Los sistemas con los que se trabaja son de parque eólico CA pequeño y grande. Los cables que se utilizan son de tres núcleos para transmisión de corriente alternan.

La primera configuración que se va a discutir es el pequeño parque eólico de CA. La idea del pequeño parque eólico de CA es que sea adecuado para parques eólicos pequeños con una distancia de transmisión corta. En el pequeño parque eólico de CA, la red local del parque eólico se utiliza tanto para conectar todos los aerogeneradores en una radial juntos como para transmitir la energía generada a la interfaz de la red del parque eólico.

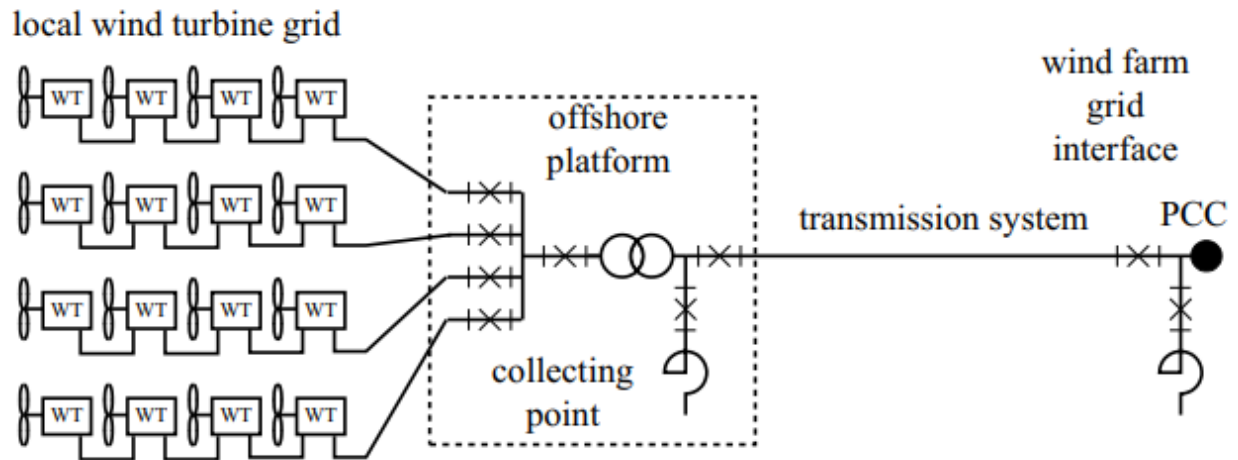
Ilustración 6. 20 El sistema eléctrico para un pequeño parque eólico de CA. (Lundberg)



Para este sistema se supone que se instalan cables en la red local del parque eólico uno y otro desde los aerogeneradores hasta el punto de recogida. Desde el punto de recogida hasta la interfaz de la red del parque eólico, se supone que todos los cables se instalan juntos. Esto significa que hay un coste de instalación por cable desde los aerogeneradores hasta el punto de recogida y un solo coste de instalación de cables de cables desde el punto de captación hasta la interfaz de red del parque eólico.

Continuando un parque eólico que este más alejado de la costa. El sistema de un gran parque eólico de CA es un sistema más tradicional, basado en el sistema general de la ilustración anterior. Este sistema tiene una red local de parque eólico con un nivel de tensión más bajo (20-30kV) conectada a un transformador y a un sistema de alta tensión. Este sistema requiere una plataforma en alta mar para el transformador y el equipo de conmutación. Para este sistema hay un coste de instalación de cable por cable, debido a que todos los cables tienen rutas diferentes.

Ilustración 6. 21 El sistema eléctrico de un parque eólico marino de CA. (Lundberg)



6.8 Costo nivelado de Energía

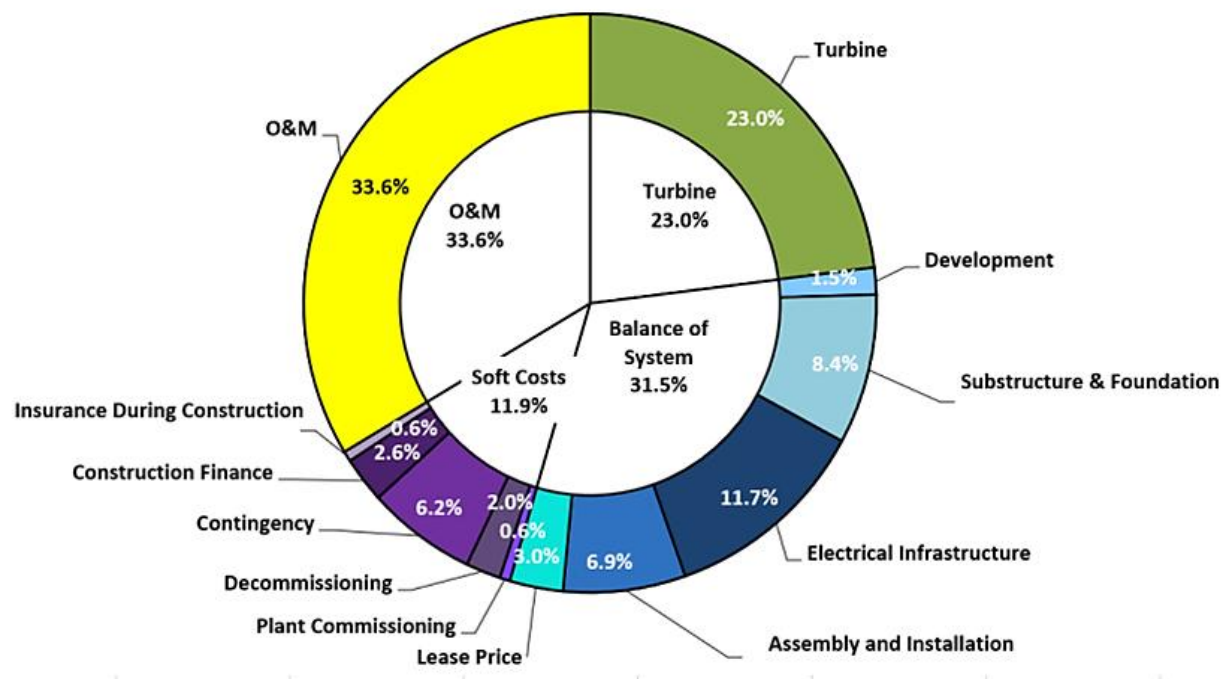
Para realizar una aproximación de la inversión que podría requerir el parque que se propone en este documento se recurrió a un reporte titulado “*2020 Cost of Wind Energy Review*” publicado por *Natural Renewable Energy Laboratory*, que es el laboratorio principal de los Estados Unidos de America para la investigación y desarrollo de energía renovable y eficiencia energética. Como parte de su misión el laboratorio trabaja en colaboración con una serie de socios privados para desarrollar tecnologías renovables y de eficiencia energética.

El reporte “*2020 Cost of Wind Energy Review*” se apoya en proyectos representativos de energía eólica a escala de servicios y distribuida para estimar el costo nivelado de la energía (LCOE) para las plantas de energía eólica terrestre y marina. El costo nivelado de la energía representa un costo constante por unidad de generación que se calcula para comparar el costo de generación de diferentes tecnologías. Al tener el LCOE se puede comparar directamente los costes de diferentes fuentes de energía, al mirar el coste nivelado de cada una de dichas fuentes, tenemos un coste que está estandarizado.

Los datos y resultados que se detallan en el reporte se derivan de plantas puestas en servicio durante 2020 y datos representativos de la industria, así como de las capacidades de modelización más avanzadas. La modelización sirve para proporcionar detalles sobre categorías de costes específicas.

Dentro del reporte se proyecta un gráfico pastel reflejando como se divide la inversión que se hace en un parque eólico marino:

Ilustración 6. 22 Contribución del LCOE a nivel de componentes para el proyecto de referencia para la energía eólica marina que funciona durante 25 años.



En el gráfico se puede observar que el 23% de la inversión representa el costo por las turbinas, Rystad Energy (Empresa de Investigación Energética e Inteligencia Comercial) realizó un análisis sobre el desempeño de las turbinas eólicas según su tamaño para un parque eólico marino de 1GW y el efecto que tendría la turbina eólica en los costos del proyecto.

Para dicho análisis la Rystad Energy estimó que el costo de una turbina de 10 MW era de USD8 millones, mientras que una turbina de 12MW y una de 14 MW tendrían un costo aproximado de USD10.1 y USD12.3 millones, respectivamente.

Se puede decir que la diferencia entre la turbina de 10 MW y la de 12MW es de 26.25% y entre la turbina de 12 MW y 14MW es aproximadamente 21.8%, entonces si se sigue la tendencia y se hace un estimado proyectando un costo para una turbina de 16 MW, se obtendría un costo de USD14.6 millones que se ajusta a un aumento de 18.7%, dejando la proyección en un aumento del 20% el costo quedaría en USD14.76 millones.

Asumiendo que el valor de una turbina es de 16 MW (la cual es la que se tiene contemplada para el proyecto) es USD14.76 millones, se hace la multiplicación del costo por el número de eólicas que se instalaran, en este caso 25:

$$25 \text{ aerogeneradores} * \text{USD}14,769,000.00 = \text{USD}369,000,000.00$$

Entonces, USD369,000,000.00 según el grafico del pastel sería el 23% d la inversión, por lo que el 100% de la inversión es a USD1,604,347,826.08, a continuación, se presenta como se divide el presupuesto según las necesidades:

Porcentaje	Descripción	Monto
23.0%	25 aerogeneradores	\$369,000,000.00
1.5%	Desarrollo	\$24,065,217.39
8.4%	Subestructura y cimientos	\$134,765,217.39
11.7%	Infraestructura eléctrica	\$187,708,695.65
6.9%	Instalación y ensamblaje	\$110,700,000.00
3.0%	Precios de arrendamiento	\$48,130,434.78
0.6%	Puesta en marcha de la planta	\$9,626,086.96
2.0%	Desmantelamiento	\$32,086,956.52
6.2%	Contingencia	\$99,469,565.22
2.6%	Financiación de la Construcción	\$41,713,043.48
0.6%	Seguros durante la Construcción	\$9,626,086.96
33.5%	Operación y mantenimiento	\$537,456,521.74
100%	Total	\$1,604,347,826.08

Es importante destacar que la energía eólica marina ha disminuido sus costos, esto según el estudio financiero que presento el Departamento de Energía de E.U.A publicado en “Nature Energy”, en abril de 2021, en dicho estudio expone que el costo nivelado de energía eólica marina LCOE, el cual es un factor que el sector eólico tiene como objetivo disminuir, cayó entre un 28% y un 49% de 2014 a 2020 sobre la base de una variedad de estimaciones recientes a nivel mundial y de la Unión Europea, mucho mayor que lo pronosticado en 2015, en un estudio anterior. Según la Agencia Internacional de Energías Renovables los costos de la energía eólica marina llegarán a alcanzar una disminución de 55%.

La disminución de costos aumentó la demanda de energía eólica marina, lo que resultó en una mayor industrialización no solo de las turbinas eólicas, sino también de los cimientos, la instalación y otros elementos. Además, los avances técnicos permitieron que las turbinas crecieran más rápidamente de lo que predijeron los expertos. (Wiser, y otros, 2021)

6.9 Cobertura eléctrica en Honduras:

Según un informe presentado por la Dirección General de Electricidad y Mercados, titulado “Índice de Cobertura y Acceso a la Electricidad en Honduras” con datos reflejados a 2019, los resultados de la cobertura eléctrica por departamento en Honduras fueron los siguientes

Tabla 6. 13 Índice de cobertura eléctrica por Departamento, tomada de (Dirección General de Electricidad y Mercados, 2019)

DEPARTAMENTO	TOTAL DE VIVIENDAS	VIVIENDAS CON ACCESO A RED DE DISTRIBUCIÓN	ICE
ATLÁNTIDA	115,518	103,179	89.32%
CHOLUTECA	130,414	100,294	76.90%
COLÓN	88,414	74,270	84.00%
COMAYAGUA	143,905	121,201	85.04%
COPÁN	92,142	78,458	85.15%
CORTÉS	423,528	411,949	97.27%
EL PARAÍSO	122,009	78,343	64.21%
FRANCISCO MORAZÁN	389,131	354,816	91.36%
GRACIAS A DIOS	19,371	1,436	7.41%
INTIBUCÁ	58,758	39,148	65.80%
ISLAS DE LA BAHÍA	22,102	21,580	97.64%
LA PAZ	55,149	35,759	64.84%
LEMPIRA	78,253	57,655	72.40%
OCOTEPEQUE	45,835	41,899	91.41%
OLANCHO	132,706	103,601	78.07%
SANTA BÁRBARA	129,413	114,566	88.53%
VALLE	50,369	43,784	86.93%
YORO	157,214	134,505	85.56%
TOTAL	2,254,231	1,916,443	85.02%

Según estos los datos presentados en el Informe “Índice de Cobertura y Acceso a la Electricidad en Honduras” la cobertura eléctrica en el Departamento de Colón es de 84% de las viviendas, lo que quiere decir que hay un 16% que todavía no está cubierto, este 16% es el porcentaje de viviendas que no está conectado a la red, de hacerse una expansión en la cobertura de la red se podría alcanzar un mejor índice de viviendas conectadas, la expansión de la red es un punto beneficioso para una futura implementación de parque offshore en la costa de Colón puesto que para la implementación de estos hay un cierto rango de distancia que debe existir entre la planta y la red eléctrica.

A continuación, se presenta un mapa de Honduras con las líneas de transmisión eléctrica o el Sistema Interconectado Nacional:

Ilustración 6. 23 Mapas de líneas de Trasmisión de Energía Eléctrica en Honduras



Es importante expandir el sistema interconectado dado que, aumentar la capacidad de las líneas ofrece varias ventajas. Puede aliviar la congestión de la red permitiendo al operador de la misma acceder a la fuente de energía menos costosa; puede mejorar la fiabilidad de la red si una línea adyacente queda fuera de servicio; y puede abrir las vías existentes para permitir la distribución de energía renovable sin tener que construir líneas adicionales.

La mejora de la eficiencia reduce el consumo de combustible, las emisiones asociadas y los costes del ciclo de vida. En general, con este propósito es fácil justificar las inversiones que estos proyectos con llevan a cambio de importantes ganancias de rendimiento a largo plazo. Los transformadores y otros equipos también se beneficiaron de los avances técnicos. Una vez más, la mejora de la eficiencia y la reducción de los costes del ciclo de vida justifican los mayores costes de capital iniciales

6.10 Análisis de hipótesis 1:

HI: La implementación de parques eólicos marinos genera niveles de producción energética bastante satisfactorios por lo que, entre más parques se implementan, mayor es la generación de energía.

- H_0 : Expandir la implementación de campos eólicos no genera mayores niveles de generación energética.
- H_U : Expandir la implementación de campos eólicos no se relaciona con mayores niveles de generación energética.

Los niveles de generación de energía del sector eólico presentan mejores resultados cada vez que se aumenta su capacidad instalada, esto se pudo observar en los datos reflejados por Dinamarca ya que proyectaban el comportamiento y evolución que ha tenido este sector en el país. El área de eólica marina en Dinamarca ha sido bastante promovida y respaldado, esto en vista a que su producción energética se ha convertido en factor clave para el país, este tipo de proyectos ha respondido muy bien a medida se siguen mejorando e implementando. Dinamarca cuenta con 16 parques eólicos activos, fuera de los proyectos que tienen para seguir ampliando este sector.

Asimismo, los datos de generación eólica en Honduras también demuestran que aumentar la capacidad instalada de los parques genera mejores resultados, por lo que la hipótesis de investigación es verdadera.

En el caso de las hipótesis H_0 y H_U quedan rechazadas dado que, H_0 postulaba que expandir la implementación de campos eólicos no proporcionaría mayores niveles de generación. Del mismo modo, H_U manifestaba que no existe una relación entre el aumento de parques eólicos y la producción energética del sector eólico.

6.11 Análisis Hipótesis 2:

H_I : Los beneficios que tendría un parque eólico marino serían mejores que los que ofrecen los parques eólicos terrestres.

- H_0 : Los beneficios que tendría un parque eólico marino no serían mejores que los que ofrecen los parques eólicos terrestres.
- H_U : Los beneficios que tendría un parque eólico marino serían los mismos que ofrecen los parques eólicos terrestres.

Esta hipótesis busca validar si el instalar un parque eólico marino daría mejores resultados que una instalación terrestre, según lo analizado en los datos y el marco teórico se puede constatar que estas instalaciones no tienen el mismo nivel de producción de energía eléctrica dado que las instalaciones Offshore están sometidas a vientos más potentes por lo que sus producciones son más altas. Asimismo, se pudo observar que una de las razones para instalar aerogeneradores en el mar es porque efectivamente los niveles de generación son más satisfactorios. Otro punto es que los parques Offshore no generan inconvenientes respecto a espacio y la contaminación acústica que se toma en cuenta para las instalaciones terrestres, no se considera un factor en las instalaciones marinas dada su ubicación en mar adentro. Entonces, aunque ambas opciones son beneficiosas para un país, en el caso de Honduras el impacto de un parque Offshore en el mar puede generar mejores resultados que un parque terrestre. Por ende, se acepta la hipótesis número 3 y la hipótesis H_U en vista que no se obtendrían resultados inferiores en niveles de producción, respecto a la hipótesis H_0 , se da por rechazada ya que afirma que el parque eólico marino tendría el mismo impacto que un parque terrestre

6.12 Análisis Hipótesis 3:

H_I : El diseño de un parque eólico marino en la costa del Departamento de Colón puede alcanzar una mayor generación energética que los parques existentes con una menor cantidad de aerogeneradores.

- H_0 : El diseño de un parque eólico marino en la costa del Departamento de Colón no alcanzará una mayor generación energética que los parques existentes con una menor cantidad de aerogeneradores.
- H_U : El diseño de un parque eólico marino en la costa del Departamento de Colón puede alcanzar la misma generación energética que los parques existentes con una menor cantidad de aerogeneradores.

Para validar esta hipótesis se desarrolló una propuesta tentativa del diseño de un parque eólico en la costa del departamento de Colón. En el diseño se seleccionó un aerogenerador con una capacidad instalada de 16 MW, el total en el parque serían 25 turbinas eólicas, alcanzó una capacidad instalada total de 400 MW. Los 3 parques eólicos con los que se cuenta en el país tienen una capacidad instalada de 236 MW en conjunto, el número de aerogeneradores que existen para sumar esa capacidad instalada es 116, entonces comparando estos valores se observa que la diferencia entre los parques es de 91 aerogeneradores y en capacidad instalada es 164 MW.

La proyección de generación energética para 2022 que se tiene de los parques terrestres es de 792 GWh y la generación estimada del parque propuesto aproximadamente es 1,227 GWh, entonces con el parque offshore se obtendrían 437 GWh más que con las instalaciones terrestres.

El precio estimado para el parque es de \$1,604,347,826.08, la inversión que se requirió para los 3 parques eólicos en total fue de \$590,000,000.00. El parque offshore requiere de esa inversión para tener 400 MW instalados, los parques terrestres solo tienen 236 MW, entonces dos veces la instalación terrestre daría 472 MW instalados a una inversión de \$1,180,000,000.00 que es inferior a la inversión del parque marino. Sin embargo, hay que tomar en cuenta que según las estadísticas de la Agencia Internacional de las Energías Renovables los costos de la energía eólica

marina siguen bajando esto puesto que la tecnología cada vez avanza más y está siendo bastante impulsada.

Entonces, se ha comprobado que la hipótesis H_1 , ya que analizando los datos presentados se pudo observar que efectivamente, un parque eólico marino podría generar más energía eléctrica con menos recursos que las instalaciones terrestres existentes.

CAPITULO VII: VIABILIDAD

El propósito de realizar una sección dedica a la viabilidad de la investigación del proyecto, básicamente, es evaluar si la idea de proyecto que se tiene tendría resultados favorecedores o no. El estudio de la viabilidad es necesario para proyectos con inversiones significativas, ayuda a visualizar si el proyecto pudiera tener un impacto importante en su mercado.

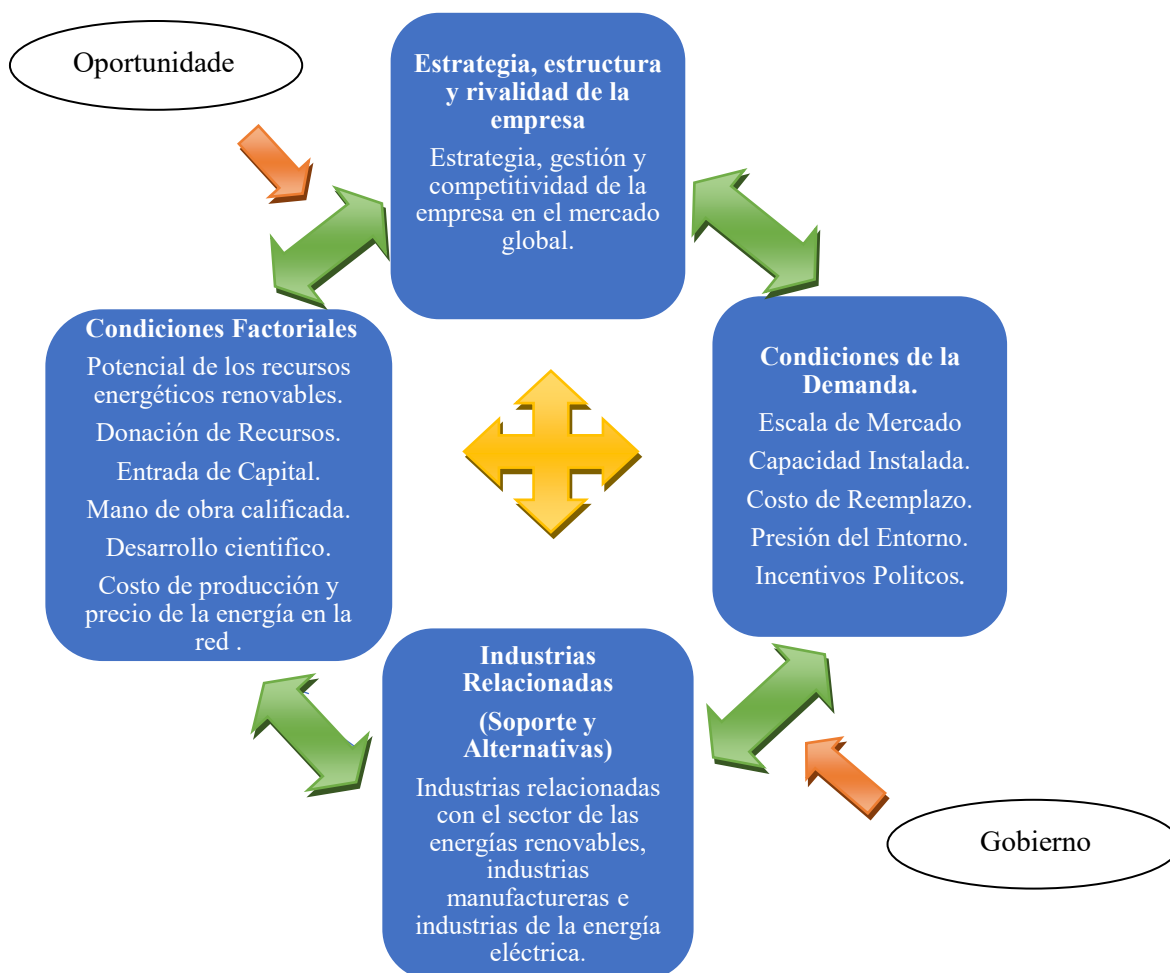
En un aspecto técnico se puede decir que el análisis para la implementación del proyecto en cuestión es posible ya que se cuenta con variedad de estudios sobre el tema y fuentes de información al respecto. Asimismo, se cuenta con la capacidad y disciplina para llevar dicho análisis a cabo. El campo de generación eólica es de gran interés en la actualidad ya que presenta bastos beneficios y oportunidades de desarrollo por lo que no es un tema que presente peculiaridades ni sea desconocido para la sociedad, hoy en día la generación de energías renovables es de suma importancia a nivel mundial por lo que las apuestas por estos proyectos son altas.

Es importante señalar que uno de los aspectos más relevantes para el desarrollo de la energía eólica marina es la tecnología a la que se asocia. Hoy en día, el mercado de la energía eólica marina comprende una amplia gama de inversores: empresas de servicios públicos, fabricantes de equipos (OEM), contratistas (ingeniería, construcción e instalación), productores de energía independientes, fondos de infraestructura e inversores institucionales.

La construcción de parques eólicos marinos se puede organizar en varios segmentos industriales y está dominada por algunas empresas en cada sector. Destacan las empresas productoras de aerogeneradores marinos, cimentaciones, torres eólicas, cables (entre arreglos y conexión a red), empresas constructoras y empresas instaladoras.

En los últimos años se ha producido un incremento del mercado tecnológico de componentes para la producción de energía eólica marina, lo que ha llevado a la industria de este sector a ser cada vez más competitiva. El aumento de la competitividad del sector y, en consecuencia, el aumento de la competencia, han contribuido a reducir los márgenes de rentabilidad de los fabricantes, incluso en algunas de las mayores productoras del mundo. Este aspecto se ha traducido en una reducción de los precios de venta de varios productos, con repercusiones en el

movimiento de la energía eólica marina hacia nuevos mercados, aumentando las ventas de sus tecnologías.



Considerando el esquema presentado, se ve que en cuanto a las “condiciones factoriales”, los recursos son un factor fundamental para el desarrollo de las empresas de este sector. Es decir, en general, cuanto más abundantes sean los recursos para la producción de energía a partir de Fuentes Renovables, mayor será el potencial de desarrollo. Además, la inversión de capital es fundamental para el desarrollo de la actividad a nivel tecnológico y científico. El nivel técnico también es uno de los principales factores para el progreso de esta actividad, ya que las tecnologías avanzadas pueden aumentar significativamente la productividad, disminuir los costos y resolver problemas de almacenamiento de energía. La mano de obra es indispensable, ya que sin este factor sería imposible llevar a cabo cualquier etapa de la producción de energía. Finalmente, otro aspecto esencial en este atributo el modelo se refiere a los altos costos de

producción y los altos precios de la energía, ya que son dos obstáculos principales para la amplia comercialización de este producto.

En cuanto al atributo “condiciones de la demanda”, estos incluyen varios factores, como el tamaño del mercado que influye en los precios de los productos, ya que, si aumenta la capacidad del mercado, los precios de los productos disminuyen por la competitividad. Otro factor se refiere a la capacidad instalada, que cuanto mayor es, mayor es la producción de energía. Las presiones medioambientales también son un factor evaluado a la hora de utilizar un determinado servicio, y en relación con la producción de energías renovables. energía, esta es vista como una actividad beneficiosa e importante para este pilar de la sustentabilidad. Finalmente, se considera que las políticas públicas también influyen en las perspectivas de demanda en este sector, ya que los gobiernos tienden a estimular la inversión a través de instrumentos de política para acelerar la comercialización de tecnologías de fuentes renovables.

Las “industrias relacionadas y de apoyo” se refieren a empresas pertenecientes al mercado de las energías renovables, como la industria manufacturera, que influye en todas las empresas productoras de tecnologías para la conversión de este tipo de energía y la industria eléctrica, que interfiere con el uso de la energía en su forma convertida. Un entorno industrial superior y favorable impulsa la inversión en energías renovables y contribuye al desarrollo tecnológico de este sector.

La “estrategia, estructura y rivalidad de la empresa” se refiere esencialmente a la estructura y gestión de las empresas relacionadas con el sector de las energías renovables, así como al desempeño de los competidores. Cuanto más eficaz sea la estrategia de la empresa, más vigorosa y competitiva será la industria. Asimismo, cuanto más intensa sea la competencia, más eficiente será la asignación de recursos. Por lo tanto, se puede concluir que estos atributos juegan un papel insustituible en la competitividad del sector.

Las “oportunidades” y el “gobierno” se ven afectados por todo el sistema que constituye el modelo. La influencia del gobierno radica principalmente en crear la oportunidad para el desarrollo de esta actividad. Por regla general, el gobierno ejerce su influencia sobre las Energías Renovables a través de la implementación de políticas públicas, como la obligación de cuotas eléctricas, subsidios financieros, incentivos fiscales, exención de impuestos.

Considerando el análisis a través del modelo de Porter, fue posible recopilar información sobre los principales factores que influyen en la competitividad del sector de las energías renovables y que son importantes para alcanzar el éxito de este tipo de proyectos.

Se deben de tomar en cuenta distintas variables para alcanzar la viabilidad de un proyecto. En Honduras el apoyo para las energías renovables se encuentra presente y como ya se ha mencionado se tienen metas en el plan de Nación donde esperan alcanzar el 80% en generación de energía renovable para 2038, por lo que hay interés en ideas nuevas para la implementación de fuentes renovables.

Continuando con la industria eólica marina, se espera que continúe creciendo, impulsada por una combinación de un costo de capital extraordinariamente bajo, mejoras continuas en tecnología y costos de construcción a la baja. Sin embargo, las incertidumbres en torno al costo del capital, el impacto de la innovación tecnológica y un mercado laboral ajustado pueden crear desafíos.

Las políticas monetarias de la última década han brindado a los desarrolladores condiciones de financiamiento favorables. El apalancamiento de proyectos ha aumentado de 60 % en 2007 a 75 % en la actualidad. El margen de deuda también se ha reducido de LIBOR+3,5% en 2012 a LIBOR+2,0% en la actualidad. Como resultado, un proyecto hoy en día puede aumentar la deuda a 3.5%, es decir, aproximadamente la mitad de la tasa en 2012. Junto con la tasa interna de retorno (IRR) de capital comprimida, el costo promedio ponderado de capital (WACC) de la energía eólica marina ahora es más cerca del 6% nominal antes de impuestos en mercados maduros. (Ede, 2019)

Actualmente, el mercado de permutas financieras o “swaps” prevé un aumento del 0,5 % en la tasa de interés para 2022. La restricción de la liquidez podría generar un margen de deuda más alto y una TIR de capital más alta. Una combinación de un aumento del 0,5 % en las tasas de interés, un aumento del 0,5 % en el margen de la deuda, según el mercado crediticio de 2014-2015, y un aumento del 0,5 % en la TIR de las acciones aumentaría el WACC en 1 %.

Una mayor dependencia de los precios mayoristas aumenta aún más el costo promedio ponderado del capital. Por ejemplo, las recientes ofertas de energía eólica marina sin subsidios apuntan a una mayor exposición al riesgo de precios comerciales para proyectos futuros. Para asumir riesgos de precios comerciales, los inversionistas requerirán una TIR de capital más alta,

mientras que los prestamistas exigen términos de préstamo más restrictivos, lo que lleva a un WACC de proyecto más alto.

Para que un proyecto alcance el punto de equilibrio, un aumento del 1 % en el WACC del proyecto requerirá que los precios mayoristas aumenten un 7 %. La energía eólica marina aumentaría aproximadamente un 7% por cada aumento del 1% en el WACC del proyecto. Esto ejercería presión sobre los proyectos que aún no han logrado la decisión final de inversión (FID) para aumentar los ingresos (o reducir los costos) en la misma cantidad.

Existen oportunidades de ingresos más allá del mercado mayorista de electricidad

Las reglas del mercado están cambiando para facilitar la participación renovable en el mercado de servicios auxiliares. Los operadores y reguladores de sistemas europeos están revisando cada vez más las reglas del mercado para los servicios auxiliares.

La clasificación de la energía eólica como tecnología probada para la provisión de respuesta de frecuencia rápida, reserva operativa primaria, reserva operativa secundaria y reserva operativa terciaria permite que los generadores eólicos presenten una oferta para prestar servicios auxiliares al sistema.

Los mercados de capacidad podrían generar cierta estabilidad de los ingresos en un entorno de mayor exposición al riesgo de precios comerciales.

Con la apertura de estos mercados a los generadores eólicos, las decisiones de inversión deben basarse en modelos integrados en los mercados mayoristas, de servicios auxiliares y de capacidad para capturar el máximo potencial de ingresos y reducir los riesgos de ingresos. Un diálogo con prestamistas e inversores facilitará una mejor comprensión de las nuevas oportunidades de ingresos.

Según la Plataforma Nacional de Información Energética China, el costo de construcción de una central eólica y los ingresos correspondientes de esta, si no hay subsidio, tardará al menos 13 a 15 años en poder pagar el costo de su inversión. Existe un análisis del beneficio económico de la energía eólica basado en la dinámica del sistema de AIP Conference Proceedings, donde proyectan una tabla para el retorno de la inversión en diferentes escenarios.

Los escenarios son 5, estos escenarios están basados en cómo afecta la “tasa de abandono” al parque. La energía eólica abandonada y la tasa de abandono siempre han sido factores importantes en los últimos años y obstaculizan un mayor desarrollo de la energía eólica. Ambos se deben a la gran capacidad instalada de la central donde se ubican las plantas de generación eólica, que superan el consumo eléctrico local. Además, si la configuración de la red eléctrica es baja y la energía eléctrica no se puede enviar, se provoca un abandono de la energía eólica. La tasa de abandono se refiere al porcentaje de electricidad residual con respecto a la energía eólica total. A continuación, se presentan los resultados a los que llegó el análisis:

Tabla 7.1 Tasa Interna de Retorno y Tiempo de amortización según tasa de abandono

Descripción	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 4	Escenario 5
Tasa de abandono	10%	13%	15%	17%	20%
Tiempo Retorno de Inversión	14.35	15.68	16.42	17.52	18.33
TIR %	11.23	10.57	10.13	9.70	8.05

Entonces bajo un escenario de una tasa de abandono del 15%, el beneficio económico del parque eólico es bueno, pero la tasa de abandono no es invariable en la práctica.

Aproximadamente el tiempo de amortización de un parque eólico offshore esta entre 13 y 16 años con una TIR estimada del 10%.

Le energía eólica marina sigue desarrollándose es por eso que de momento sus costos son elevados, sin embargo, estos siguen bajando para el 2025 se espera una disminución del 20% en parques de cimentaciones fijas y para el 2050 se proyecta una reducción de 50%. Esta tecnología está siendo fomenta por grandes potencias mundiales y como se pudo observar presenta grandes oportunidades en avances y generación energética.

CAPITULO VIII: APLICABILIDAD

Después de la energía hidroeléctrica, la energía eólica es el segundo mayor generador de electricidad entre las energías renovables. Pero el futuro de los parques eólicos terrestres está

limitado, particularmente por las limitaciones de la tierra y la oposición pública a los desarrollos cerca de donde vive la gente. En contraste, los parques eólicos marinos no solo tienen el vasto océano para desarrollos potenciales, sino que también enfrentan menos resistencia porque están ubicados frente a la costa, lejos de donde vive la gente.

Amortización de la energía que usa para funcionar.

La producción de los sistemas de energía renovable generalmente se puede realizar en unos pocos meses con un gasto de material y energía relativamente bajo. Después de un breve tiempo de funcionamiento, un aerogenerador ha "restaurado" la energía necesaria para su producción. Este período se conoce como el "período de recuperación de la energía". Un aerogenerador en tierra tarda entre tres y siete meses en la amortización energética. Los sistemas marinos con una potencia de varios megavatios requieren de cuatro a cinco meses para recuperar la energía utilizada en la producción y la instalación. Después de eso, cada hora de funcionamiento suministra electricidad limpia "neta", durante al menos 20 años en promedio. Por lo tanto, una turbina eólica puede proporcionar de 40 a 70 veces más energía durante toda su vida útil, según el diseño, de lo que se gastó en su producción, uso y eliminación. Si esta cantidad de electricidad reemplaza los combustibles fósiles, la turbina eólica se puede acreditar con las emisiones evitadas de las centrales eléctricas de carbón y gas. Por lo tanto, tanto el balance climático como el energético son claramente positivos, en contraste con las plantas de energía fósil. Incluso después de que se haya completado la planta, estos siempre requieren un suministro externo de energía en forma de combustibles para convertirlos en electricidad o calor, que a menudo es muy poco eficiente, por lo que se liberan los gases de efecto invernadero que dañan el clima. Por lo tanto, tanto el balance climático como el energético son claramente positivos, en contraste con las plantas de energía fósil. Incluso después de que se haya completado la planta, estos siempre requieren un suministro externo de energía en forma de combustibles para convertirlos en electricidad o calor, que a menudo es muy poco eficiente, por lo que se liberan los gases de efecto invernadero que dañan el clima.

Como cualquier actividad humana, todas las fuentes de energía tienen un impacto en nuestro medio ambiente. La energía renovable no es una excepción a la regla, y cada fuente tiene sus propias compensaciones. Sin embargo, las ventajas sobre los impactos devastadores de los combustibles fósiles son innegables: desde la reducción del uso del agua y la tierra, menos contaminación del aire y del agua, menos pérdida de vida silvestre y hábitat, hasta la ausencia o reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero.

Además, su carácter local y descentralizado, así como el desarrollo tecnológico generan importantes beneficios para la economía y las personas.

- La energía renovable no emite o emite pocos gases de efecto invernadero.

La combustión de combustibles fósiles para obtener energía da como resultado una cantidad significativa de emisiones de gases de efecto invernadero que contribuyen al calentamiento global. La mayoría de las fuentes de energía renovable dan como resultado pocas o ninguna emisión, incluso cuando se considera el ciclo de vida completo de las tecnologías.

- La energía renovable no emite o emite pocos contaminantes del aire.

El aumento mundial del transporte por carretera basado en combustibles fósiles, la actividad industrial y la generación de energía (así como la quema de desechos al aire libre en muchas ciudades) contribuye a niveles elevados de contaminación del aire. En muchos países en desarrollo, el uso de carbón vegetal y leña para calentar y cocinar también contribuye a la mala calidad del aire interior. Las partículas y otros contaminantes del aire provenientes de los combustibles fósiles asfixian literalmente a las ciudades. Según estudios de la Organización Mundial de la salud, su presencia sobre los cielos urbanos es responsable de millones de muertes prematuras y cuesta miles de millones.

- La energía renovable es accesible para todos.

En muchas partes del mundo, las energías renovables representan la fuente más económica de nueva tecnología de generación de energía, y los costos continúan disminuyendo.

Especialmente para las ciudades del mundo en desarrollo, la energía renovable es la única

forma de ampliar el acceso a la energía a todos los habitantes, en particular a los que viven en barrios marginales urbanos y asentamientos informales y en áreas suburbanas y periurbanas.

Economía

Creación de empleo

Más de 10 millones de personas trabajan en el sector de las energías renovables en todo el mundo, con más de 500 000 nuevos puestos de trabajo añadidos en 2017. El sector ofrece muchos tipos diferentes de puestos de trabajo, incluidos puestos en fabricación, instalación, ingeniería, ventas, marketing y más.

Se espera que los trabajos de energía renovable continúen creciendo en el futuro. La Oficina de Estadísticas Laborales de EE. UU. (BLS, por sus siglas en inglés) pronostica que la ocupación de instaladores de energía solar fotovoltaica crecerá un 105 por ciento entre 2016 y 2026 y que la demanda de técnicos de mantenimiento de turbinas eólicas crecerá un 96 por ciento durante el mismo período. Eso hace que el primer y el segundo trabajo de más rápido crecimiento.

Costos de energía reducidos

Cambiar a energía renovable es una excelente manera para que los clientes de energía residencial, comercial e industrial ahorren dinero en sus facturas. La instalación de paneles solares en su propiedad le permite generar su propia electricidad, lo que teóricamente le brinda la posibilidad de reducir su factura de energía a cero. La cantidad exacta que ahorre depende de muchos factores, incluido el lugar donde vive.

Independencia Energética

El uso de más energía renovable podría ayudar a los Estados Unidos a lograr la independencia energética: la capacidad de satisfacer las necesidades energéticas a nivel nacional, reduciendo así la dependencia de las naciones extranjeras y la susceptibilidad a los cambios en los precios de la energía en el extranjero.

Existen muchas razones por las que es beneficioso utilizar más energía renovable y menos combustibles fósiles. Es mejor para el medio ambiente y la salud humana, y también tiene muchos impactos económicos positivos. Juntos, todos estos beneficios crean un argumento muy convincente para invertir más en energías renovables y fomentar su inversión.

CAPITULO IX: CONCLUSIONES

- I. Se cumplió el objetivo general de realizar un análisis para estimar si la propuesta para la implementación de un parque eólico marino sería un proyecto capaz de efectuarse en la costa del Departamento de Colón, Honduras. La costa de Colón se presta para este tipo de instalaciones dado que, presenta vientos favorecedores, el punto que se estuvo observando es a 20 km de la costa del Limón, en ese punto el viento se presenta de forma más consistente. En la sección de Proyección de Potencial Eólico se estimó que el viento en esa área tiene una potencia eólica de 1.259 GW, además la profundidad del mar en dicho punto no supera los 50 m lo que beneficia a una cimentación fija, la cual es más económica que una plataforma flotante.

De igual modo, se examinó el desarrollo y evolución de la energía eólica en Dinamarca y como este tipo de proyectos ha sido un factor de expansión constante en el país desde que se instaló el primer parque en 1991 hasta el décimo sexto en 2021, esto dado a los resultados que se han obtenido en los niveles de generación energética, así comprobando que entre más instalaciones existan, mayor es la producción de energía. Asimismo, se puede señalar que el aumento de parques eólicos puestos en marcha se debe a como se han ido disminuyendo los costos que con llevan dichos proyectos, entre 2014 y 2020 la disminución fue de 48% y para 2030 se espera que la disminución alcance un 55%.

- II. Se mostró que los beneficios de un parque eólico marino son superiores en cuestiones de generación energética en comparación con una instalación terrestre, dado que los vientos a los que se somete son mucho más potentes que los vientos en el área terrestre. Igualmente, las turbinas que se instalan en alta mar son de tamaños superiores a las que se instalan en tierra, el tamaño del generador influye en su capacidad de potencia, las turbinas que se instalan en tierra llegan a los 8 MW pero en el mar el tamaño sigue aumentando para el año 2030 se espera tener turbinas de 20 MW lo que indica un equipo de proporciones mucho más grandes a los que se presentan hoy en día, este tipo de tecnología sigue en crecimiento y su capacidad instalada en términos generales es inferior al de las instalaciones terrestres, claro que esta situación no se prolongara mucho puesto el crecimiento en capacidad instalada es cada vez

más avaricioso, se observó que en 2021 se alcanzó una capacidad instalada de 15.7 MW y para el 2022 se tiene proyectado romper dicho récord.

En la Sección 4.10 se hace referencia a algunas de las repercusiones que la tecnología eólica marina puede generar en sus fases de construcción, operación y desmantelamiento, ya que cada una presenta efectos en el ecosistema marino, ya sea emisiones sonoras y luminosas, generación de campos electromagnéticos, o pérdidas de hábitats por socavación, sin embargo, estos efectos están tratando de ser controlados y se busca maneras de reducir sus repercusiones, de igual manera, el daño que generan los parques offshore es inferior al que provoca la obtención de petróleo con su liberación de químicos nocivos para los animales o la energía mareomotriz que daña la flora y la fauna marina al ocupar espacios en el fondo marino.

- III. Se realizó la propuesta de diseño para un parque eólico marino ubicado en la costa del Departamento de Colón, el cual contaría con 25 aerogeneradores MySE 16.0-242 de la empresa MingYang, el parque tendría una capacidad instalada de 400 MW y tentativamente una generación eléctrica de 1,227 GWh al año. Con esto se interpreta que los parques eólicos marinos presentan una eficiencia superior a los parques terrestres, dado que con menos recursos se obtienen mayores resultados. La razón por la que los aerogeneradores producen más en el mar es porque los vientos son más constantes y al no tener limitantes de espacio el aerogenerador puede alcanzar tamaños titánicos y entre más grande el generador más energía se colecta.

La energía eólica marina todavía está bastante reciente hasta hace poco se desmanteló el primer parque eólico marino de la historia, sin embargo, en muy corto tiempo ha mostrado un avance constante y que incluso supera los pronósticos, si bien es cierto sus costos son elevados en comparación a su contraparte en tierra, esta tecnología ha sido un reto para la ingeniería en diferentes ramas, y gracias a eso se ha logrado visualizar diferentes posibilidades y conceptos más avariciosos como las islas energéticas o generación híbrida. La energía azul promete bastante, y eso lo reflejan las empresas encargadas del diseño y creación de aerogeneradores cada vez más eficientes.

CAPITULO X: RECOMENDACIONES

- I. En el informe se presentó una propuesta de implementación de 25 aerogeneradores con una capacidad de 16 MW cada uno, ya que según lo observado el viento presenta velocidades bastante favorables y factibles para la puesta en marcha de dichos dispositivos. Se recomienda ampliar la investigación realizada en factores que en esta no se profundizaron como ser el diseño las conexiones y una subestación eléctrica para la parte de la transmisión o el reforzamiento que se le debe hacer a la red para poder inyectar lo que el parque eólico marino genere.

- II. El desarrollo y apoyo a las fuentes de energías renovables es necesario para el avance energético del país, grandes potencias mundiales se suman cada vez más a expandir sus proyectos de fuentes renovables lo que da indicios de que en un futuro las de energía renovables van a tener una influencia a nivel mundial por lo que resulta importante no quedarse atrás y adaptarse a los cambios que proporcionan mejoras para el país y sus pobladores, tomando en cuenta que con los proyectos siempre se abren oportunidades de trabajo ya sea en su fase de construcción, operación y desmantelamiento.

- III. Es necesario fomentar el uso de energías renovables, así como realizar nuevos estudios y diseños innovadores que alcancen resultados más efectivos, El diseño de aerogeneradores más eficientes es objetivo fundamental para el sector de la energía eólica, el hecho de tener turbinas eólicas con capacidades de generación más altas es un punto clave en la reducción de costos en este tipo de proyectos. En la actualidad, el estudio más avaricioso que se tiene es el proyecto de una turbina eólica de 50 MW que trabajará con un rotor que se transforma a favor del viento lo que permite que sea más ultraligero. Este tipo de innovación es la que se recomienda seguir persiguiendo, se necesita diseñar nuevos modelos para encontrar resultados óptimos.

CAPITULO XI: ANEXOS

Programa utilizado para obtener datos de viento y batimetría:

✓ METEOBLUE

Este servicio ofrece información meteorológica local de alta calidad en todo el mundo para cualquier punto de la tierra o del mar. El contenido, los productos y los servicios de primera calidad del sitio web de meteoblue están diseñados para las empresas que dependen del tiempo y para los individuos que tienen un interés especial en la meteorología; para los clientes comerciales. Para el público en general, ofrecen una previsión meteorológica gratuita de alta resolución que no tiene similitud. Meteoblue utiliza ciencia y tecnología de vanguardia para generar, mostrar y distribuir información meteorológica. Adaptando el modelo de predicción meteorológica NMM, de categoría mundial, a la mesoescala, son capaces de detectar patrones climáticos típicos de las zonas montañosas, las orillas de los lagos y el mar, así como de reconstruir los patrones meteorológicos que se producen en cualquier lugar del mundo con gran precisión.

Meteoblue es un servicio meteorológico creado en la Universidad de Basilea (Suiza), en colaboración con la Administración Nacional Oceánica y Atmosférica de Estados Unidos y los Centros Nacionales de Predicción Ambiental. En 2006, Meteoblue se fundó como una empresa derivada para dar servicio a los clientes, especialmente en el ámbito de la agricultura y la energía solar y eólica.

El impulso para la creación de este servicio surgió con la catástrofe química de Sandoz, cerca de Basilea, en 1986. Durante el incendio, los servicios de salud y seguridad intentaron obtener información sobre la dirección del viento para proteger a la población de los gases venenosos y nocivos. Tras recibir información contradictoria de los servicios meteorológicos suizos, franceses y alemanes (Basilea está situada en el triángulo de estos tres países), los investigadores de la universidad local crearon el Instituto de Meteorología, Climatología y Teledetección con la intención de modelar la situación meteorológica local con mayor precisión. Como este servicio meteorológico aún no contaba con su propio centro de datos, las previsiones meteorológicas ofrecidas a través del sitio web de la universidad no estaban disponibles en todo momento, pero

el servicio pronto se convirtió en la fuente de información preferida de montañeros, parapentistas, astrónomos y agricultores.

Tras pasar a ser una empresa meteorológica privada, Meteoblue fue el primer servicio meteorológico del mundo en ofrecer previsiones del tiempo en una sinopsis gráfica para cualquier lugar de la Tierra elegido arbitrariamente. Además, predice el tiempo para varios continentes a escalas desconocidas por otros servicios meteorológicos, por ejemplo, Europa utilizando una cuadrícula de 3 km, que cubre un área que contiene Bielorrusia, Grecia, Portugal e Irlanda, o el África subsahariana con una cuadrícula de 10 km. Para pronosticar el tiempo se utilizan tanto los modelos de mesoescala no hidrostáticos (NMM, desarrollados por la NOAA) como el Sistema de Modelado Ambiental de la NOAA (NEMS). El servicio meteorológico está a disposición del público, con el apoyo de anuncios, en su página web, y el instituto de investigación meteorológica de la universidad sigue enlazando con las previsiones meteorológicas de Meteoblue. (METEOBLUE WEATHER , 2022)

✓ OPEN-SEA

OpenSeaMap se creó en 2009 en respuesta a la gran necesidad de acceder a cartografía náutica de libre acceso para la navegación. El objetivo del proyecto OpenSeaMap es registrar toda la información náutica interesante y útil para el navegante, e incorporarla y presentarla de forma sencilla en un mapa gratuito del mundo. Esta cartografía incluye información sobre luces, boyas y otras ayudas a la navegación, así como información sobre puertos, talleres de reparación y almacenes marinos. OpenSeaMap forma parte de OpenStreetMap y utiliza su base de datos.

OpenSeaMap es una carta náutica gratuita abierta a cualquiera y a futuros desarrollos. El mapa base está representado por Mapnik, similar a los datos de OpenStreetMap. Esta cartografía se complementa con datos náuticos que se almacenan en la base de datos de OSM. Se utiliza OpenLayers para superponer información náutica adicional.

El esquema de datos aplica la norma internacional IHO-S-57, publicada por la OHI. Esto permite un sencillo intercambio de datos con otras aplicaciones ECDIS. Debido a la complejidad de la atribución de las señales marítimas, habrá (a diferencia del procedimiento habitual de OSM), una estricta separación entre el backend de la base de datos y el frontend, para permitir a los usuarios

introducir los datos sin conocimiento de la S-57. Se proporcionará una interfaz gráfica de usuario en forma de tres editores. (Bärlocher, 2013)

✓ Marine Navigation / Charts - Cartas Náuticas GPS

La aplicación Marine Navigation / Charts ofrece acceso a cartas náuticas de la Oficina Nacional de Administración Oceánica y Atmosférica (NOAA). La aplicación también incluye más de 7000 mapas de lagos de agua dulce. Es compatible con la orientación hacia arriba del curso de cartas marinas. Incluye datos meteorológicos marinos (datos de mareas y corrientes). Tiene un administrador de rutas para crear nuevas rutas de navegación o importar rutas GPX / KML existentes. La única aplicación de navegación marina que tiene asistencia de ruta para la navegación marina. * Indicaciones de texto para navegación marina/navegación náutica (requiere GPS) -Indicaciones al acercarse a un marcador de ruta de navegación -Distancia continua y - alertas cuando navega/navegación fuera de ruta, también se pueden ver gráficos de NOAA sin conexión, ríos, mapas de profundidad de lago (lagos de agua dulce). Búsqueda visual/de texto - Catálogo de gráficos -Gráficos re proyectados para datos.

CAPITULO XII: BIBLIOGRAFÍA

- ABB. (2018). La tecnología HVDC para la energía eólica marina está madurando. *ABB*. Obtenido de <https://new.abb.com/news/detail/8270/hvdc-technology-for-offshore-wind-is-maturing>
- Alvare, H., & Cruz, S. (21 de diciembre de 2020). Análisis Actual de la Energía Eólica en Honduras de 2011 hasta junio de 2018. *Revista de la Escuela de Física, UNAH*. Obtenido de <https://www.camjol.info/index.php/fisica/article/view/10856>
- Bärlocher, M. (2013). OpenSeaMap- The Free Nautical Chart . *Hydro international*. Obtenido de https://www.openseamap.org/fileadmin/user_upload/inhalt/PDF/Artikel_Hydro_International-2013-02.pdf
- Bauer, J. (10 de junio de 2020). *National Renewable Energy Laboratory*. Obtenido de www.nrel.gov: <https://www.nrel.gov/news/program/2020/scientific-collaboration-buoys-offshore-wind.html>
- Blanco, T. A. (19 de febrero de 2021). *BBVA*. Obtenido de www.bbva.com: <https://www.bbva.com/es/sostenibilidad/que-es-y-como-calcular-la-potencia-electrica/>
- Britannica . (16 de 11 de 2021). *Britannica enciclopedia* . Obtenido de www.britannica.com: <https://www.britannica.com/science/mechanical-energy>
- Castro, N. J., Pareja, M. L., & Dávila, M. O. (2015). *Desarrollo de una maquina eolica de doble turbina de eje vertical para la generacion de energia en un auto electrico*. Barranquilla: La Universidad Libre Seccional Barranquilla.
- Comisión Electrónica Internacional. (2019). *IEC 61400-1*. Ginebra: IEC. Obtenido de https://cleanpower.org/wp-content/uploads/2021/05/ACP-61400-1-202x_Draft.pdf
- De Arquitectura . (s.f.). *De Arquitectura* . Obtenido de www.dearquitectura.blogspot.com: http://dearquitectura.blogspot.com/2012/02/energia-eolica-que-es-y-para-que-nos_2.html
- Defingou, M., Horchler, B., Bils, F., & Liesenjohann, T. (2019). *Safeguarding marine protected areas in the growing Mediterranean blue economy. Capitalization report for the offshore wind energy sector*. Francia: BioConsult SH report commissioned by WWF.
- Dirección General de Electricidad y Mercados. (2019). *Informe Estadístico Anual del Subsector Eléctrico*. Tegucigalpa . Obtenido de https://portalunico.iaip.gob.hn/portal/ver_documento.php?uid=ODQ1NzYwODkzNDc2MzQ4NzEyNDYxOTg3MjM0Mg
- Ede, S. (20 de Noviembre de 2019). *Charles River Associates* . Obtenido de www.crai.com: <https://www.crai.com/insights-events/publications/offshore-wind-challenges-and-opportunities-uncertain-world/>

- Energy Information Administration . (17 de marzo de 2021). *Energy Information Administration* . Obtenido de U.S Energy Information Administration : <https://www.eia.gov/energyexplained/wind/history-of-wind-power.php>
- Enérgya-VM. (13 de marzo de 2020). *Grupo Villa Mir*. Obtenido de www.energyavm.es: <https://www.energyavm.es/que-es-el-levelized-cost-of-energy-lcoe/>
- Escuela Náutica homologada por la Junta de Andalucía. (s.f.). *Escuela Náutica homologada por la Junta de Andalucía con las siglas EEND-MA-26*. Obtenido de www.nauticaformacion.e: <https://nauticaformacion.es/vientos-planetarios-circulacion-atmosferica-vientos-alisios-del-oeste-polares/>
- Everything about solar energy. (22 de octubre de 2015). *Everything about solar energy*. Obtenido de Everything about solar energy Web Site: <http://www.energyprofessionalsymposium.com/?p=36656>
- GE Renewable Energy. (5 de octubre de 2021). *General Electrics Renewable Energy*. Obtenido de www.ge.com: <https://www.ge.com/renewableenergy/wind-energy/offshore-wind/haliade-x-offshore-turbine>
- Global Wind Energy Council . (2021). *Global Wind Report 2021*. Brussels: Global Wind Energy Council.
- González, I. d. (2018). *ESTUDIO DE IMPLANTACIÓN DE UN PARQUE EÓLICO OFFSHORE FLOTANTE EN LA COSTA DE CANTABRIA*. Cantabria : Escuela Politécnica de Minas y Energía.
- International Renewable Energy. (s.f.). *International Renewable Energy (IRENA)*. Recuperado el 15 de noviembre de 2021, de www.irena.org: <https://www.irena.org/wind>
- Juanqueira, H., Robaina, M., Garrido, S., & Godina, R. (2020). Viability of Creating an Offshore Wind Energy Cluster. *MDPI- Multidisciplinary Digital Publishing Institute*.
- Letcher, T. M. (2017). *Wind Energy Engineering*. Reino Unido: Academic Press. Obtenido de <http://www.ccpo.odu.edu/~klinck/Reprints/PDF/letcherBook2017.pdf>
- López, J. M. (Barcelona). *Manual de Energía Eólica* . 2004: Multiprensa .
- López, M. V. (2013). *Ingeniería de la Energía Eólica* (Primera ed.). México: Alfaomega.
- Lundberg, S. (s.f.). *Evaluation of wind farm layouts*. Chalmers : Department of Electric Power Engineering.
- Lynn, P. A. (2012). *Onshore and Offshore Wind Energy* . Londres: John Wiley and Sons Publications .
- Martínez, E. T. (2011). *Energía Eólica* (Segunda ed.). Zaragoza: Prensa de la Universidad de Zaragoza.
- Mathew, S. (2006). *Wind Energy : Fundamentals, Resource Analysis and Economics* . Berlin : Springer .

- Meteoblue. (8 de enero de 2022). *Meteoblue*. Obtenido de [www.meteoblue.com: https://www.meteoblue.com/es/tiempo/maps/tegucigalpa_honduras_3600949#coords=7/15.226/-85.999&map=wind~hourly~auto~80%20m%20above%20gnd~none](https://www.meteoblue.com/es/tiempo/maps/tegucigalpa_honduras_3600949#coords=7/15.226/-85.999&map=wind~hourly~auto~80%20m%20above%20gnd~none)
- METEOBLUE WEATHER . (2022). *METEOBLUE WEATHER* . Obtenido de <https://content.meteoblue.com: https://content.meteoblue.com/en/about-us>
- Ming Yang . (20 de agosto de 2021). *MinYang Smart Energy*. Obtenido de [www.myse.com: http://www.myse.com.cn/en/jtxw/info.aspx?itemid=825](http://www.myse.com.cn/en/jtxw/info.aspx?itemid=825)
- Muñoz, A. (31 de marzo de 2020). INTRODUCCIÓN A LA EÓLICA: TIPOS DE AEROGENERADORES Y EVALUACIÓN DEL RECURSO EÓLICO - WEBINAR IE. Obtenido de <https://www.youtube.com/watch?v=02XSElyKAVQ&t=1867s>
- Ng, C., & Ran, L. (2016). *Offshore Wind Farms, technologies, design and operation* . Londres : Woodhead Publishing .
- Ocean National Service* . (2022). Obtenido de [www.oceanservice.noaa.gov: https://oceanservice.noaa.gov/facts/bathymetry.html](https://oceanservice.noaa.gov/facts/bathymetry.html)
- Oficina de Eficiencia Energética y Energías Renovables . (7 de agosto de 2017). *ENERGY GOB* . Obtenido de [www.energy.gov: https://www.energy.gov/eere/articles/whats-difference-between-installed-capacity-and-electricity-generation](https://www.energy.gov/eere/articles/whats-difference-between-installed-capacity-and-electricity-generation)
- Operador del Sistema. (2021). *Actualización Plan de Generación* . Tegucigalpa. Obtenido de https://www.ods.org.hn/pdf/2021/Plan_Generacion/Actualizaci%C3%B3n%20Plan%20de%20Generaci%C3%B3n%202021_Mayo21.pdf
- Padilla, S. C. (2017). *Manual de energía eólica: desarrollo de proyectos e instalaciones*. Valencia, España: Universidad Politécnica de Valencia .
- Patuca III Colución y Corrupción (Misión de Apoyo Contra la Corrupción y la Impunidad en Honduras junio de 2021). Obtenido de <http://cespad.org.hn/wp-content/uploads/2021/07/Patuca-WEB.pdf>
- Pierce, E. R., & Wood, D. (20 de Junio de 2014). *Energy. Gov*. Obtenido de US Department of Energy : <https://www.energy.gov/articles/how-wind-turbine-works>
- Power Technology. (13 de agosto de 2019). *Power Technology*. Obtenido de [www.power-technology.com: https://www.power-technology.com/analysis/the-biggest-wind-farms-in-europe/](https://www.power-technology.com/analysis/the-biggest-wind-farms-in-europe/)
- Renovable, Centro de Estudios de Energía. (2021). *Centro de Estudios de Energía Renovable*. Recuperado el 29 de noviembre de 2021, de Centro de Estudios de Energía Renovable Web Site: <https://www.cursosenergiasrenovables.net/single-post/2016-1-26-el-aerogenerador>
- Roca, J. (10 de 9 de 2018). Los 10 mayores parques eólicos marinos del mundo. *El periodico de la Energia*. Obtenido de <https://elperiodicodelaenergia.com/los-10-mayores-parques-eolicos-marinos-del-mundo/>

Romero, E. D. (22 de febrero de 2021). *Capradio*. Obtenido de [www.capradio.org](https://www.capradio.org/articles/2021/02/22/how-about-wind-california-explores-plan-for-wind-energy-along-coast-to-combat-climate-change/?__cf_chl_jschl_tk__=fIHkOFGPmq2AzyTlpfZgCAKWtJunIvPUUIfs1vCXWjw-1639931701-0-gaNycGzNCf0):
https://www.capradio.org/articles/2021/02/22/how-about-wind-california-explores-plan-for-wind-energy-along-coast-to-combat-climate-change/?__cf_chl_jschl_tk__=fIHkOFGPmq2AzyTlpfZgCAKWtJunIvPUUIfs1vCXWjw-1639931701-0-gaNycGzNCf0

Secretaría de Coordinación General de Gobierno. (2018). *Plan Estratégico de Gobierno 2018-2022*. Tegucigalpa. Obtenido de
https://observatorioplanificacion.cepal.org/sites/default/files/plan/files/Plan%20Estrate%CC%81gico%20de%20Gobierno%202018-2022%20%28PR4%29_0.pdf

Secretaría Nacional de Energía. (2021). *Balance Energético Nacional 2020*. Tegucigalpa, Honduras: Secretaría Nacional de Energía. Obtenido de
<http://siehonduras.olade.org/WebForms/Reportes/VisorDocumentos.aspx?or=453&documentoId=35>

Siemens Gamesa . (8 de noviembre de 2021). *Siemens Gamesa Renewable Energy* . Obtenido de www.siemensgamesa.com: <https://www.siemensgamesa.com/es-es/products-and-services/offshore/wind-turbine-sg-14-236-dd>

Vagona, D. G., & Kamilakis, M. (2018). Sustainable Site Selection for Offshore Wind Farms. *Sustainability MDPI*.

Velasco, J. G. (2012). *Energías Renovables*. Barcelona: Reverté, S.A.

Vestas . (15 de octubre de 2021). *Vestas Wind System A/S*. Obtenido de www.vestas.com:
<https://www.vestas.com/en/products/offshore/V236-15MW>

Wind Europe . (2018). *Offshore Wind in Europe*. Belgica: Wind Europe. Obtenido de
<https://www.connaissancedesenergies.org/sites/default/files/pdf-actualites/WindEurope-Annual-Offshore-Statistics-2018.pdf>

Wiser, R., Rand, J., Seel, J., Beiter, F., Baker, E., Lantz, E., & Gilman, P. (2021). *Encuesta de obtención de expertos predice una disminución del 37 % al 49 % en los costos de la energía eólica para 2050*. Estas Unidos de América : Energy Nature.

World Forum Offshore Wind . (2022). *Global Offshore Wind Report 2021*. Alemania: World Forum Offshore Wind .

World Forum Offshore Wind. (2021). *Global Offshore Wind Report 1st half 2021*. Hamburg: World Forum Offshore Wind.

YUBRAIN . (2 de febrero de 2021). *YUBRAIN* . Obtenido de [/www.yubrain.com/](https://www.yubrain.com/):
<https://www.yubrain.com/humanidades/geografia/isobaras/>