



Universidad del Istmo

Campus Tehuantepec

División de Estudios de Posgrado
Maestría en Ciencias en Energía Eólica

Diseño de parque eólico off-shore en Dzilam de Bravo, Yucatán.

P R O Y E C T O

Diseño de sistemas eólicos

Presentan:

Eduardo Pérez Challtel
Ana Mariela León López

Profesor:

Dr. Reynaldo Iracheta Cortez

Santo Domingo Tehuantepec, Oaxaca. Junio 2022.

Acrónimos

GEI	Gases de Efecto Invernadero
SRTM	Misión Topográfica Radar Shuttle
NADA	National Aeronautics and Space Administration (Administración Nacional de Aeronáutica y Espacio)
SODAR	Detección sónica y alcance
ESA	European Space Agency (Agencia Europea Espacial)
LIDAR	Detección de luz y alcance
MERRA-2	Modern-Era Retrospective Analysis for Research and Applications, version-2
SE	Subestación Eléctrica
AT	Alta Tensión.
MT	Media Tensión.
BT	Baja Tensión.
CD	Corriente Directa.
kV	Kilo Volts.
kVA	Kilo Volts Ampere.
MW	MegaWatts.
IEC	Comisión Electrotécnica Internacional.
WAsP	Programa de Análisis y Aplicación del Atlas Eólico.
CEL's	Certificados de Energías Limpias.

Nomenclatura

V_{prom}	Velocidad promedio del viento (m/s).
V_{ref}	Velocidad del viento a una altura de referencia (m/s).
z_{ref}	Altura de referencia (m).
z_0	Rugosidad del emplazamiento (m).
α	Exponente de Hellman.
σ	Desviación estándar.
c	Parámetro de escala (m/s).
k	Parámetro de forma.
N	Número de observaciones realizadas.
A	Área de barrido (m^2).
ρ	Densidad del aire (kg/m^3).

Índice general

Acrónimos	i
Nomenclatura	iii
Índice de figuras	vi
Índice de tablas	viii
1. Introducción	1
1.1. Objetivos	2
1.1.1. Objetivo general	2
1.1.2. Objetivos específicos	2
1.2. Ubicación del emplazamiento	3
1.2.1. Descripción de emplazamiento	4
1.3. Vías de acceso	5
2. Análisis del recurso eólico	6
2.1. Velocidad del viento	6
2.2. Descripción de estaciones virtuales	7
2.3. Datos obtenidos del viento	7
2.4. Tratamiento de datos	8
2.4.1. Datos Merra-2	8
2.4.2. Datos Era5	9
2.5. Rosa de los vientos	11
2.5.1. Datos Merra-2	11
2.5.2. Datos Era5	12
2.6. Rugosidad	14
2.7. Intensidad de turbulencia	14
2.8. Perfil vertical del viento	15
2.9. Distribución Weibull	17
2.9.1. Método Justus	18
2.9.2. Método Máxima Energía	18
2.9.3. Método Patrón de energía	18
2.10. Conclusión	19
3. Selección y distribución de aerogeneradores	20
3.1. Diseño de Aerogeneradores	20
3.2. Selección de aerogeneradores	21
3.3. Tipos de cimentación	23

3.3.1.	Monopilote	23
3.3.2.	Jacket	24
3.3.3.	Gravedad	24
3.3.4.	Flotante	25
3.4.	Distribución de aerogeneradores	25
3.4.1.	Análisis de datos en WAsP	28
3.4.2.	Creación Wind Atlas	29
3.4.3.	Densidad de Potencia	30
3.4.4.	Producción de energía	33
3.5.	Conclusión	33
4.	Sistema eléctrico	34
4.1.	Diagrama unifilar peninsular	34
4.2.	Sistema eléctrico del parque eólico	36
4.3.	Transformador de BT/MT	36
4.4.	Selección de cables submarinos	37
4.4.1.	Cálculo de pérdidas eléctricas	40
4.5.	Instalación de cables submarinos	43
4.6.	Transformador	44
4.7.	Subestación eléctrica	44
4.7.1.	Subestaciones transformadoras elevadoras.	45
4.7.2.	Subestaciones transformadoras reductoras.	45
4.8.	Conclusión	45
5.	Análisis económico	46
5.1.	Análisis de viabilidad técnica y económica de un proyecto eólico	46
5.2.	Costos de un parque eólico	47
5.3.	Costos de inversión	47
5.4.	Datos de recurso eólico	49
5.5.	Red eléctrica	50
5.6.	Producción eléctrica HOMER®	52
5.7.	Producción eléctrica MATLAB	53
5.8.	Comparación de ingresos anuales	55
5.9.	Indicadores de rentabilidad	59
5.10.	Conclusión	59
6.	Análisis de sensibilidad	60
7.	Certificados de energías limpias en México	62
8.	Conclusiones	63
	Bibliografía	64
	Anexos	64

Índice de figuras

1.1. Ubicación Dzilam de Bravo.	3
1.2. Distancia entre tierra y el emplazamiento en km.	4
1.3. Profundidad de la península de Yucatán.	4
1.4. Vías de acceso.	5
2.1. Velocidad del viento.	6
2.2. Velocidad media del viento a una altura de 50 m utilizando datos MERRA-2.	8
2.3. Velocidad media del viento utilizando datos MERRA-2 para el año 2019.	9
2.4. Velocidad media del viento utilizando datos ERA5 de los años 1980 a 2021. Fuente propia, obtenida a través de MATLAB.	9
2.5. Velocidad media del viento a una altura de 100 m utilizando datos ERA5 para el año 2019.	10
2.6. Comparación de la velocidad media del viento a una altura de 100 y 50 m utilizando datos ERA5 y MERRA-2 para los años de 1980 a 2019.	10
2.7. Rosa de los vientos del año 1980 a 2019.	12
2.8. Rosa de los vientos para el año 2019.	12
2.9. Rosa de los vientos del año 1980 a 2019.	13
2.10. Rosa de los vientos para el año 2019.	13
2.11. Perfil vertical de la velocidad del viento para diversas clases de terreno.	14
2.12. Perfil vertical del viento datos Merra-2.	16
2.13. Perfil vertical del viento datos Era5.	16
2.14. Distribución de Weibull con datos Merra-2.	17
2.15. Distribución de Weibull con datos Era5.	17
3.1. Curva de potencia del aerogenerador Vestas112/3000.	22
3.2. Curva de potencia del aerogenerador Vestas112/3000.	22
3.3. Cimentación Monopilote.	23
3.4. Cimentación Jacket.	24
3.5. Cimentación de Gravedad.	25
3.6. Cimentaciones Flotantes.	25
3.7. Efecto estela en aerogeneradores.	26
3.8. Distribución lineal de tresbolillo por filas.	27
3.9. Distribución circular.	27
3.10. Distribución de aerogeneradores por circuitos.	28
3.11. Orografía del sitio.	28
3.12. Datos del aerogenerador Vestas112/3000.	29
3.13. Creación de Wind Atlas.	30

3.14. Mapa densidad de potencia en W/m^2	31
4.1. Diagrama unifilar del sistema eléctrico peninsular.	34
4.2. Líneas de transmisión.	35
4.3. Simbología unifilar.	35
4.4. Transformador tipo seco.	36
4.5. Características del cable.	39
4.6. Pérdida por efecto Joule en relación al factor de potencia	42
4.7. Pérdida de potencia en relación con el factor de potencia.	42
4.8. Subestación eléctrica.	45
5.1. Fases de estudio de viabilidad de un parque eólico.	46
5.2. Costos de inversión.	47
5.3. Gastos operativos anuales de parques off-shore [12].	49
5.4. Promedio mensual de la velocidad del viento.	50
5.5. Precio de la energía mes de enero.	50
5.6. Diagrama de precios de la energía.	51
5.7. Precios de la energía.	51
5.8. Precios de la energía a lo largo del año.	52
5.9. Promedios de producción de energía mensuales.	52
5.10. Precios de la generación eléctrica.	53
5.11. Promedio mensual de la producción eléctrica, MERRA-2.	53
5.12. Promedio mensual de la producción eléctrica, ERA5.	54
5.13. Perfil mensual de la producción de energía y pérdidas, MERRA-2.	54
5.14. Perfil mensual de la producción de energía y pérdidas, ERA5.	55
5.15. Valor anualizado MERRA-2.	56
5.16. Valor anualizado ERA5.	56
5.17. Flujo de carga MERRA-2.	57
5.18. Flujo de carga ERA5.	57
5.19. Flujo de caja acumulativo obtenido con MERRA-2.	58
5.20. Flujo de caja acumulativo obtenido con ERA5.	58
6.1. Costos Nivelados de Energía (USD/kW).	60
6.2. Costo Presente Neto.	61
7.1. Beneficio de los CEL's para México.	62

Índice de tablas

2.1. Velocidad media del viento a diferentes alturas y su densidad de potencia media.	7
2.2. Descripción del emplazamiento.	7
2.3. Velocidades medias mensuales a una altura de 50 m 100 m y 120 m, con datos MERRA-2 y ERA5.	11
3.1. Clasificación de aerogeneradores ateniendo a su seguridad por diseño [7].	20
3.2. Intensidad de turbulencia.	21
3.3. Datos del aerogenerador.	21
3.4. Coordenadas de la distribución de aerogeneradores por circuitos.	32
3.5. Producción anual de energía total del parque y la producción anual por turbina.	33
4.1. Datos mecánicos del cable.	38
4.2. Datos eléctricos del cable.	38
4.3. Características del cable.	39
4.4. Cantidad de cable a utilizar.	40
4.5. Cálculo de pérdidas eléctricas.	41
4.6. Producción y pérdidas del sistema.	43
4.7. Transformador de potencia 126 MVA RT-36/115kV.	44
5.1. Costos totales de inversión.	49
5.2. Producción anual e ingresos.	55

Introducción

Hoy en día la energía eólica es la energía renovable más vendida en el ámbito internacional por potencia instalada (MW) y por energía generada [1]. La energía eólica offshore es la energía obtenida del viento por aerogeneradores ubicados en el mar y es a día de hoy la energía con más potencial de todas las energías renovables a nivel mundial, consiste en convertir la energía que produce el movimiento de las palas de un aerogenerador impulsadas por el viento en energía eléctrica. La energía eólica offshore es una fuente de energía renovable, no contamina, es inagotable y reduce el uso de combustibles fósiles, origen de gases de efecto invernadero (GEI) que causan el calentamiento global [2].

A nivel mundial, este 2022 Reino Unido tendrá el parque eólico offshore más grande del mundo con 165 turbinas y 1.32 GW de capacidad, en 2030 pretenden que todos los hogares británicos obtengan energía limpia a través de parques eólicos offshore [3].

Aunque México es uno de los ocho países con mayor potencial para el desarrollo de proyectos offshore, no hay gran interés en este tema. En el presente trabajo se propone realizar un diseño para un parque eólico offshore en el municipio de Dzilam de Bravo en el estado de Yucatán. Actualmente el estado de Yucatán le está apostando a las energías renovables, existen varios proyectos a futuro para la generación de electricidad a través de la energía eólica. Dicho estado cuenta con dos parques eólicos en operación, el primero se encuentra en el municipio de Dzilam de bravo el cual tiene una capacidad de 70 MW, este parque cuenta con 28 aerogeneradores. El segundo parque eólico se encuentra en el municipio de Progreso el cual tiene una capacidad de 90 MW, dicho parque cuenta con 36 aerogeneradores, cabe mencionar que ambos parques cuentan con turbinas de 2.5 MW de la empresa Envision Energy. El potencial eólico en la Península de Yucatán hace atractivo el proyecto para la implementación de un parque offshore, estos parques traen consigo múltiples beneficios como son una mejor aceptación social y turística, así como una distribución de turbinas más eficientes.

1.1 Objetivos

1.1.1 Objetivo general

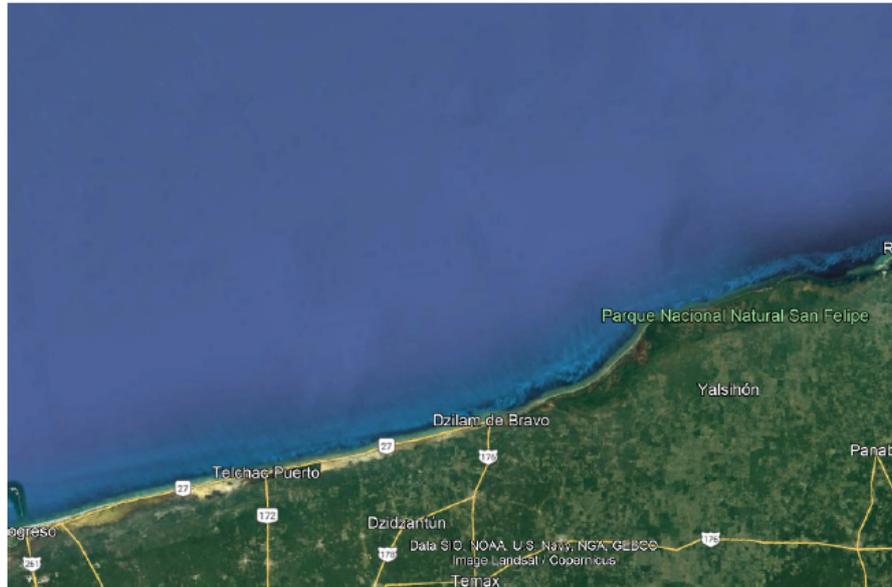
Diseñar y estudiar la viabilidad de un parque eólico off-shore en el municipio de Dzilam de Bravo, Yucatán con capacidad de 105 MW.

1.1.2 Objetivos específicos

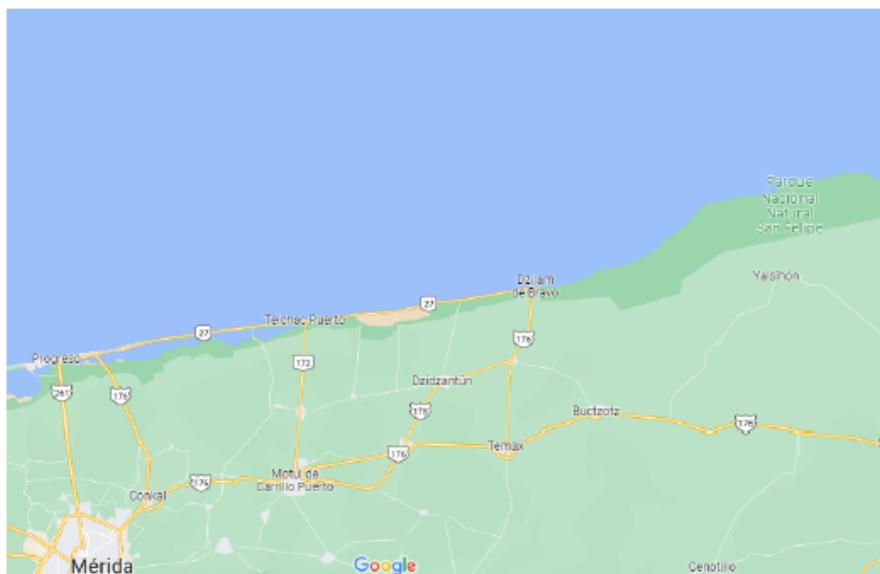
1. Ubicar y describir el emplazamiento para el parque eólico offshore en Dzilam de Bravo, Yucatán.
2. Analizar los datos estadísticos del viento en bases de datos disponibles como Era5 y Merra-2.
3. Realizar el análisis técnico y selección de aerogeneradores para la instalación en el emplazamiento.
4. Seleccionar los componentes básicos de la infraestructura eléctrica para la adecuada operación del parque eólico.
5. Calcular costos de infraestructura eléctrica.
6. Analizar la viabilidad del parque eólico.

1.2 Ubicación del emplazamiento

Dzilam de Bravo se encuentra en la región denominada litoral norte del estado de Yucatán, cuenta con una superficie de 241,4 km² y una elevación de 2 m sobre el nivel del mar. Sus coordenadas son: 21°26'00"N 88°41'00"O. Limita al norte con el Golfo de México, al sur con el municipio de Dzidzilam González, al este con San Felipe y al oeste con Dzidzilam como se observa en la figura 1.1a y 1.1b.



a) Google Earth.



b) Google Maps.

Figura 1.1: Ubicación Dzilam de Bravo.

1.2.1 Descripción de emplazamiento

El emplazamiento para el parque eólico offshore ubicado en la costa de Yucatán abarcará $5390 m^2$, a una distancia de 6.5 km de la costa, recordemos que una de las desventajas de los parques offshore es el impacto visual que estos puedan tener, en la figura 1.2 se puede observar la distancia entre tierra y el primer aerogenerador. Dichos aerogeneradores estarán a una profundidad de 20 m, de acuerdo a un estudio de la Dirección General de Oceanografía como se muestra en la figura 1.3.



Figura 1.2: Distancia entre tierra y el emplazamiento en km.

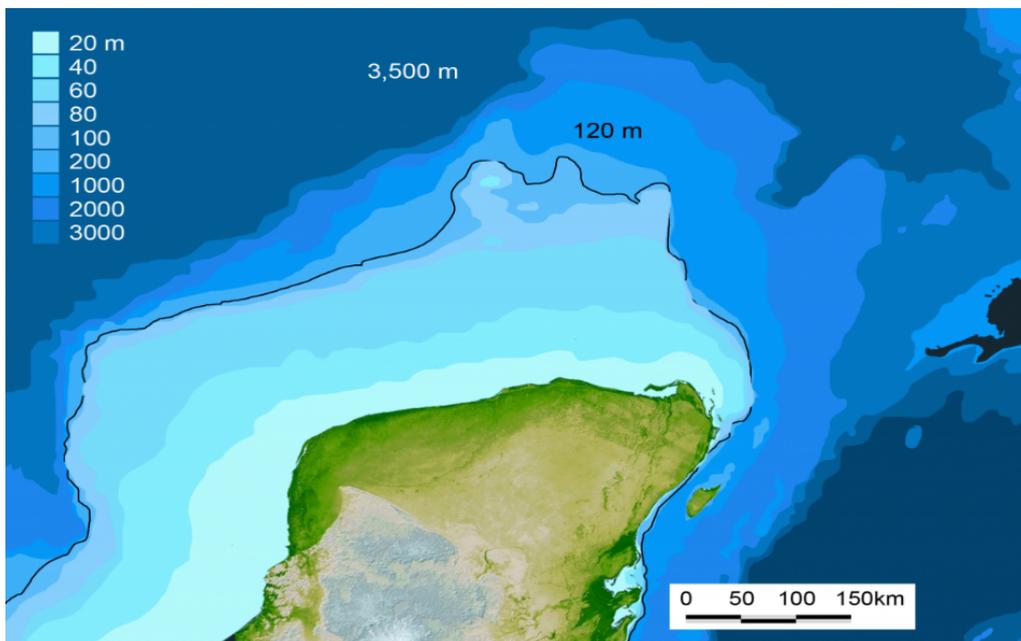


Figura 1.3: Profundidad de la península de Yucatán.

Fuente: Dirección General de Oceanografía, Secretaría de Marina (YUCATÁN '85). Modelo SRTM de elevación (NASA, 2000) [4].

1.3 Vías de acceso

Una de las ventajas que tiene el estado de Yucatán es que cuenta con uno de los puertos marítimos más importantes en México como lo es Puerto Progreso, el cual es una de las vías de acceso más favorable para el desarrollo del parque eólico a diseñar. La conectividad que tiene el Puerto de Progreso con Dzilam de Bravo es la vía más rápida y óptima como se muestra en la figura 1.4.

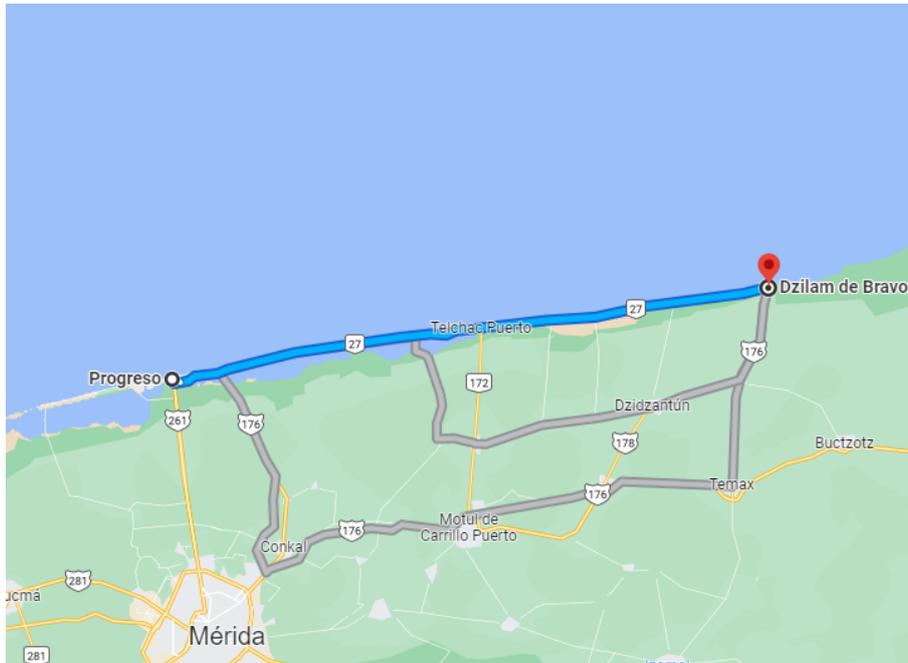


Figura 1.4: Vías de acceso.

Fuente:Google Maps.

Análisis del recurso eólico

En este capítulo se estudiará el recurso eólico del municipio de Dzilam de Bravo, Yucatán a través de estaciones virtuales, ya que al ser un emplazamiento offshore no se cuenta con una estación meteorológica física. Se analizarán las diferentes características del viento como su velocidad media y dirección, además se aplicarán herramientas estadísticas para conocer la distribución de probabilidad de Weibull y la rosa de los vientos, esto se hará a través de diferentes softwares como lo son Windographer, MatLab y Wasp. Una de las ventajas con las que cuenta un parque eólico Offshore son las velocidades medias obtenidas, las cuales se presentan en la tabla 2, dichas velocidades son mayores que un emplazamiento onshore debido a que la rugosidad en el mar es menor al no existir obstáculos.

2.1 Velocidad del viento

Para el diseño del parque eólico offshore, se requiere conocer las velocidades de viento en el lugar de estudio. En la Figura 2.1 se puede apreciar que el municipio de Dzilam de bravo, Yucatán se encuentra en una zona con buen recurso de energía eólica. En la Tabla 2.1 se muestra la velocidad media del viento a diferentes alturas y su densidad de potencia media.

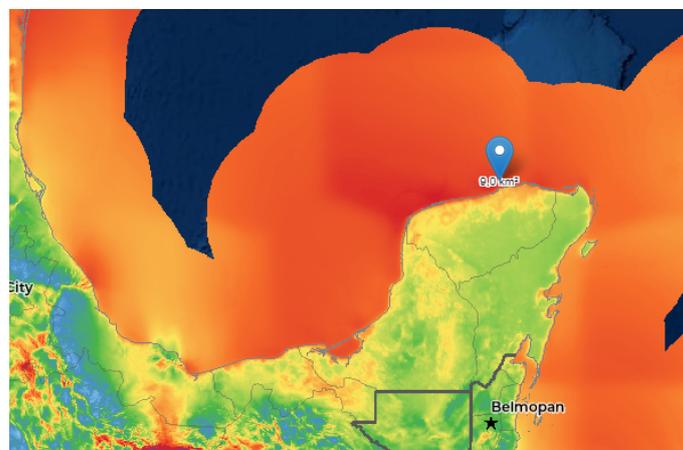


Figura 2.1: Velocidad del viento.

Fuente: <https://globalwindatlas.info/>.

Tabla 2.1: Velocidad media del viento a diferentes alturas y su densidad de potencia media.

Velocidad media del viento	Altura	Densidad de potencia
7.31 m/s	50 m	324 W/m ²
8.03 m/s	100m	406 W/m ²
8.23 m/s	150 m	440 W/m ²

2.2 Descripción de estaciones virtuales

Las estaciones virtuales nos ayudan a conocer diferentes características meteorológicas en lugares del planeta donde no existen estaciones meteorológicas instaladas. Estas estaciones virtuales son un reanálisis de series de datos obtenidas por diferentes satélites operados por la NASA y la ESA. El software windographer® utiliza dos estaciones virtuales, la primera es SODAR el cual es un dispositivo que mide la velocidad y dirección del viento a distintas alturas mediante impulsos acústicos, permitiendo la medición del perfil vertical de viento. La segunda es LIDAR que mide la velocidad y dirección del viento a distintas alturas mediante impulsos lumínicos, permitiendo la medición del perfil vertical de viento.

2.3 Datos obtenidos del viento

A continuación, se muestra una serie de pasos para obtener datos MERRA-2 y ERA 5 con la ayuda del software windographer®, dicho software descarga datos de referencia a largo plazo. Es un software bastante completo el cual está diseñado para importar, analizar y visualizar datos de recursos eólicos medidos por torres meteorológicas, SODAR o LIDAR.

1. Determinar las coordenadas exactas del emplazamiento las cuales se muestran en la Tabla 2.2.
2. Seleccionar la base de datos que se requiere analizar (MERRA-2 O ERA5).
3. Descargar la base de datos, la base de datos se descarga en formato .txt, el cual se puede visualizar de manera rápida y separada a través de una hoja de cálculo.
4. Por último, se visualizan los datos en una hoja de cálculo para posteriormente ser trabajados en el software MATLAB.

Tabla 2.2: Descripción del emplazamiento.

Entidad federativa	Yucatán
Municipio	Dzilam de Bravo
Ubicación geográfica	Lon. 21° 50'00", Lat.-88° 75' 00

2.4 Tratamiento de datos

Debido a la alta variabilidad del viento es necesario el uso de herramientas estadísticas como lo es MATLAB para obtener un análisis más real.

2.4.1 Datos Merra-2

En la figura 2.2 se observan las velocidades promedio anuales en el periodo de 1980 a 2019. El año en el que se tuvo una mayor velocidad del viento fue en 1984 con una velocidad promedio de 6.083 m/s, mientras que el año con menor velocidad media del viento fue en 1992 con una velocidad promedio de 5.45 m/s.

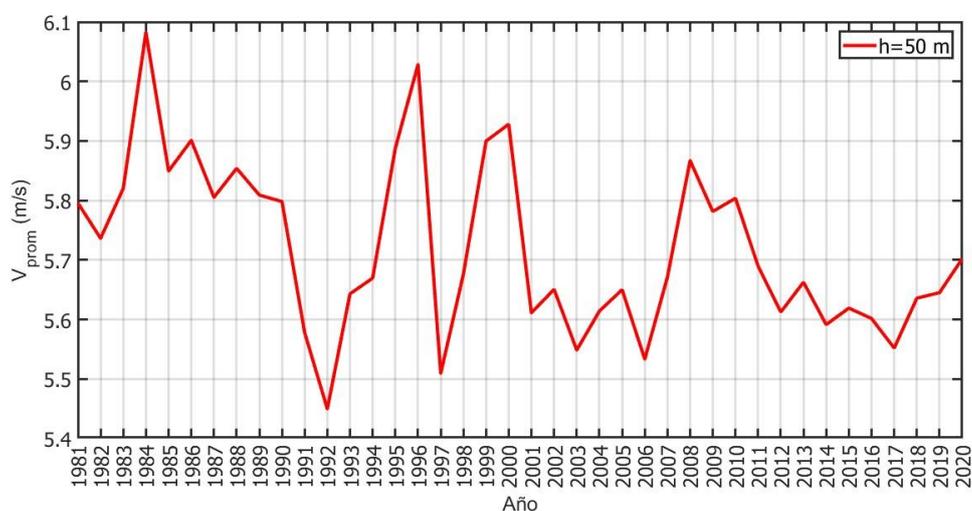


Figura 2.2: Velocidad media del viento a una altura de 50 m utilizando datos MERRA-2.

Fuente: Propia, obtenida a través de MATLAB.

Mientras que en la figura 2.3 se muestra la velocidad media del viento para el año 2019 a una altura de 50 m de acuerdo a la base de datos de MERRA-2. Se observa que la velocidad mínima se da en el mes de Julio con 5.42 m/s, mientras que el pico más alto es en el mes de Marzo con 6.62 m/s.

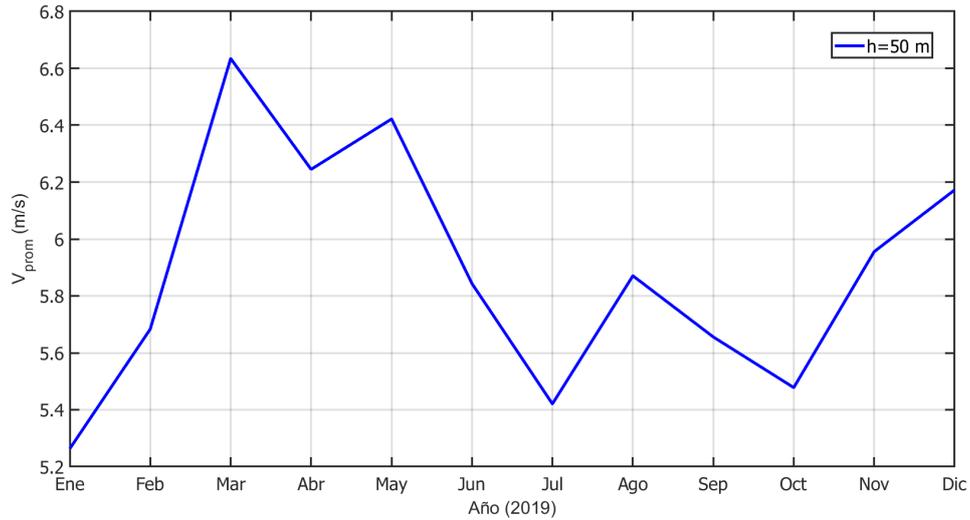


Figura 2.3: Velocidad media del viento utilizando datos MERRA-2 para el año 2019.

Fuente: Propia, obtenida a través de MATLAB.

2.4.2 Datos Era5

A continuación, en la figura 2.4, se muestra el promedio de la velocidad del viento desde el año 1980 hasta el año 2021 a través de datos Era-5. Se observa que la velocidad media máxima fue de 7.137 m/s y se dió en el año 1996, por otra parte, el año con menor velocidad promedio del viento fue en 2016 con una velocidad promedio de 6.383 m/s.

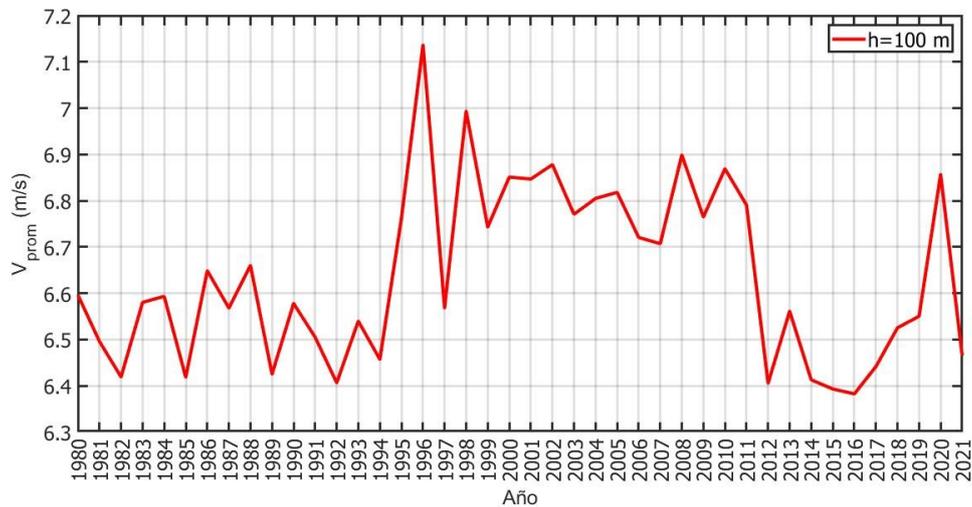


Figura 2.4: Velocidad media del viento utilizando datos ERA5 de los años 1980 a 2021.

Fuente propia, obtenida a través de MATLAB.

Fuente: Propia, obtenida a través de MATLAB.

En la figura 2.5 se muestra la velocidad promedio anual en el año 2019. Observamos que el mes con mayor velocidad del viento 8.1 m/s fue enero, mientras que el mes con menor velocidad fue septiembre con un valor de 4.5 m/s.

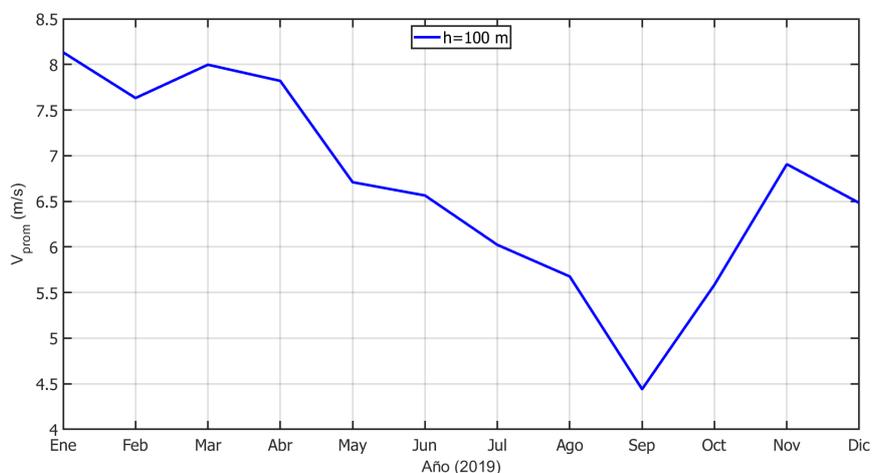


Figura 2.5: Velocidad media del viento a una altura de 100 m utilizando datos ERA5 para el año 2019.

Fuente: Propia, obtenida a través de MATLAB.

La figura 2.6 muestra una comparación de las velocidades promedio a dos alturas diferentes, la primera a 50 m y la segunda a 100 m, este promedio de velocidades se obtuvo de los datos obtenidos de MERRA-2 y ERA5, el rango de análisis fue desde el año 1980 y al año 2019. Se puede observar que la mayor variación entre ambas bases de datos se dió entre los años 2001 y 2010, con un valor aproximado de 0.4 m/s.

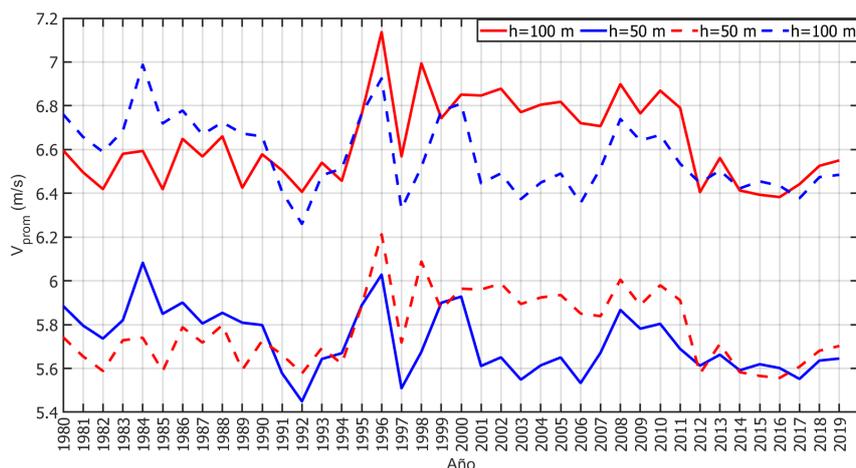


Figura 2.6: Comparación de la velocidad media del viento a una altura de 100 y 50 m utilizando datos ERA5 y MERRA-2 para los años de 1980 a 2019.

Fuente: Propia, obtenida a través de MATLAB.

En la Tabla 2.3 se presentan las velocidades medias por mes a diferentes alturas y con diferente base de datos. La mayor velocidad del viento se registra en el mes de marzo con una velocidad de 8.4 m/s a una altura de 120 m, mientras que la menor se da en el mes de septiembre con una velocidad de 4.7 m/s a una altura de 50 m.

Tabla 2.3: Velocidades medias mensuales a una altura de 50 m 100 m y 120 m, con datos MERRA-2 y ERA5.

Mes	MERRA-2			ERA5		
	50 m/s	100 m/s	120 m/s	50 m/s	100 m/s	120 m/s
Enero	5.9	6.3	6.4	6.5	6.9	7.5
Febrero	6.1	6.5	6.6	6.8	7.2	7.8
Marzo	6.5	6.9	7	7.3	7.7	8.4
Abril	6.4	6.9	7	7.1	7.6	8.2
Mayo	6.3	6.7	6.8	6.8	7.2	7.8
Junio	5.4	5.8	5.9	5.9	6.3	6.9
Julio	5	5.3	5.4	5.5	5.9	6.3
Agosto	4.7	5	5.1	5.2	5.5	6
Septiembre	4.7	5	5	5	5.3	5.7
Octubre	5.5	5.8	5.9	5.8	6.1	6.6
Noviembre	5.8	6.2	6.3	6.3	6.7	7.2
Diciembre	5.7	6	6.1	6.2	6.6	7.1

2.5 Rosa de los vientos

La rosa de los vientos permite representar las direcciones dominantes de los vientos. En general no coincide la dirección dominante con la mayor intensidad del viento ya que en muchos casos los vientos más intensos no son los que soplan más horas al año procedentes de una determinada dirección [4].

2.5.1 Datos Merra-2

En la figura 2.7 se observa la rosa de los vientos para los años 1980 a 2019. Mientras que en la figura 2.8 se observa la rosa anual de los vientos para el año 2019, con coordenadas Lon. 21° 50' 00", Lat.-88° 75' 00 a una altura de 50 m. La dirección predominante del viento en la zona Dzilam de Bravo es hacia el noreste y sureste

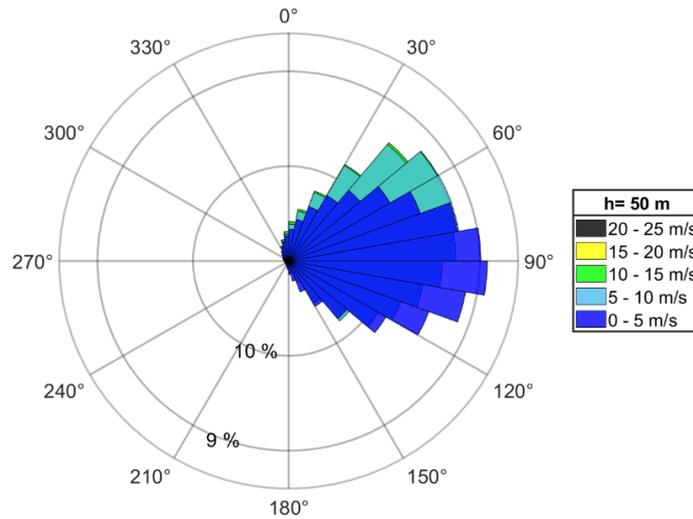


Figura 2.7: Rosa de los vientos del año 1980 a 2019.

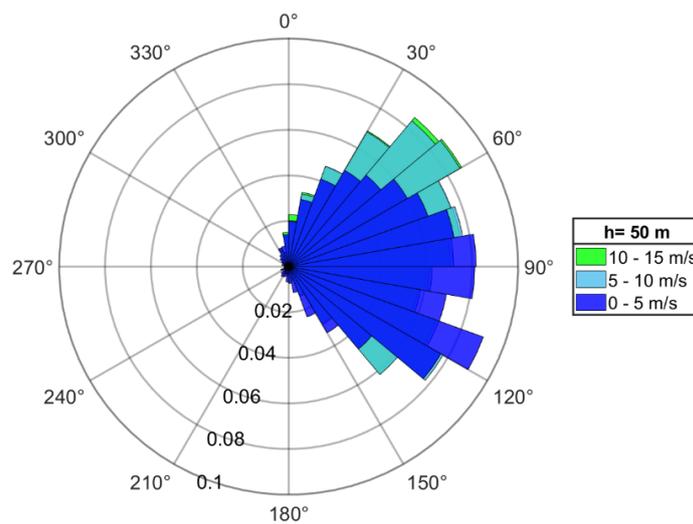


Figura 2.8: Rosa de los vientos para el año 2019.

2.5.2 Datos Era5

En la figura 2.9 se observa la rosa de los vientos para los años 1980 a 2019. Mientras que en la figura 2.10 se observa la rosa anual de los vientos para el año 2019, con coordenadas Lon. $21^{\circ} 50' 00''$, Lat. $-88^{\circ} 75' 00''$ a una altura de 100 m.

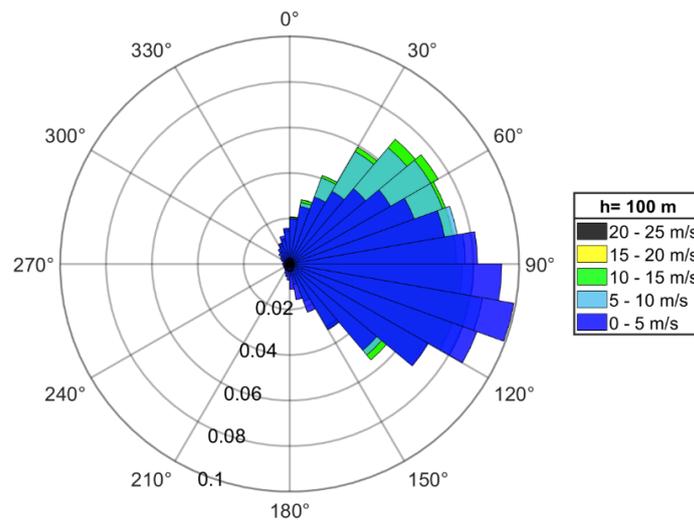


Figura 2.9: Rosa de los vientos del año 1980 a 2019.

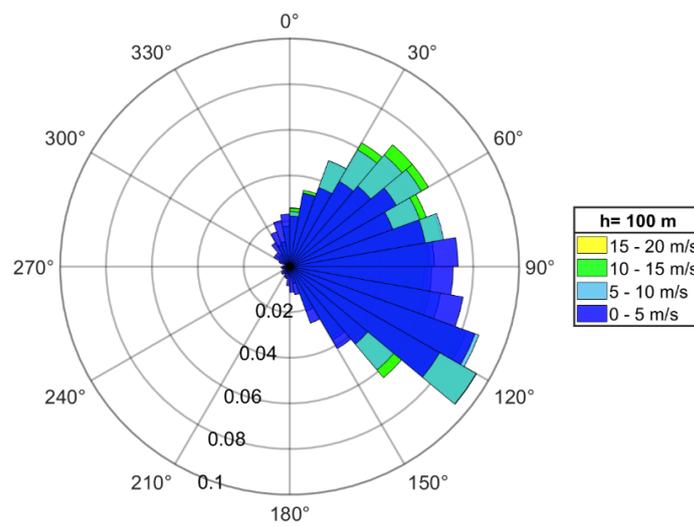


Figura 2.10: Rosa de los vientos para el año 2019.

2.6 Rugosidad

En las capas próximas al suelo el gradiente de velocidad está muy influenciado por la rugosidad del terreno. Esta influencia puede alcanzar alturas del orden de varios centenares de metros, por lo que todos los aerogeneradores trabajan dentro de la zona de influencia de la rugosidad del terreno y, por tanto, está constituye un aspecto importante a tener presente en el aprovechamiento energético de la energía eólica. En la figura 2.11 se muestra una imagen sobre el perfil vertical del viento [5].

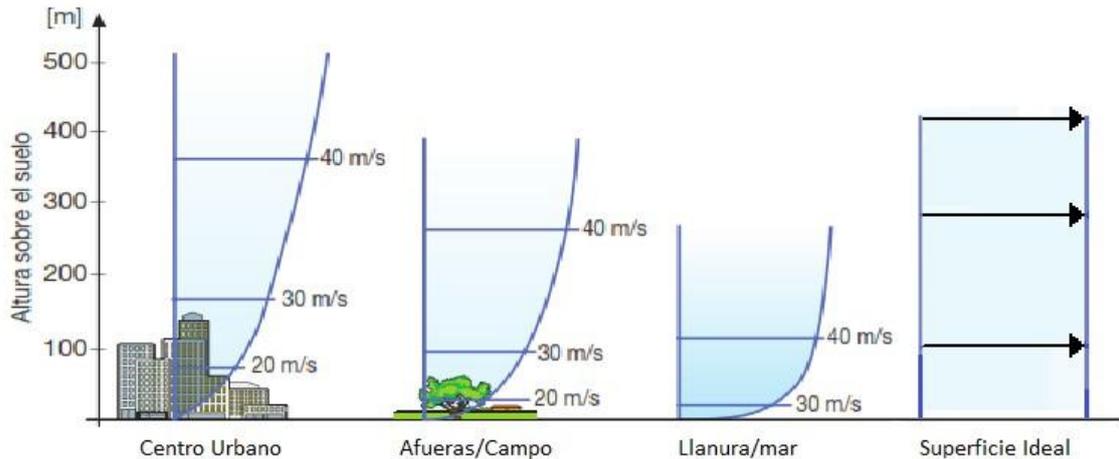


Figura 2.11: Perfil vertical de la velocidad del viento para diversas clases de terreno.

El factor de rugosidad actúa en función de la clase de objetos que interactúan con el viento y que puedan influir en su trayectoria y/o velocidad. Los parques eólicos offshore no se ven afectados por la rugosidad ya que la superficie marítima es prácticamente plana.

2.7 Intensidad de turbulencia

La turbulencia se refiere a las fluctuaciones de la velocidad del viento en una relativa escala de tiempo rápida, por periodos típicos de menos de 10 minutos. El parámetro básico de la turbulencia es la intensidad de turbulencia, está definido por la relación de la desviación estándar de la velocidad y la media. En este cálculo ambas velocidades son obtenidas durante un periodo de tiempo más largo que el de las fluctuaciones de la turbulencia, pero más pequeños que los periodos asociados con otros tipos de variaciones de velocidad del viento tales como los efectos diarios [6].

El tamaño de este periodo es normalmente menor a una hora, y por convención igual a 10 minutos, la frecuencia de muestreo es normalmente de un segundo (1 Hz), así la intensidad de turbulencia es definida por:

$$I_u = \left(\frac{\sigma}{\bar{U}_z} \right) \quad (2.1)$$

donde σ es la desviación estándar y \bar{U}_z es la velocidad media del viento en m/s.

La desviación estándar se calcula con la siguiente ecuación:

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{N-1} \sum_{i=1}^N (U_i - \bar{U})^2} \quad (2.2)$$

donde

N=números de registros,

U_i =Velocidad instantánea,

\bar{U} =velocidad del viento promedio.

La intensidad de turbulencia normalmente se mantiene en el rango de 0.1 a 0.4. En general valores altos de intensidad de turbulencia ocurren con bajas velocidades de viento, pero el límite inferior en un emplazamiento dado dependerá de las características específicas del terreno y las condiciones de superficie en el sitio.

2.8 Perfil vertical del viento

La variación de la velocidad del viento con la altura se debe principalmente a turbulencias de orígenes mecánico y térmico. Las primeras causadas por las irregularidades de la superficie del suelo (relieve, obstáculos y rugosidad) y las segundas, por el gradiente vertical de temperatura que crea corrientes convectivas verticales [5].

La velocidad del viento es teóricamente nula en el punto de contacto con el suelo. a medida que nos elevamos en altura, los efectos del rozamiento disminuyen y la velocidad del viento tiende a aumentar. Una ventaja de los parques Offshore es la nula rugosidad que existe en los mares y océanos. Existen dos métodos populares para representar el perfil del viento, la ecuación exponencial (ec. 3) y la ecuación logarítmica (ec. 4).

$$V_z = V_{ref} \left(\frac{Z}{V_{ref}} \right)^\alpha \quad (2.3)$$

$$V_z = V_{ref} \left(\frac{\ln \left(\frac{Z}{Z_0} \right)}{\ln \left(\frac{Z_{ref}}{Z_0} \right)} \right) \quad (2.4)$$

donde

V_z : Velocidad del viento (m) a estimar a una altura Z sobre el nivel del suelo,

V_{ref} : Velocidad de referencia (m/s),

Z_{ref} : Altura de referencia (m),

Z: Altura (m) a la que se quiere analizar el recurso eólico.

En la figura 2.12 se puede observar el perfil vertical del viento a través de los datos Merra-2, en la figura 2.13 con datos Era5.

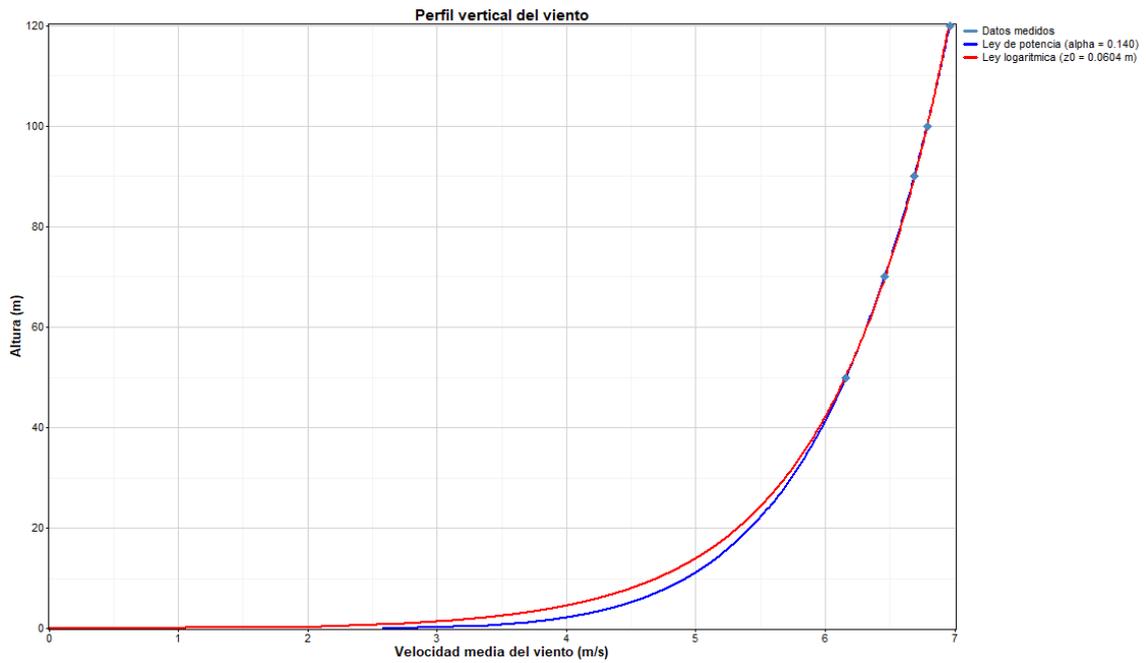


Figura 2.12: Perfil vertical del viento datos Merra-2.

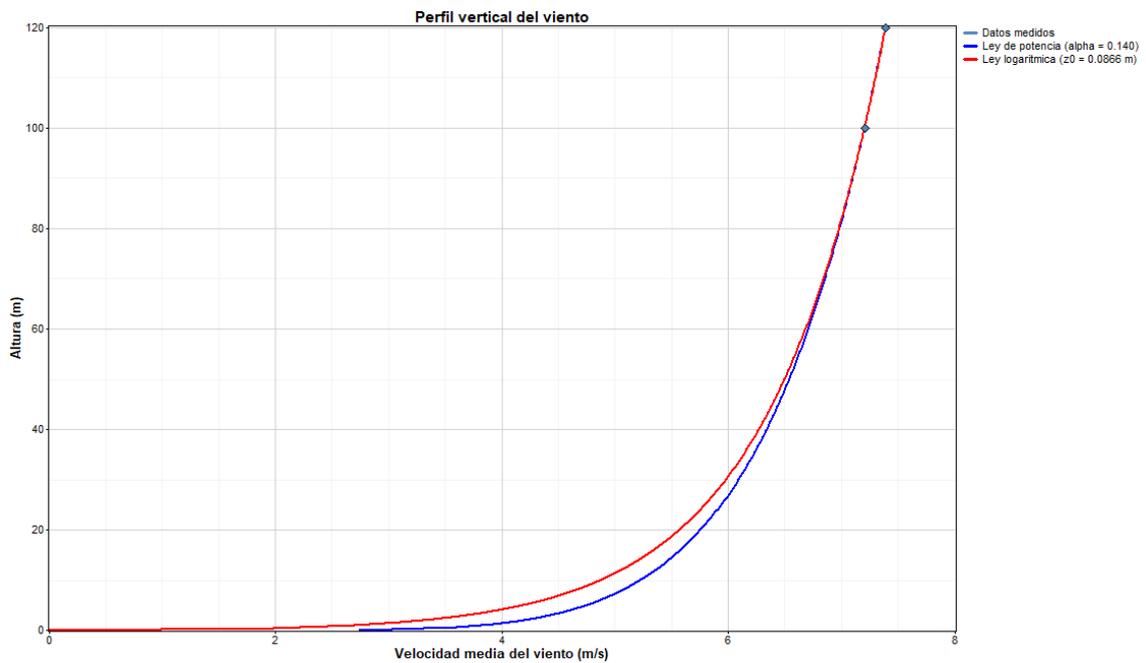


Figura 2.13: Perfil vertical del viento datos Era5.

2.9 Distribución Weibull

El uso de la distribución de Weibull depende de dos parámetros, el factor de forma k , y el factor de escala c que está dado en m/s. Ambos parámetros son función de \bar{U} y σ . Las funciones de densidad de probabilidad (ec. 5) y de probabilidad acumulada (ec. 6) son:

$$f(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \quad (2.5)$$

$$F(u) = 1 - \exp \left[- \left(\frac{v}{c}\right)^k \right] \quad (2.6)$$

En la figura 2.14 y 2.15 se observan las distribuciones de la velocidad del viento y su ajuste de curva. La densidad de probabilidad de velocidad del viento, se modela utilizando la función de densidad de probabilidad de Weibull utilizando las ecuaciones (5) y (6). Para el ajuste de curva se utilizaron diferentes métodos, método de Justus, de Máxima Energía (ME), (PE) y por último el método de momentos (MO).

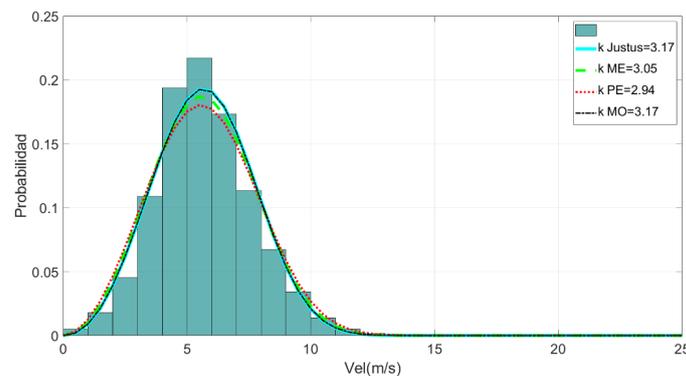


Figura 2.14: Distribución de Weibull con datos Merra-2.

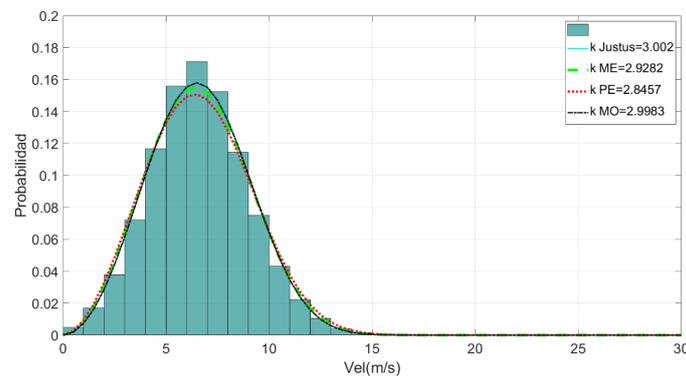


Figura 2.15: Distribución de Weibull con datos Era5.

2.9.1 Método Justus

También denominado método empírico, se utiliza para estimar el factor de forma k que se emplea las siguientes ecuaciones:

$$k = \left(\frac{\sigma}{\bar{u}} \right)^{-1,086} \quad (2.7)$$

$$c = \frac{\bar{u}}{\Gamma \left(1 + \frac{1}{k} \right)} \quad (2.8)$$

donde

σ = desviación estándar,

k = factor de forma,

c = factor de escala (m/s),

\bar{u} = velocidad promedio m/s).

2.9.2 Método Máxima Energía

Para este método el factor de escala se calcula con la ecuación (2.9).
Factor de escala

$$c = \left(\frac{1}{n} \left[\sum_{i=1}^n (x_i^k) \right] \right)^{1/k} \quad (2.9)$$

donde

k = factor de forma,

c = factor de escala (m/s),

2.9.3 Método Patrón de energía

El factor de patrón de energía E_{pf} , se calcula mediante la ecuación (2.10):

$$E_{pf} = \frac{\bar{u}^3}{(\bar{u}^3)} \quad (2.10)$$

Una vez que se obtuvo E_{ef} se puede calcular el factor de forma, dada la ecuación (2.11):

$$k = 1 + \frac{3,69}{E_{pf}} \quad (2.11)$$

Para calcular el factor de escala se utiliza la misma ecuación que para el método de Justus (2.8).

2.10 Conclusión

El análisis del recurso eólico que se realizó en este capítulo demostró que Dzilam de Bravo cuenta con una velocidad promedio de 6.639 m/s a una altura de 100 metros sobre el nivel del suelo, por lo cual, el sitio de estudio es apto para la instalación de un parque eólico offshore. Por otra parte, las rutas de acceso tanto marítimas como terrestres son óptimas para el transporte de los equipos a instalar.

Selección y distribución de aerogeneradores

Una vez descrito y estudiado el recurso eólico en el municipio de Dzilam de Bravo, ahora se procederá a la selección de los aerogeneradores. Los aerogeneradores son la parte principal de un parque eólico, este es el encargado de convertir la energía cinética del viento en energía eléctrica. La selección de la clase del aerogenerador principalmente depende de dos parámetros; el primero es la velocidad del viento y el segundo parámetro es la intensidad de turbulencia. Este capítulo se centrará en la selección del aerogenerador, el tipo de cimentación que mejor se adapte al sitio y la distribución de los aerogeneradores.

3.1 Diseño de Aerogeneradores

La norma [7] identifica cuatro clases de turbinas de viento para adaptarlas a diferentes condiciones de viento en el sitio, con el aumento de número de designación de clase correspondiente a la reducción de velocidad. A continuación, en la Tabla 3.1 se presentan los parámetros de velocidad para cada clase.

Aerogeneradores clase S:

La norma IEC 61400-1 define esta clase para un grupo de aerogeneradores adicional que puede llegar a tener condiciones de viento especiales, condiciones externas y medidas especiales de seguridad, estas condiciones pueden ser requeridas por el diseñador tanto como por el cliente.

Tabla 3.1: Clasificación de aerogeneradores atendiendo a su seguridad por diseño [7].

Clases	I	II	III	IV	S
$V_{ref}(m/s)$	50	42.5	37.5	30	
$V_{pro}(m/s)$	10	8.5	7.5	6	Valores que deber ser especificados por el diseñador
A $I_{15}(-)$	0.18	0.18	0.18	0.18	
A(-)	2	2	2	2	
B $I_{15}(-)$	0.16	0.16	0.16	0.16	
A(-)	2	2	2	2	

V_{ref} : Velocidad máxima en 10 minutos con periodo de retorno de 50 años (C. Rotor).

V_{pro} : Velocidad promedio anual a la altura del centro del rotor.

A y B: Categoría para características de turbulencia alta y baja.

I_{15} : Valor característico de la intensidad de turbulencia a 15 m/s.

a: parámetro usado para cálculo de desviación estándar en el modelo normal de turbulencia.

3.2 Selección de aerogeneradores

La clasificación del tipo de emplazamiento esta definida por dos parámetros importantes, la velocidad de referencia de viento y la intensidad de turbulencia descritas en la Norma IEC 61400-1. Donde la clase depende de la velocidad de referencia (I-III,S) mientras que la intensidad ya sea alta, media o baja, define el parámetro de la pendiente con la que se calcula la desviación típica con respecto a la velocidad media en el mismo periodo de tiempo [7].

Como ya se mencionó uno de los parámetros para la selección de un aerogenerador es la intensidad de turbulencia que existe en el lugar de emplazamiento, para hacer el cálculo de la intensidad se utiliza la ecuación 1, la cual depende de la desviación estándar de los datos de velocidad del viento y la velocidad promedio como se observa en la Tabla 3.2.

Tabla 3.2: Intensidad de turbulencia.

Desviación estándar	Velocidad promedio (m/s)	Intensidad de turbulencia
2.412	6.638	0.363

Otro de los aspectos al momento de seleccionar un aerogenerador son los técnicos, ya que en base a el se puede saber cuál tiene mayor potencia nominal, cuanto mayor sea la potencia, mayor será el costo del aerogenerador. A continuación, en la Tabla 3.3 se describe el aerogenerador Offshore seleccionado para el parque de Dzilam de Bravo.

Tabla 3.3: Datos del aerogenerador.

Aerogenerador	I
Modelo	Vestas V112/3000
Potencia	3,000 KW
Clase (IEC)	III A
Diámetro	112 m
Frecuencia de red	50/60 Hz

Dada la velocidad del viento y el índice de turbulencia la turbina que mejor se adapta al sitio de emplazamiento es de la marca Vestas modelo V112/3000 la curva de potencia del aerogenerador se muestra en la figura 3.1.

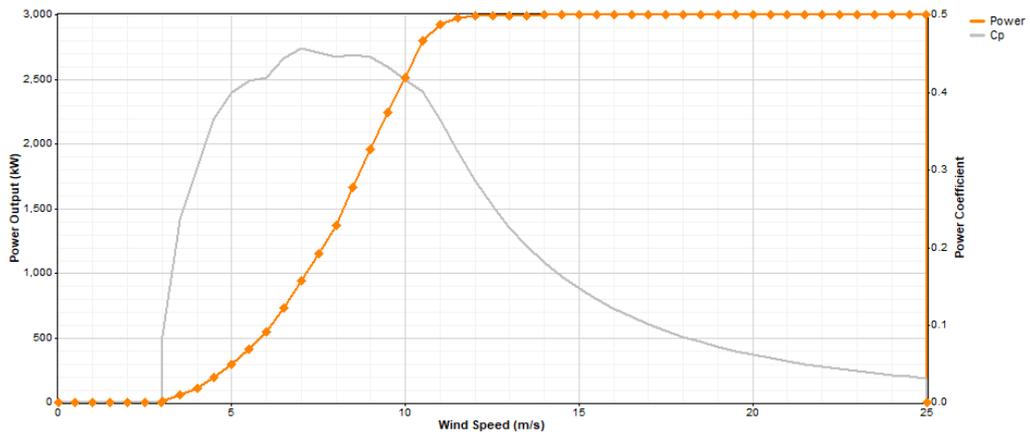


Figura 3.1: Curva de potencia del aerogenerador Vestas112/3000.



Figura 3.2: Curva de potencia del aerogenerador Vestas112/3000.

3.3 Tipos de cimentación

Para llevar adelante la cimentación de dichas torres deben tomarse en cuenta algunos factores determinantes, pero principalmente debe tenerse un conocimiento amplio y detallado a nivel geotécnico y geofísico del suelo y subsuelo marino donde se ubicarán, por lo que antes de su proyección y construcción deben llevarse adelante avanzados procesos de investigación. Por ello, la forma como se sujeta al suelo la torre es clave para todo su proceso de funcionamiento y durabilidad en el tiempo. De allí la importancia del proceso de cimentación, y el tipo de que se usará dependerá de la ubicación del aerogenerador y las condiciones del terreno [8].

Las tormentas, los tifones y los terremotos provocan cargas cíclicas complejas sobre la estructura y éstas son transmitidas por la subestructura a la cimentación, que está en contacto directo con el subsuelo marino. Generalmente el tipo de cimentación es elegido tras una serie de fases de estudios preliminares y de concepto en las que el subsuelo marino y la profundidad del mar tienen gran importancia [8].

3.3.1 Monopilote

Este tipo de cimentación es una construcción simple la cual consta de un pilote de acero con un diámetro de entre 3.5 y 4.5 metros. El pilote está clavado de 10 a 20 metros en el lecho marino, dependiendo del tipo de subsuelo. Efectivamente, la cimentación de un solo pilote extiende la torre de la turbina a través del agua hasta el interior del lecho marino, véase la figura 3.3.

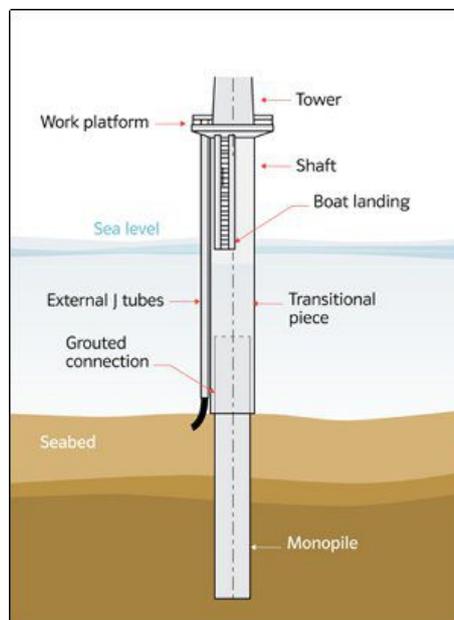


Figura 3.3: Cimentación Monopilote.

Fuente: www.aquaret.com.

3.3.2 Jacket

Este tipo de cimentación se caracteriza por una geometría de su estructura en forma de celosía, con 4 pilotes en las esquinas de la base. Posee, además, una baja masa estructural y una gran rigidez, pero en su contra tiene la complejidad de construcción, así como, la gran cantidad de material necesaria para su fabricación. Se suele utilizar para profundidades de 20 hasta 50 metros como se observa en la figura 3.4. Su coste suele ser elevado, debido a su geometría compleja, gran cantidad de material, elevado número de uniones y un mantenimiento complejo.



Figura 3.4: Cimentación Jacket.

3.3.3 Gravedad

Se caracteriza por tener una base ancha, lo que la convierte en idónea para soportar grandes cargas laterales y mantener la estabilidad del aerogenerador mediante su propio peso. Sin embargo, está sujeta a una serie de condicionantes que se describen a continuación. En primer lugar, está condicionada por la capacidad portante del terreno, necesaria para soportar el peso de la cimentación. Esto lleva a la necesidad de una preparación previa del lecho marino para eliminar las capas de sedimentos con menos capacidad de soporte. Por otro lado, su utilización está limitada a configuraciones de poca profundidad, de hasta 30 metros, ya que a profundidades mayores es necesaria mayor cantidad de material, lo que supone en la mayoría de los casos, un sobrecosto.



Figura 3.5: Cimentación de Gravedad.

3.3.4 Flotante

Para esta configuración se utilizan plataformas flotantes fijadas al fondo mediante cables como se muestra en la figura 3.6. La mayor ventaja reside en no depender de la profundidad del agua, pudiendo anclar los cables al fondo marino, optimizando además la utilización de material. Los retos de este tipo de cimentación son los de garantizar la estabilidad, la flotabilidad y la seguridad antes fallos del sistema de amarre con el fondo.



Figura 3.6: Cimentaciones Flotantes.

3.4 Distribución de aerogeneradores

Para la distribución de los aerogeneradores es esencial conocer la influencia que tiene cada aerogenerador sobre los que están situados detrás y junto a ellos. Esta influencia se conoce como efecto estela, el cual modifica las características del viento al atravesar el rotor de la turbina eólica [9]. Los principales efectos de la estela del viento son debidos a la turbulencia que se genera como se observa en la figura 3.7, esta afecta las cargas que

reciben los alabes, pudiendo llegar a reducir su vida útil, el otro efecto es la disminución de la velocidad del viento por lo que se reduce la generación de energía.



Figura 3.7: Efecto estela en aerogeneradores.

La separación que debe haber entre los aerogeneradores que se instalan fuera de la costa ronda entre los 5 a 9 diámetros del rotor en la dirección predominante del viento mientras que para la dirección perpendicular del viento la separación tiene un rango de 3 a 5 diámetros del rotor.

El diámetro del rotor está dado por el fabricante y viene en la ficha técnica de cada aerogenerador, mientras que la dirección del viento se conoce gracias a la rosa de los vientos que se obtuvo al estudiar el recurso eólico en el capítulo anterior. Se debe tener en cuenta que la dirección del viento no siempre es constante y estas variaciones cambian la zona de los aerogeneradores que es afectada por el efecto estela.

Existen diferentes formas de distribuir los aerogeneradores, a continuación, se mencionan un par de diseños de distribución:

1. Lineal tresbolillo por filas
2. Circular

La figura 3.8 muestra la distribución lineal tresbolillo por filas, donde la distancia entre aerogeneradores está dada por “x” y la distancia entre filas está representada por “y”, por último, la distancia “x” es la medida del desfase que hay entre los aerogeneradores de las distintas filas.

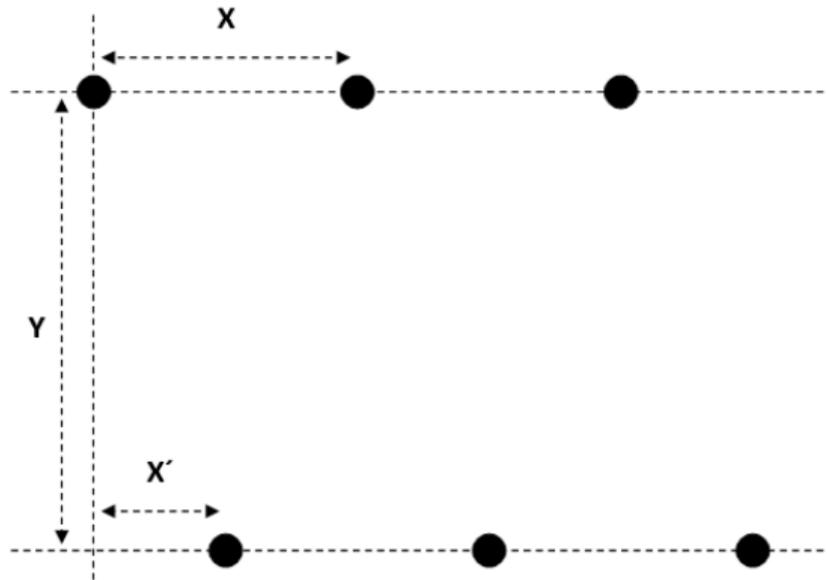


Figura 3.8: Distribución lineal de tresbolillo por filas.

En la distribución circular se agregan dos parámetros, el primero es el radio de la circunferencia teórica “ R ” y el segundo es el ángulo que forman las turbinas entre sí “ a ”.

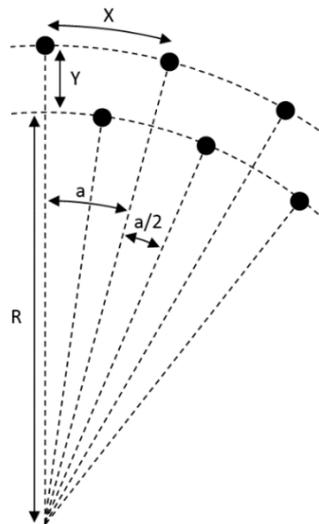


Figura 3.9: Distribución circular.

Tomando en cuenta las características del aerogenerador que se menciona en la tabla 3.3, se sabe que el diámetro del rotor es de 112 m, la distribución del parque será una distribución tipo lineal tresbolillo, la cual tendrá una distancia entre aerogeneradores de la misma fila de 560 metros (5 diámetros del rotor) y la separación entre filas será de 784 metros (7 diámetros del rotor). El parque contará con 35 aerogeneradores distribuidos en 5 circuitos, cada circuito cuenta con 7 aerogeneradores, la distribución de los aerogeneradores se puede observar en la figura 3.10.

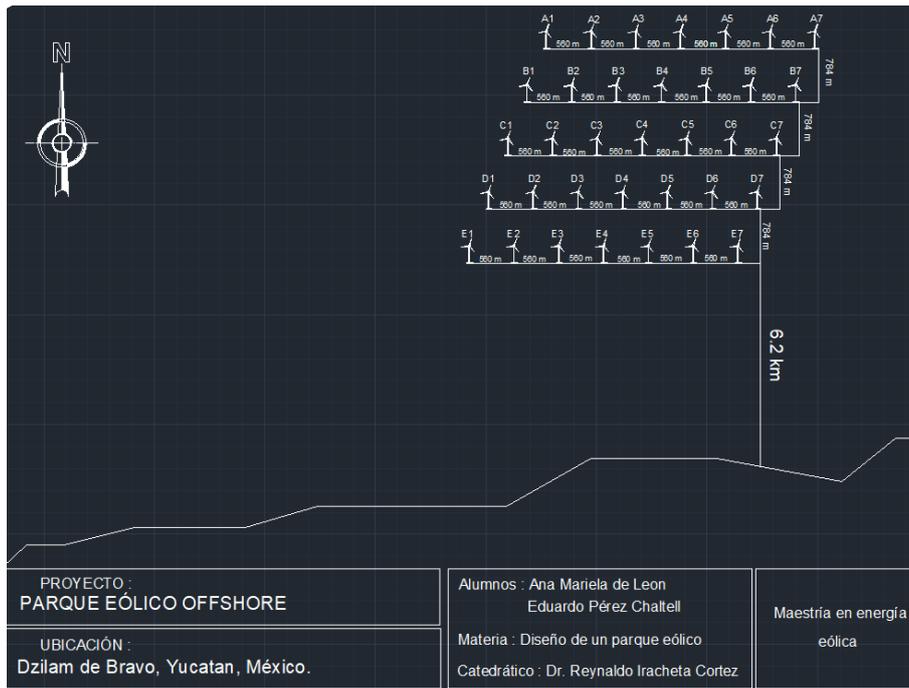


Figura 3.10: Distribución de aerogeneradores por circuitos.

3.4.1 Análisis de datos en WAsP

Para poder realizar el mapa orográfico, es necesario abrir el editor de mapas (WAsP Map Editor), primero se deberán dar las coordenadas UTM de contorno aproximado del mapa y posteriormente se realizará la digitalización de puntos específicos para calibrar el mapa. Para realizar la digitalización se utiliza una captura de la zona a estudiar mediante Google Earth en la cual se observan las curvas de nivel y uso del terreno como se muestra en la figura 3.11.

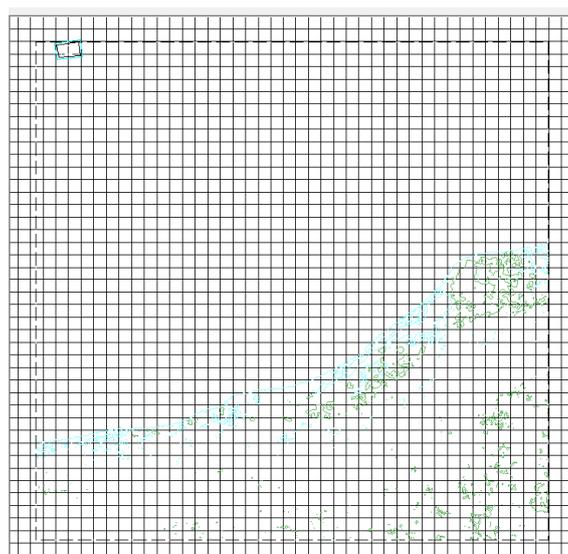


Figura 3.11: Orografía del sitio.

A continuación en la figura 3.12 se muestran los datos anexados (velocidad del viento, la potencia y el coeficiente de empuje) para la creación del aerogenerador de 3kW a utilizar dentro del software WASP®.

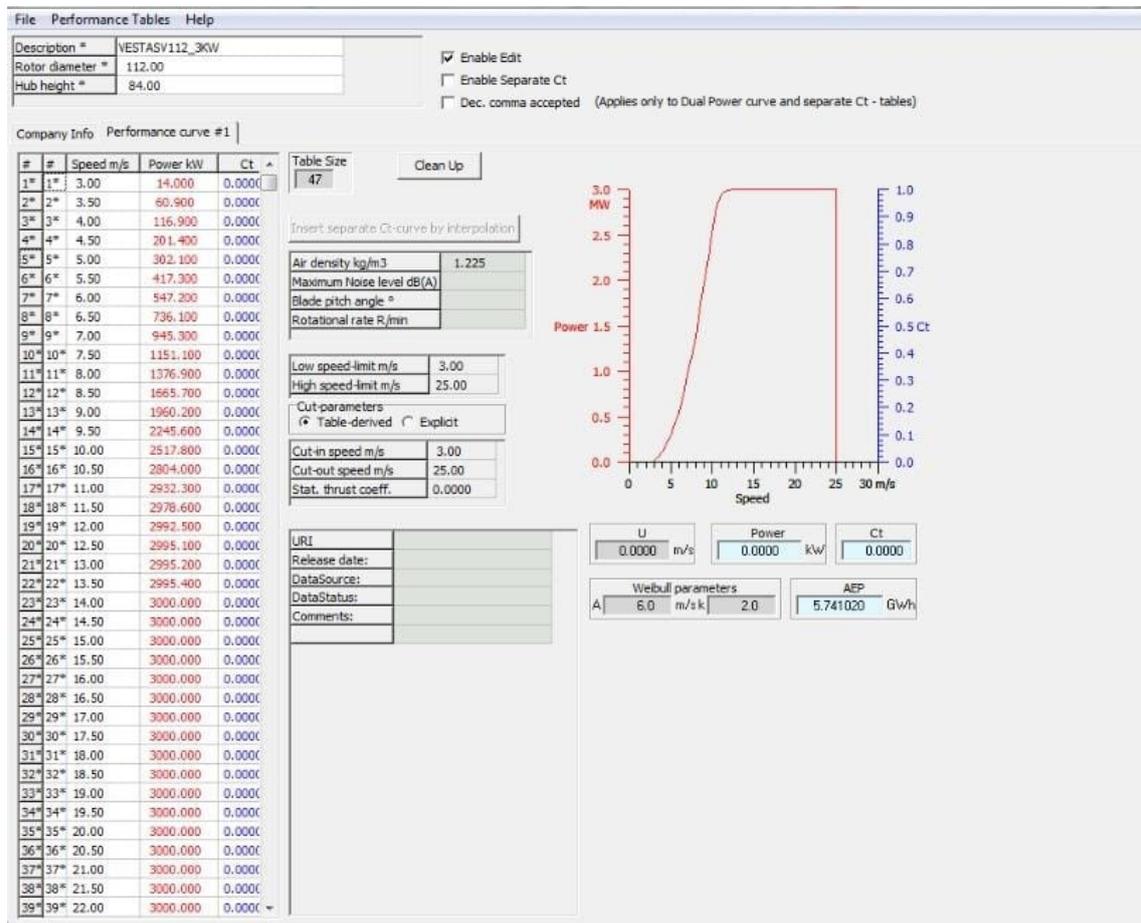


Figura 3.12: Datos del aerogenerador Vestas112/3000.

3.4.2 Creación Wind Atlas

En el editor de mapas de WASP®, el software procede hacer cálculos del atlas del viento de la zona, extrapolando verticalmente hacia arriba desde los datos de entrada que se imparte en el análisis, se obtiene el viento regional referenciado a diversas combinaciones de altura y rugosidad como se observa en la figura 3.13.

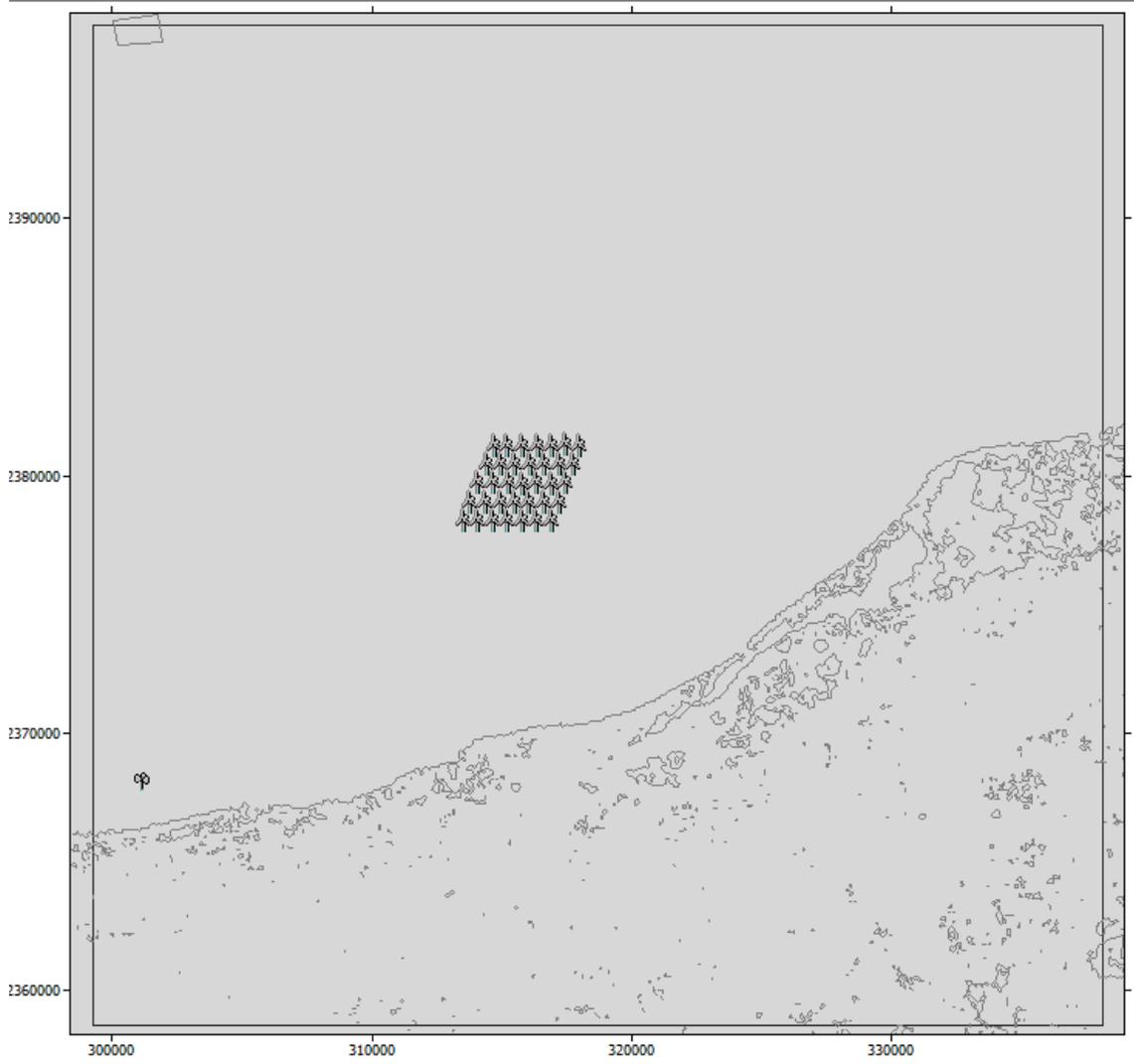


Figura 3.13: Creación de Wind Atlas.

3.4.3 Densidad de Potencia

En la figura 3.14 se puede observar el mapa de densidad de potencia arrojado por WASP®, correspondiente a la zona de estudio. En este mapa se evidencia la ubicación del aerogenerador, como también se observa que en la barra de colores indicadora de densidad de potencia existen valores desde 161 W/m^2 hasta 179 W/m^2 valores que se pueden distinguir en el mapa haciendo referencia al color perteneciente.

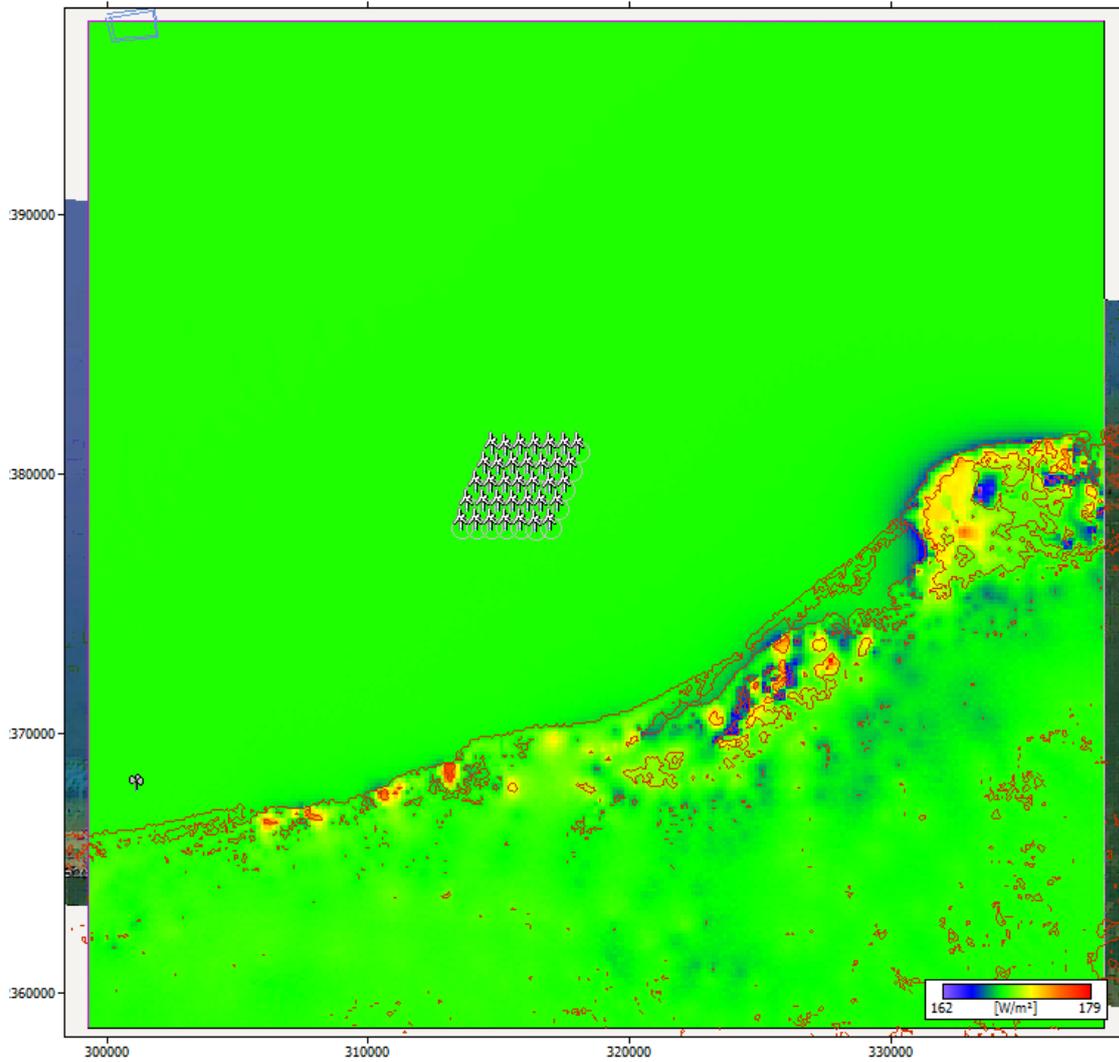


Figura 3.14: Mapa densidad de potencia en W/m^2 .

El parque constará de 35 aerogeneradores distribuidos en 5 circuitos, cada circuito constará de 7 aerogeneradores, la distribución de los aerogeneradores se puede observar en la figura 3.14. A continuación en la Tabla 3.4 se presentan los circuitos y coordenadas de cada aerogenerador.

Tabla 3.4: Coordenadas de la distribución de aerogeneradores por circuitos.

Primer circuito		
	Latitud	Longitud
A1	313595.5	2377908.0
A2	314156.0	2377920.0
A3	314716.8	2377900.0
A4	315277.6	2377891.0
A5	315845.9	2377889.0
A6	316411.7	2377874.0
A7	316988.4	2377892.0
Segundo circuito		
	Latitud	Longitud
B1	313847.1	2378640.0
B2	314422.8	2378633.0
B3	315021.7	2378628.0
B4	315547.8	2378618.0
B5	316117.3	2378629.0
B6	316663.2	2378624.0
B7	317263.8	2378619.0
Tercer circuito		
	Latitud	Longitud
C1	314144.2	2379377.0
C2	314729.9	2379357.0
C3	315290.7	2379357.0
C4	315826.7	2379352.0
C5	316370.1	2379365.0
C6	316970.6	2379340.0
C7	317526.4	2379355.0
Cuarto circuito		
	Latitud	Longitud
D1	314477.6	2380100.0
D2	315007.3	2380084.0
D3	315568.1	2380089.0
D4	316131.5	2380101.0
D5	316709.6	2380084.0
D6	317253.0	2380096.0
D7	317794.0	2380096.0
Quinto circuito		
	Latitud	Longitud
E1	314760.1	2380821.0
E2	315284.9	2380809.0
E3	315832.1	2380832.0
E4	316422.8	2380823.0
E5	316973.7	2380833.0
E6	317529.6	2380843.0
E7	318070.6	2380838.0

3.4.4 Producción de energía

En Tabla 3.5 se visualiza la producción de energía anual de cada aerogenerador, así como la producción de energía del parque. Además, a través de la simulación hecha en el software WAsP se podrán conocer las pérdidas de energía producidas por el efecto estela.

Tabla 3.5: Producción anual de energía total del parque y la producción anual por turbina.

Concepto	Parque eólico	Aerogenerador
Producción de energía (MWh)	201, 216	5.749

3.5 Conclusión

Los aerogeneradores que mejor se adaptaron a las características del emplazamiento fueron las turbinas Vestas 112/3000, estas turbinas son de 3 MW, esta selección fue en base a la norma IEC 61400-1, donde se especifican las diferentes clases de viento y sus características.

La cimentación que se eligió fue la monopilote, esto debido a la profundidad a la que se encuentra el lugar de emplazamiento, el cual tiene una profundidad de 20 metros. Una buena distribución de los aerogeneradores en un parque eólico es esencial para un funcionamiento óptimo. Para la obtención de un mejor diseño en la distribución se simuló varias configuraciones en el software WAsP donde se variaron las distancias entre aerogeneradores y su disposición geográfica. De esta distribución depende en gran parte el sistema eléctrico que se abarcara en el siguiente capítulo.

Sistema eléctrico

El sistema eléctrico de un parque eólico tiene por objetivo la transferencia de la energía eléctrica producida por cada aerogenerador hacia la red de la compañía eléctrica en unas condiciones óptimas tanto desde el punto de vista del parque como de la compañía. En este capítulo se abarcarán las principales características que integran a estos sistemas. Los parques eólicos offshore usualmente están integrados por 6 elementos: generadores eólicos, cables entre turbinas, subestación offshore, cables de transmisión a tierra, subestación en tierra y la conexión a la red eléctrica.

4.1 Diagrama unifilar peninsular

A continuación en la figura 4.1 se muestra el diagrama unifilar el cual es una representación gráfica de la instalación eléctrica en la península de Yucatán, la cual puede servir como guía de diseño, construcción o evaluación de fallos [10].



Figura 4.1: Diagrama unifilar del sistema eléctrico peninsular.

Fuente: <https://www.gob.mx/cenace>.

En la figura 4.2 se muestran las líneas de transmisión, en este caso la subestación a la que estará conectado el parque offshore de Dzilam de Bravo será a la subestación de Temax II que se encuentra aproximadamente a 30km y es una de las subestaciones más cercanas al emplazamiento, dicha subestación cuenta con un transformador de potencia de 34.5 kV a una tensión de 115 kV de acuerdo a la simbología de la figura 4.3.

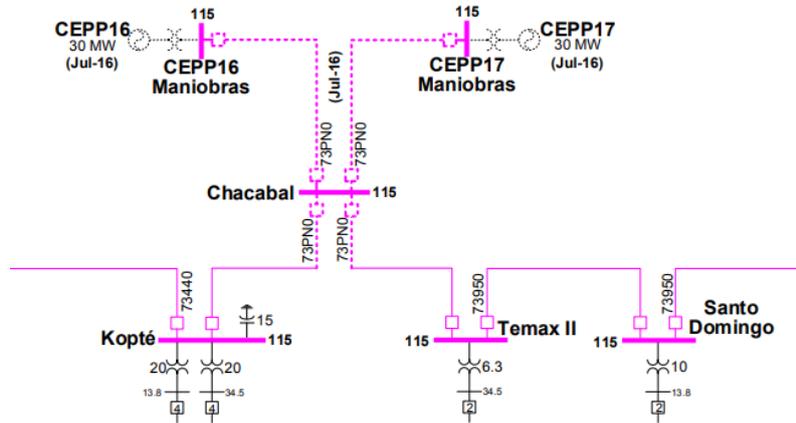


Figura 4.2: Líneas de transmisión.

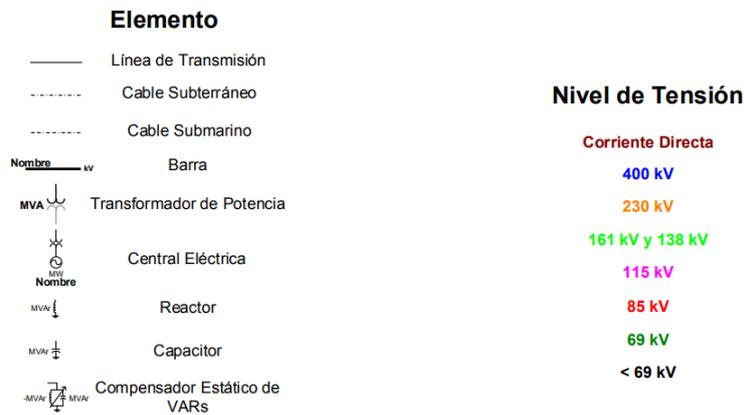


Figura 4.3: Simbología unifilar.

4.2 Sistema eléctrico del parque eólico

Dentro de los principales componentes del sistema eléctrico, se encuentran los siguientes:

- Instalación eléctrica de BT de cada aerogenerador
- Centro de transformación
- Red de MT
- Subestación eléctrica MT/AT

La instalación eléctrica de baja tensión (BT) de cada aerogenerador se ubica dentro del mismo aerogenerador, donde la tensión que suministra el generador es de 3 kV de corriente alterna a 60 Hz, es transmitida a un convertidor de CA-CD-CA para posteriormente elevarla por medio de un transformador, donde el voltaje es elevado a 34.5 KV. El centro de transformación es el que se encarga de la interconexión de cada aerogenerador a la línea de media tensión y está compuesto por:

- Transformador BT/MT.
- Celda de media tensión MT.
- Protecciones eléctricas.

4.3 Transformador de BT/MT

El transformador está ubicado en un cuarto especial dentro de la góndola, tiene una conexión delta-estrella. El hecho de que el transformador se encuentre en la góndola implica una mayor dificultad a la hora de darle mantenimiento, además de que reduce los espacios. La ventaja es que las pérdidas son menores a uno instalado fuera de la torre. En la figura 4.4 se observa el transformador de 650 V/35 kV.



Figura 4.4: Transformador tipo seco.

4.4 Selección de cables submarinos

Los cables submarinos tienen la función de transportar la energía generada por el parque eólico hasta la subestación. Los cables submarinos no solo se ocupan de transportar energía, sino que también llevan incorporados fibra óptica para los sistemas de comunicación. En general es posible determinar qué tipo de sistema de transmisión es más apropiado para un parque eólico offshore, debemos de tomar en cuenta la potencia nominal y la distancia a la costa. Si la potencia nominal es menor a 200 MW y la distancia es menor a 140 km es conveniente usar un sistema de transmisión HVAC.

La fisonomía de los cables submarinos les permite tener una mejor resistencia a las condiciones en las que operan, estos cuentan con una cubierta exterior que aísla al cable del agua, una pantalla metálica, una armadura que proporciona protección mecánica.

La corriente nominal se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$I_n = \frac{P_n}{\sqrt{3} * V_{LL} * \cos\phi} \quad (4.1)$$

donde

I_n =Corriente nominal por circuito (A),

P_n =Potencia nominal del aerogenerador (kW),

V_{LL} =Voltaje de línea de media tensión (kV),

$\cos\phi$ =Factor de potencia del aerogenerador.

Sustituyendo con los datos de la turbina Vestas 112/3000

$$I_n = \frac{3000kW}{\sqrt{3} * 35kV * 0,85} = 55,22A$$

La corriente nominal de los aerogeneradores Vestas 122/3000 es de 58.22 A.

A partir de esta corriente y de la tensión se puede saber cuántos aerogeneradores se pueden conectar en cada circuito, en la Tabla 4.1 y en la Tabla 4.2 se muestran las características de los cables de media tensión a 36 kV, esta información nos permite conocer la capacidad de corriente de diferentes calibres en las distintas secciones de cada circuito.

Tabla 4.1: Datos mecánicos del cable.

Diámetro del conductor (mm)	Espesor del diámetro (mm)	Sección transversal de la pantalla de cobre (mm^2)	Espesor del recubrimiento (mm)	Diámetro de la armadura de acero galvanizado (mm)	Espesor de la fibra de recubrimiento (mm)	Diámetro exterior del cable (mm)	Peso del cable (T/km)
8.2	8	16	0.2	2.5	2	93	11.1
9.9	8	16	0.2	2.5	2	99	12.8
11.5	8	16	0.2	2.5	2	102	14.9
13	8	16	0.2	2.5	2	105	16.2
14.5	8	25	0.2	2.5	2	108	17.6
16.1	8	25	0.2	2.5	2	113	21
18.6	8	25	0.2	2.5	2	119	23.4
20.6	8	25	0.2	2.5	2	121	24.1
23.8	8	35	0.2	2.5	2	129	28.1
26.6	8	35	0.2	2.6	2.5	137	33.4

Tabla 4.2: Datos eléctricos del cable.

Área transversal nominal		Resistencia del conductor en corriente directa	Resistencia del conductor en corriente alterna	Capacitancia	Inductancia	Corriente nominal máxima	Perdidas
Conductor (mm^2)	Malla (mm^2)	(Ohm/km)	(Ohm/km)	($\mu F/km$)	(mH/km)	(A)	(W/m)
50	16	0.387	0.49	0.14	0.48	202	62
70	16	0.268	0.34	0.15	0.45	245	65
95	16	0.193	0.25	0.17	0.42	291	67
120	16	0.153	0.2	0.18	0.41	330	69
150	25	0.124	0.16	0.19	0.39	366	71
185	25	0.099	0.13	0.21	0.38	411	74
240	25	0.075	0.1	0.23	0.36	470	77
300	25	0.06	0.07	0.25	0.35	564	83
400	35	0.047	0.06	0.28	0.34	627	86
500	35	0.036	0.05	0.32	0.32	699	88

El cable seleccionado para el transporte de media tensión es el 2XS(FL)2YRAA el cual cuenta con un aislamiento XLPE con capacidad de 36 kV con sección transversal de $300mm^2$, si se utiliza este cable, se podrá colocar 7 aerogeneradores por circuito, la corriente que soporta el cable es de 564 A.

El material del aislamiento son los que definen las características básicas eléctricas y mecánicas. El polietileno reticulado o polietileno de cadena cruzada (XLPE) tiene como principales características como: alta resistencia dieléctrica y de aislación, bajo factor de pérdida y una alta resistencia a la humedad. Lo que destaca este tipo de aislamiento frente a otros tipos, es que al ser un material termoestable sus características físicas no se verán afectadas cuando se ven envueltas en un aumento de temperatura y presión. El hecho de que este aislamiento pueda operar de manera eficiente a temperaturas de hasta 90° nos permite transportar una mayor intensidad de corriente por la misma sección del conductor, esto representa un beneficio económico.

La Tabla 4.3 y la figura 4.5 muestran las características físicas del cable submarino, se pueden observar las diferentes capas de aislamiento que protegen al elemento conductor y al cable de fibra óptica.

Tabla 4.3: Características del cable.

1.- Conductor
2.- Conductor de pantalla
3.- XLPE aislamiento
4.- Pantalla de aislamiento
5.- Pantalla metálica y sellado
6.- Revestimiento de núcleo laminado
7.- Rellenos, cables de fibra óptica
8.- Capas hélice
9.- Cubiertas
10.- Armadura
11.- Forro de protección



Figura 4.5: Características del cable.

La ecuación que determina el número máximo de aerogeneradores es la siguiente:

$$T_{aero} = \frac{0,8 * I_{max}}{I_n} \quad (4.2)$$

Sustituyendo con el conductor de $300mm^2$ obtenemos lo siguiente:

$$T_{aero} = \frac{0,8 * 564}{58,22A} = 7,74 \text{ Aerogeneradores por circuito}$$

A continuación, en la Tabla 4.4 se presenta la cantidad de cable que se utilizará para transportar la energía del parque a la costa.

Tabla 4.4: Cantidad de cable a utilizar.

Cableado	Cantidad
Entre aerogeneradores	16.8 km
Entre circuitos	3.1 km
Distancia a la costa	6.2 km
Total	26.1 km
Sección transversal	25 mm ²
Peso total del cable	629.01 t

4.4.1 Cálculo de pérdidas eléctricas

Las pérdidas eléctricas afectan directamente la parte económica del parque eólico, el poder reducir estas pérdidas presenta una ventaja para el retorno de la inversión. Las pérdidas eléctricas por el efecto Joule en el conductor, se determina por:

$$P_{cu} = 3I_n^2 R_{conductor} \quad (4.3)$$

donde:

P_{cu} =pérdida de potencia en el cobre (W),

I_n =corriente nominal por circuito (A),

$R_{conductor}$ =resistencia del cable por longitud de circuito.

También se puede expresar en porcentaje de la siguiente forma:

$$P_{cu} = \frac{P_{cu}}{P_{nom,cir}} * (100) \quad (4.4)$$

donde:

P_{cu} =pérdida de potencia en el cobre (W),

$P_{nom,cir}$ =potencia nominal por circuito (W),

La resistencia del conductor está en función de su longitud, área de sección transversal y resistividad por el tipo de material del conductor, y este dado por:

$$R_{conductor} = \rho \frac{l_{conductor}}{A} \quad (4.5)$$

donde:

$R_{conductor}$ =resistencia del cable por longitud del tramo,

ρ =resistividad eléctrica del cobre 1.72E2-8-m,

$l_{conductor}$ =longitud del tramo del conductor (m),

A =área del calibre del conductor (m²).

La caída de tensión ΔV por cada tramo, es el producto de la corriente nominal por la resistencia del conductor en cada sección de circuito, como se muestra en la ecuación (4.6).

$$\Delta V = I_n R_{conductor} \quad (4.6)$$

donde:

$I_{conductor}$ =corriente nominal por circuito,

$R_{conductor}$ =resistencia del cable por longitud del tramo,

También se puede expresar en porcentaje de la siguiente forma:

$$\Delta V(\%) = \frac{\Delta V}{V_n} * 100 \quad (4.7)$$

donde:

ΔV =caída de tensión en el tramo seleccionado (V),

V_n =voltaje nominal (V).

En la Tabla 4.5 se muestran se muestran los resultados de las pérdidas eléctricas, estas pérdidas no deben superar el 3 %.

Tabla 4.5: Cálculo de perdidas eléctricas.

	Aerogenerador	Longitud [m]	Potencia [kW]	Intensidad [A]	Área del conductor [mm ²]	Resistencia [ohm-Km]	Resistencia [ohm]	Pérdida [kW]	Pérdida [%]	Caída de tensión	Caída de tensión (%)	
Circuito I	A1	A2	560	3000	58.22	300	0.06	0.0336	0.3417	0.01139%	1.96	0.006%
	A2	A3	1120	6000	116.44	300	0.06	0.0672	2.7333	0.04556%	7.82	0.022%
	A3	A4	1680	9000	174.66	300	0.06	0.1008	9.2250	0.10250%	17.61	0.050%
	A4	A5	2240	12000	232.88	300	0.06	0.1344	21.8668	0.18222%	31.30	0.089%
	A5	A6	2800	15000	291.1	300	0.06	0.168	42.7086	0.28472%	48.90	0.140%
	A6	A7	3360	18000	349.32	300	0.06	0.2016	73.8004	0.41000%	70.42	0.201%
Circuito II	A1	A2	560	3000	58.22	300	0.06	0.0336	0.3417	0.01139%	1.96	0.006%
	A2	A3	1120	6000	116.44	300	0.06	0.0672	2.7333	0.04556%	7.82	0.022%
	A3	A4	1680	9000	174.66	300	0.06	0.1008	9.2250	0.10250%	17.61	0.050%
	A4	A5	2240	12000	232.88	300	0.06	0.1344	21.8668	0.18222%	31.30	0.089%
	A5	A6	2800	15000	291.1	300	0.06	0.168	42.7086	0.28472%	48.90	0.140%
	A6	A7	3360	18000	349.32	300	0.06	0.2016	73.8004	0.41000%	70.42	0.201%
Circuito III	A1	A2	560	3000	58.22	300	0.06	0.0336	0.3417	0.01139%	1.96	0.006%
	A2	A3	1120	6000	116.44	300	0.06	0.0672	2.7333	0.04556%	7.82	0.022%
	A3	A4	1680	9000	174.66	300	0.06	0.1008	9.2250	0.10250%	17.61	0.050%
	A4	A5	2240	12000	232.88	300	0.06	0.1344	21.8668	0.18222%	31.30	0.089%
	A5	A6	2800	15000	291.1	300	0.06	0.168	42.7086	0.28472%	48.90	0.140%
	A6	A7	3360	18000	349.32	300	0.06	0.2016	73.8004	0.41000%	70.42	0.201%
Circuito IV	A1	A2	560	3000	58.22	300	0.06	0.0336	0.3417	0.01139%	1.96	0.006%
	A2	A3	1120	6000	116.44	300	0.06	0.0672	2.7333	0.04556%	7.82	0.022%
	A3	A4	1680	9000	174.66	300	0.06	0.1008	9.2250	0.10250%	17.61	0.050%
	A4	A5	2240	12000	232.88	300	0.06	0.1344	21.8668	0.18222%	31.30	0.089%
	A5	A6	2800	15000	291.1	300	0.06	0.168	42.7086	0.28472%	48.90	0.140%
	A6	A7	3360	18000	349.32	300	0.06	0.2016	73.8004	0.41000%	70.42	0.201%
Circuito V	A1	A2	560	3000	58.22	300	0.06	0.0336	0.3417	0.01139%	1.96	0.006%
	A2	A3	1120	6000	116.44	300	0.06	0.0672	2.7333	0.04556%	7.82	0.022%
	A3	A4	1680	9000	174.66	300	0.06	0.1008	9.2250	0.10250%	17.61	0.050%
	A4	A5	2240	12000	232.88	300	0.06	0.1344	21.8668	0.18222%	31.30	0.089%
	A5	A6	2800	15000	291.1	300	0.06	0.168	42.7086	0.28472%	48.90	0.140%
	A6	A7	3360	18000	349.32	300	0.06	0.2016	73.8004	0.41000%	70.42	0.201%

En la figura 4.6 se muestra un estudio de sensibilidad donde varía el factor de potencia en un rango de 0.5 a 1 y se observan pérdidas eléctricas por el efecto Joule menores a 1 %.

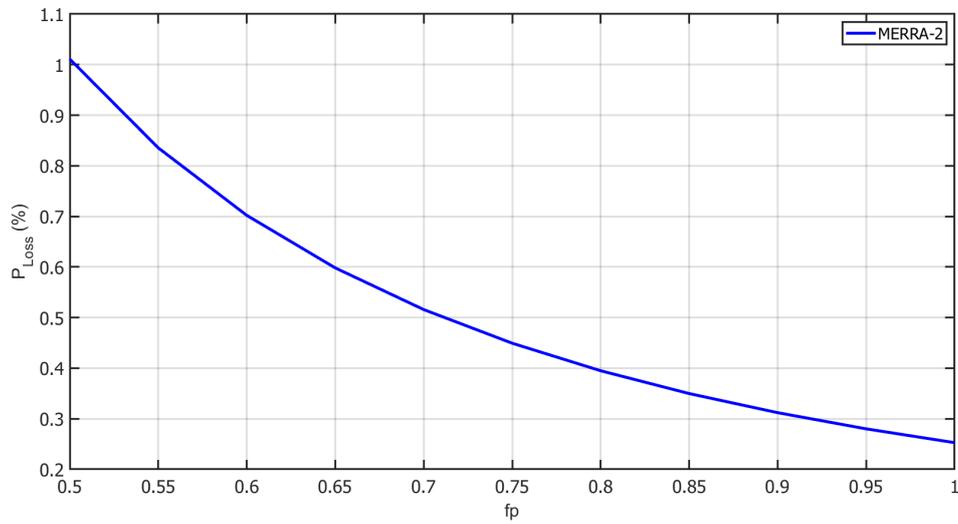


Figura 4.6: Pérdida por efecto Joule en relación al factor de potencia .

La figura 4.7 muestra los resultados del estudio de sensibilidad donde se observa que la caída de voltaje por circuito se mantiene por debajo del umbral de 0.18 %.

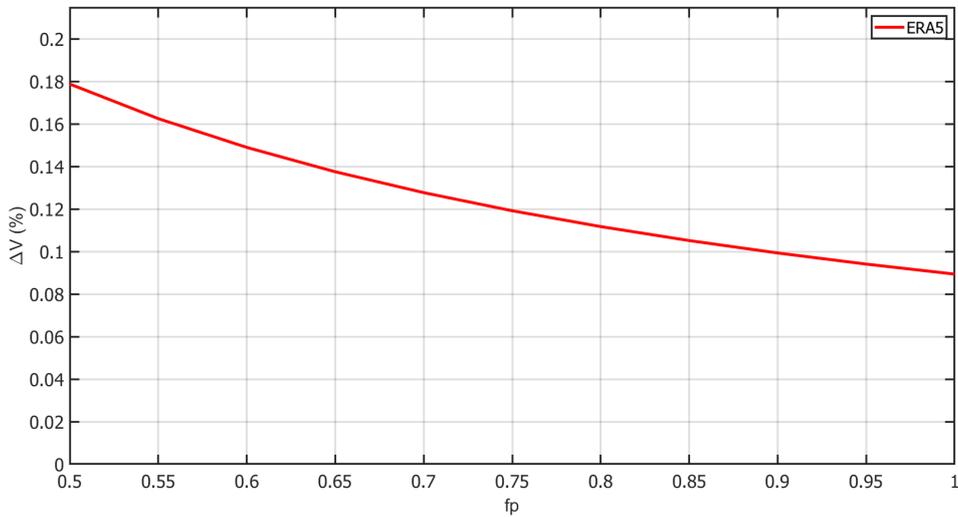


Figura 4.7: Pérdida de potencia en relación con el factor de potencia.

En la Tabla 4.6 se muestra una comparación de la producción eléctrica utilizando las bases de datos obtenidas por MERRA-2 y ERA5.

Tabla 4.6: Producción y pérdidas del sistema.

	Merra-2	Era5
Producción Bruta	365.45 GWh	395.13 GWh
Producción Neta	349.32 GWh	377.63 GWh
Wake	14.84 GWh	16.04 GWh
pérdidas	1.29 %	1.45 %

4.5 Instalación de cables submarinos

En la instalación de un cable submarino hay que tener en cuenta diversos factores como: un estudio detallado del trazado y fondo marino, este no es una superficie regular ya que hay diversas zonas que presentan unas condiciones determinadas que dificultan un buen asentamiento del cable, hay que considerar que estos cables tienen un peso importante por lo que se necesita una maquinaria adecuada para su instalación, así como evitar golpes y otros efectos que puedan dañar al propio cable, el aislamiento junto con la armadura, es uno de los elementos más importantes del cable puesto que ambos tratan de evitar que se violen las propiedades y efectos para los cuales estos cables fueron diseñados, por último los métodos de protección de los cables deben incluir un estudio sobre el riesgo que existe por pesca, por el arrastre y por fondeos [11].

Este proceso es bastante costoso no solo por el material, sino por la maquinaria necesaria para su tendido, la cual debe ser bastante precisa. Usualmente se usa un buque de cableado, este buque es fácilmente maniobrable a bajas velocidades, lo cual es una ventaja dadas las condiciones irregulares de las corrientes marinas ya que nos permite mantener una posición fija. Además estos buques cuentan con la capacidad de no solo realizar el tendido, también pueden hacer reparaciones de los cables.

Inicialmente el barco se sitúa en el trazado deseado lo más próximo a la costa posible. Se remolca el cable a la playa sosteniéndolo mediante boyas, allí se amarra y conecta a la red terrestre, el cable se coloca en zanjas de 80 centímetros, a una profundidad entre 20 y 1500 metros. Para ello el barco cableero remolca una especie de arado que hace un surco. El cable se desenrolla desde el mismo barco, pasa por el arado y se deposita en la zanja [11].

Los principales elementos del buque son:

- Tanque de cable
- Maquinaria especial para tendido y/o recuperación de cables.
- Sala de emplames
- Sistemas de posicionamiento y control

4.6 Transformador

El transformador es uno de los principales elementos del parque eólico, es el encargado de elevar la tensión de los aerogeneradores de media a alta tensión. Existen diferentes tipos de transformadores. Para la selección de este elemento se toman en cuenta dos factores, el primero es la potencia instalada del parque y el segundo es que la capacidad del transformador debe ser 120 % con respecto a la potencia instalada.

$$P_{transformador} = 105MW * 1,2 = 126MW$$

El resultado obtenido nos indica que el transformador debe tener una potencia de al menos 126 MVA, para ello se utiliza un transformador comercial de 125 WM, en la Tabla 4.7 se muestran las principales características que debe tener el transformador.

Tabla 4.7: Transformador de potencia 126 MVA RT-36/115kV.

Transformador	
Número de fases	3
Frecuencia (Hz)	60
Tensión MT (kV)	25/36
Tensión AT (kV)	115

4.7 Subestación eléctrica

Las subestaciones eléctricas son instalaciones encargadas de realizar transformaciones de tensión, frecuencia, número de fases o conexiones de dos o más circuitos. Se ubican cerca de las centrales generadoras, en la periferia de las zonas de consumo. Por lo general, las instalaciones al aire libre se sitúan a las afueras de los núcleos urbanos. Existen dos tipos de subestaciones:

- Subestaciones de transformación. Transforman la tensión de la energía eléctrica mediante uno o más transformadores. Puede ser elevadoras o reductoras de tensión.
- Subestaciones de maniobra. Conectan dos o más circuitos y realizan sus maniobras. En este tipo de subestaciones la tensión no se transforma.

El elemento principal de las subestaciones eléctricas es el transformador que se encarga de modificar la tensión de la energía eléctrica mediante el aumento de la intensidad y la potencia constante.



Figura 4.8: Subestación eléctrica.

4.7.1 Subestaciones transformadoras elevadoras.

Elevan la tensión generada de media a alta o muy alta para poder transportarla. Se sitúan al aire libre, al lado las centrales generadoras de electricidad. La tensión primaria de los transformadores suele estar entre 34 y 36kV. La tensión secundaria de los transformadores está condicionada por la tensión de la línea de transporte o de interconexión (66, 110, 220 o 380 kV).

4.7.2 Subestaciones transformadoras reductoras.

Reducen la tensión de alta o muy alta a tensión media para su posterior distribución. La tensión primaria de los transformadores depende de la tensión de la línea de transporte (66, 110, 220 o 380 kV). Mientras que la tensión secundaria de los transformadores está condicionada por la tensión de las líneas de distribución (entre 6 y 30kV).

4.8 Conclusión

La selección del cable encargado del transporte de energía a tierra y la distribución de los aerogeneradores son los principales factores que determinan el cálculo del sistema eléctrico. Además de que una buena selección del calibre del conductor determina el buen funcionamiento y seguridad de los cables eléctricos.

Análisis económico

En este capítulo se analizarán los principales costos de inversión, el tiempo de retorno de la inversión, entre otros factores relevantes. Este es uno de los principales conceptos a estudiar para poder realizar un parque eólico, ya que nos indica la viabilidad económica del parque eólico. Estos parámetros se analizarán con ayuda de del software Matlab y HOMER.

5.1 Análisis de viabilidad técnica y económica de un proyecto eólico

Este tipo de análisis determina un conjunto de parámetros técnicos y económicos que permiten predecir la viabilidad técnica y económica de un parque eólico y por lo tanto decidir sobre la conveniencia de su construcción [5].

Un parque eólico tiene un periodo de madurez notable, desde la detección del posible negocio energético hasta el inicio de su explotación. Este periodo es de orden de 3 a 5 años, aunque en ciertos casos puede llegar a ser mayor (Figura 5.1).



Figura 5.1: Fases de estudio de viabilidad de un parque eólico.

5.2 Costos de un parque eólico

Los costos de un parque eólico se pueden resumir en:

- **Costos de inversión:** hace referencia al costo de aerogeneradores, las torres, la obra civil y la instalación eléctrica tanto de la red de media tensión (MT) interna como de las subestaciones transformadoras y de la línea de alta tensión (AT) hasta el punto de conexión con la red (US/kW).
- **Costos de operación y mantenimiento (O&M):** son costos variables anuales asociados a la explotación del parque eólico. Incluyen conceptos como los costos de mantenimiento correctivo y preventivo, mano de obra, seguros, alquileres, etc. Se expresa en US/MWh año.
- **Costos de desmantelamiento del parque eólico:** son los costos asociados al desmantelamiento del parque eólico al final de su vida de operación.

5.3 Costos de inversión

Un proyecto eólico se puede clasificar en función del número y de la capacidad nominal de los aerogeneradores. Según un estudio realizado por [12] los costos de inversión para un emplazamiento offshore son los siguientes, 30 % de la turbina, 26 % conexión eléctrica, 29 % para la cimentación, 5 % gestiones de proyecto y un 10 % para operación y mantenimiento (figura 5.2).

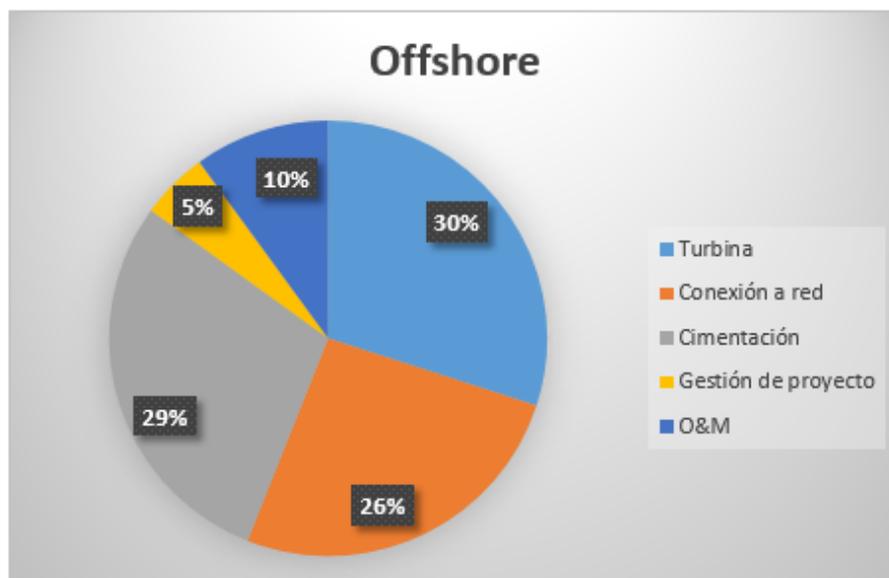


Figura 5.2: Costos de inversión. .

Fuente: Offshore Wind Power Basque Country.

El costo del parque depende de la capacidad instalada, el tipo de turbina y el sitio de emplazamiento. Sin embargo, en casos generales se estima que el costo por kW instalado puede tomarse de aproximadamente \$1,550 USD/kW [11] y los costos de operación representan del 2 al 3 % del costo de inversión total, mientras que el costo por remplazo puede llegar a representar el 85 % del costo de capital. A partir de estos porcentajes y de la capacidad del parque la cual es de 105,000 kW se puede conocer el costo del parque eólico utilizando la siguiente ecuación:

$$\text{costo} = P_{\text{instalada}} * \text{preciopor}kW \quad (5.1)$$

donde:

$P_{\text{instalada}}$ = Potencia instalada del parque.

Sustituyendo en la ecuación anterior obtenemos lo siguiente:

$$\text{costo} = 105,000kW * 3000USD/kW = 315,000,000USD$$

El costo del parque eólico se estima en \$315,000,000 USD, entonces a partir de este dato podemos conocer el costo por turbina instalada.

$$\text{costo} = \frac{\text{costo}parque}{\text{numerodeturbinas}} \quad (5.2)$$

Remplazando el costo calculado anteriormente obtenemos lo siguiente:

$$\text{costo} = \frac{315,000,000}{35} = 9,000,000USD$$

Por lo tanto, podemos concluir que el costo por turbina instalada es de \$ 9,000 ,000 USD. Los costos por remplazo tienen su origen en el daño que sufren los aerogeneradores con el paso del tiempo, la vida útil de los aerogeneradores se encuentra dentro de un rango de 20 a 25 años, este costo tiene un valor aproximado del 85 % del costo capital. A continuación, se presenta el cálculo del costo por remplazo:

$$\text{costoporremplazo} = \frac{315,000,000 * 0,85}{35} = 7,650,000USD$$

En la figura 5.3 se muestran los gastos operativos de los parques eólicos off-shore, estos costos son debido a la operación y mantenimiento de dichos parques, los cuales tendrán un costo estimado de entre 50 USD/kW y 100 USD/kW, en este caso se optó por un costo de 75 USD/kW.

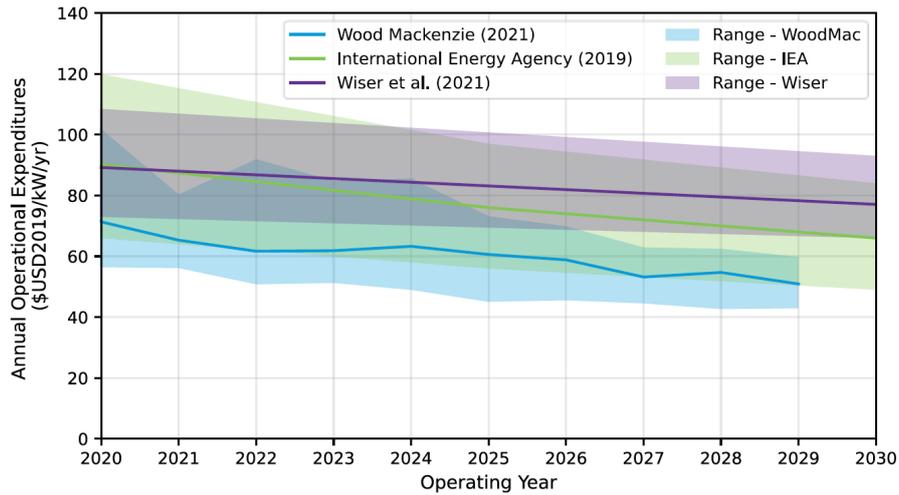


Figura 5.3: Gastos operativos anuales de parques off-shore [12].

Los costos por operación y mantenimiento se calcularon de la siguiente forma:

$$costo(OM) = (75USD/kW)(105,00kW) = \$7,875,000USD$$

Ahora se hará el cálculo de O&M por aerogenerador.

$$costo(OM)_{aero} = \frac{7,875,000USD}{35} = \$225,000USD$$

Tabla 5.1: Costos totales de inversión.

Costos en USD	Aerogenerador	Parque off-shore
Costo capital	\$ 4,650,000	\$ 162,750,000
Costo por reemplazo	\$ 3,952,5000	\$ 107,737,500
Costo por O&M	\$ 225,000	\$ 7,875,000
Total	\$ 8,827,500	\$ 278,362,500

5.4 Datos de recurso eólico

El dato del recurso eólico que se necesita para el análisis económico es el promedio mensual de las velocidades del viento el cual se obtuvo en el capítulo dos. El promedio de la velocidad del viento para el año 2019 fue de 6.5 m/s. En la figura 5.4 se pueden observar los diferentes promedios mensuales del viento para el año 2019.

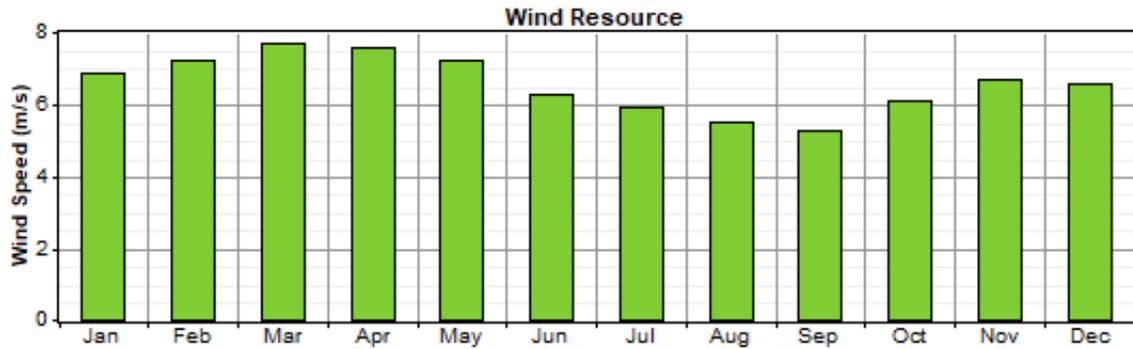


Figura 5.4: Promedio mensual de la velocidad del viento.

5.5 Red eléctrica

Los precios de la energía los determina la Centro Nacional de Control de la Energía, esto representa el costo de comprar energía de la red, este costo esta dado en \$/kWh, estos costos dependen de los nodos de interconexión, en este caso se tomó el nodo de Temax II con clave 08TXS-115. La figura 5.5 muestra el comportamiento del precio de la energía en el mes de enero.

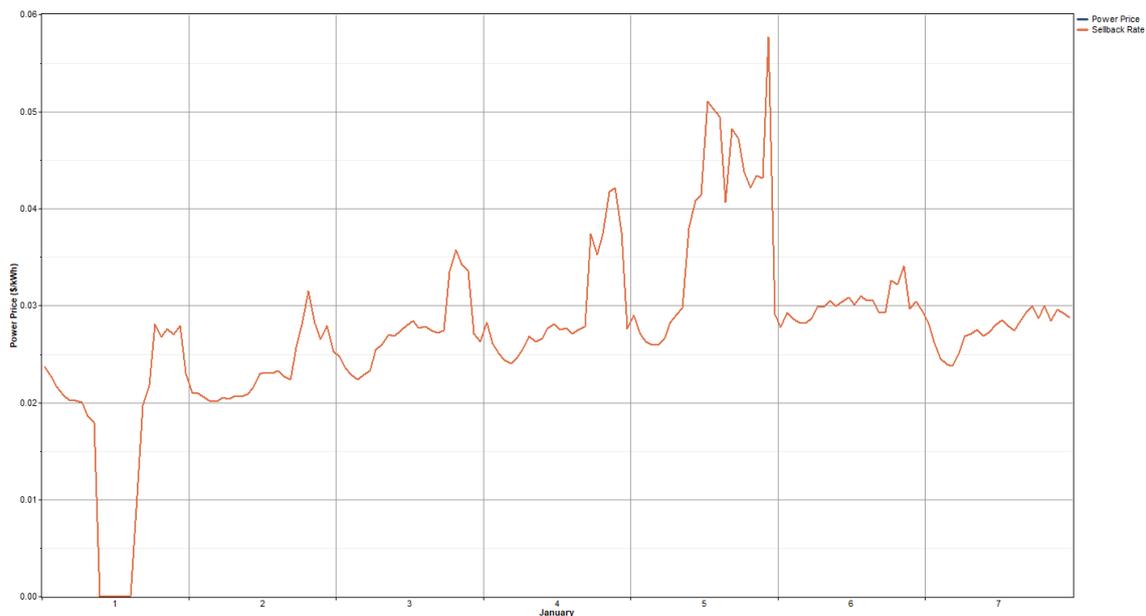


Figura 5.5: Precio de la energía mes de enero.

En la figura 5.6 se muestra los cambios que presentan los precios de manera mensual, se puede observar que el mes con un precio más alto de energía es el mes de octubre con un precio promedio de 0.1 USD/kWh, mientras que el mes con menor precio fue el mes de marzo con un precio aproximado de 0.025 USD/kWh.

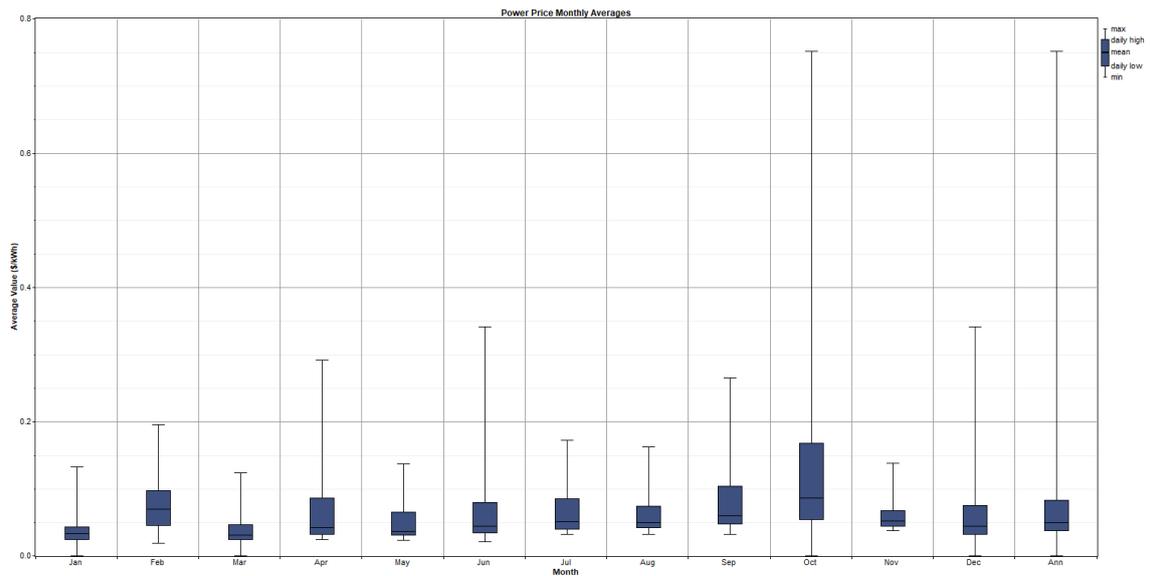


Figura 5.6: Diagrama de precios de la energía.

También se puede conocer el precio de la energía a diferentes horas del día a lo largo del año, se puede observar en la figura 5.7 que el precio que predomina está en el rango de 0 a 0.08 USD/kWh. Se observa que el mes con un mayor precio es el mes de octubre, mientras que el mes de marzo presenta los precios más bajos. Además, las horas con precios más bajos rondan en el horario de 2 am a 8 am.

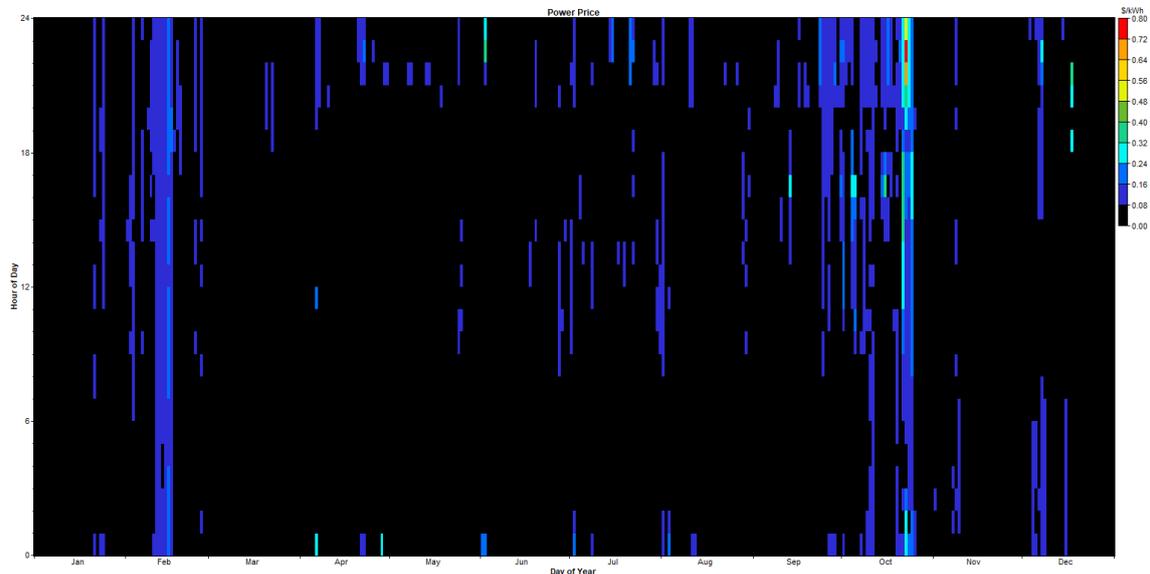


Figura 5.7: Precios de la energía.

En la figura 5.8 se puede apreciar el precio por hora de cada mes del año, se observa que el mes con menor precio es el mes de enero con un máximo de 0.04 USD/kWh, mientras que el mes de octubre tiene un pico de casi 0.14 USD/kWh y un mínimo de 0.06 USD/kWh.

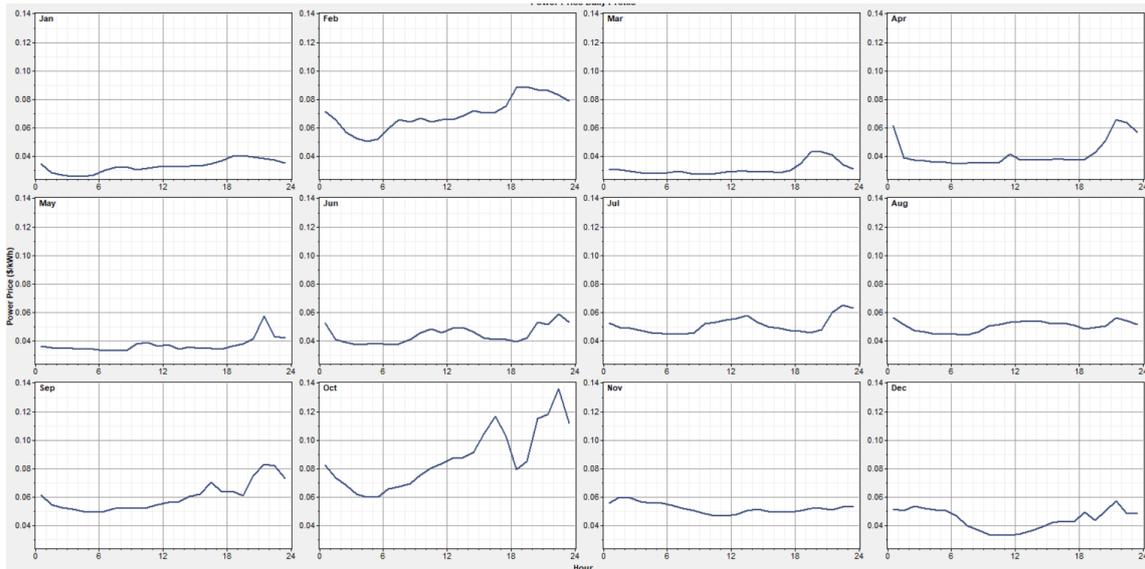


Figura 5.8: Precios de la energía a lo largo del año.

5.6 Producción eléctrica HOMER®

A través del análisis realizado en HOMER®, se obtuvo un promedio mensual de producción de energía eléctrica, en la Figura 5.9 se puede apreciar que el mes con mayor producción de energía es el mes de marzo, con una producción cercana a los 65,000 kW, por el contrario, la menor producción de energía se dio en el mes de septiembre, con una producción aproximada a los 30,000 kW.

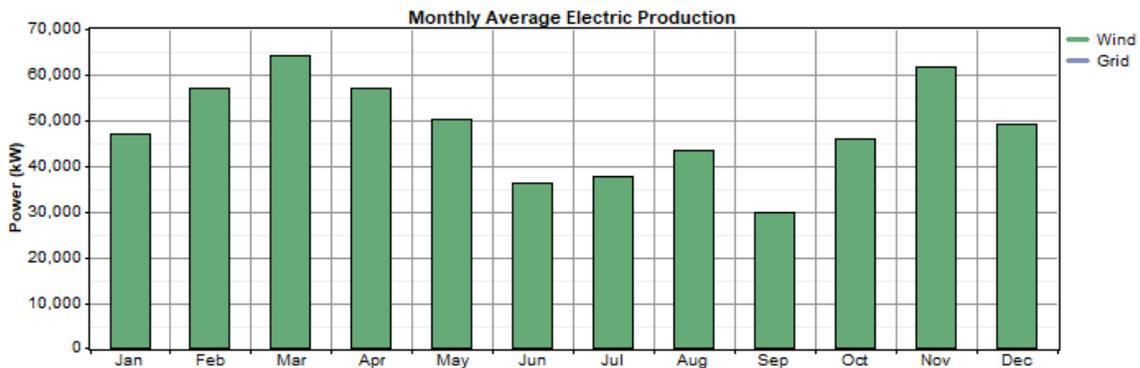


Figura 5.9: Promedios de producción de energía mensuales.

En la Figura 5.10 se muestran los precios de generación de electricidad por mes, se observa que los meses con mayor precio en la generación de energía eléctrica son los meses de febrero y octubre. Con los datos del precio de generación de electricidad se pueden calcular los ingresos mensuales y anuales.

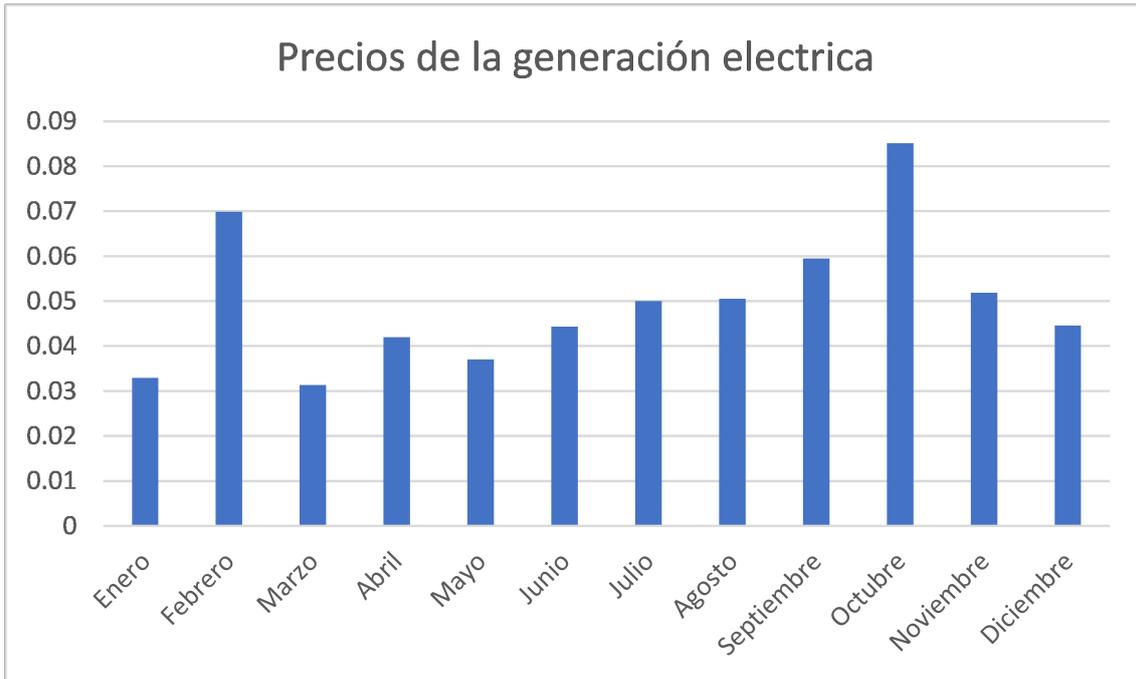


Figura 5.10: Precios de la generación eléctrica.

5.7 Producción eléctrica MATLAB

La Figura 5.11 presenta el perfil mensual de la producción de energía y las pérdidas utilizando datos MERRA-2, mientras que en la figura 5.12 con datos ERA5 donde se observa que no existe una diferencia significativa entre ellas lo cual genera una mayor confiabilidad de los datos del viento analizados.

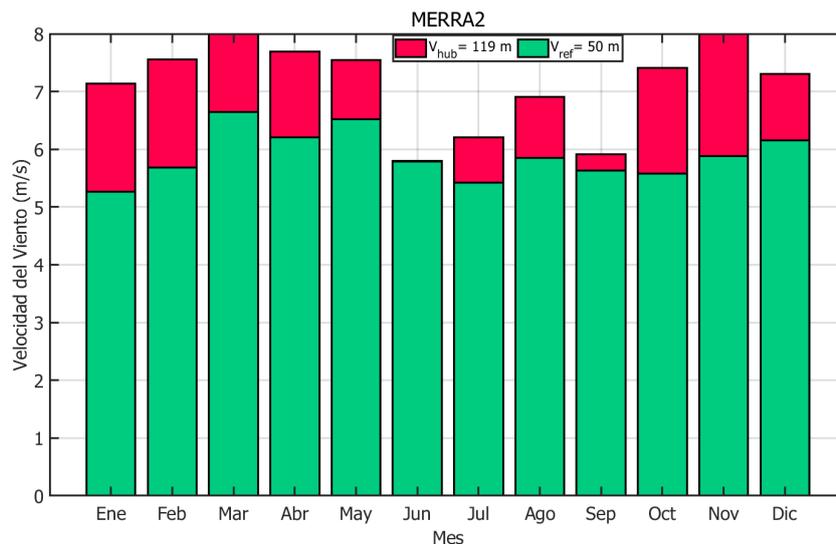


Figura 5.11: Promedio mensual de la producción eléctrica, MERRA-2.

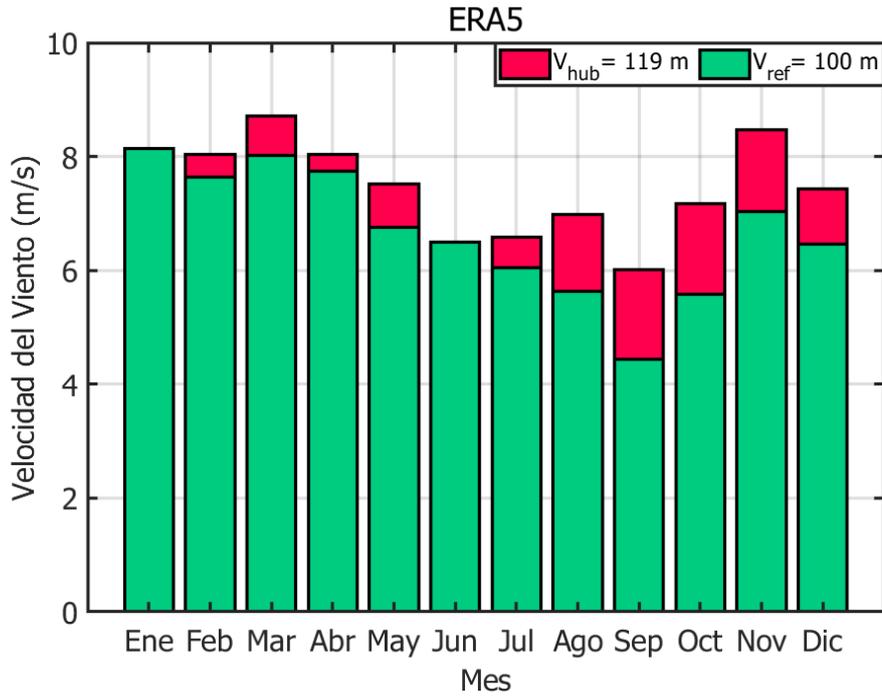


Figura 5.12: Promedio mensual de la producción eléctrica, ERA5.

En las figuras 5.13 y 5.14 se observa el perfil mensual de la producción de energía y las pérdidas.

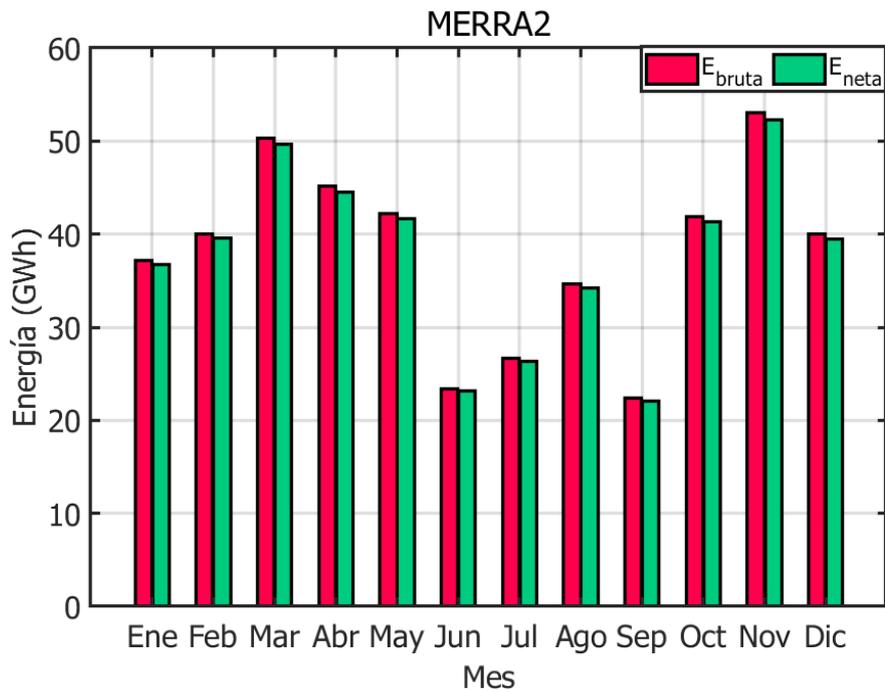


Figura 5.13: Perfil mensual de la producción de energía y pérdidas, MERRA-2.

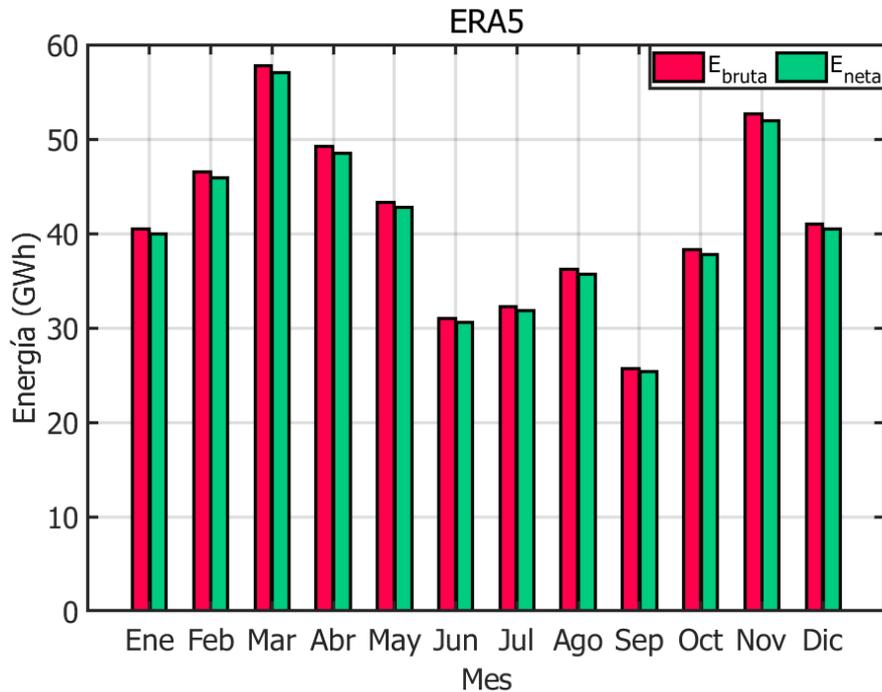


Figura 5.14: Perfil mensual de la producción de energía y pérdidas, ERA5.

5.8 Comparación de ingresos anuales

Los ingresos se calcularon con el programa Matlab, dentro de este análisis se compararon los datos de MERRA-2 y ERA5. En la Tabla 5.2 se observa que la diferencia de producción de energía entre ambas bases de datos es de 29.679 GWh y los ingresos varían en un rango de \$1,489,975.8 a \$2,083,465.8. Para los cálculos presentados en la Tabla 5.2 se usaron los precios PML's y los PML's agregando los CL's.

Tabla 5.2: Producción anual e ingresos.

Producción neta	MERRA-2	ERA5
Producción Anual (GWh)	365.447	395.126
Ingresos USD	\$18,345,349.40	\$19,835,325.20
	\$25,654,379.40	\$27,737,845.20

En la Figura 5.15 y 5.16 se muestra el valor anualizado de los ingresos del parque eólico off-shore comparado con el egreso que se tiene por turbina.

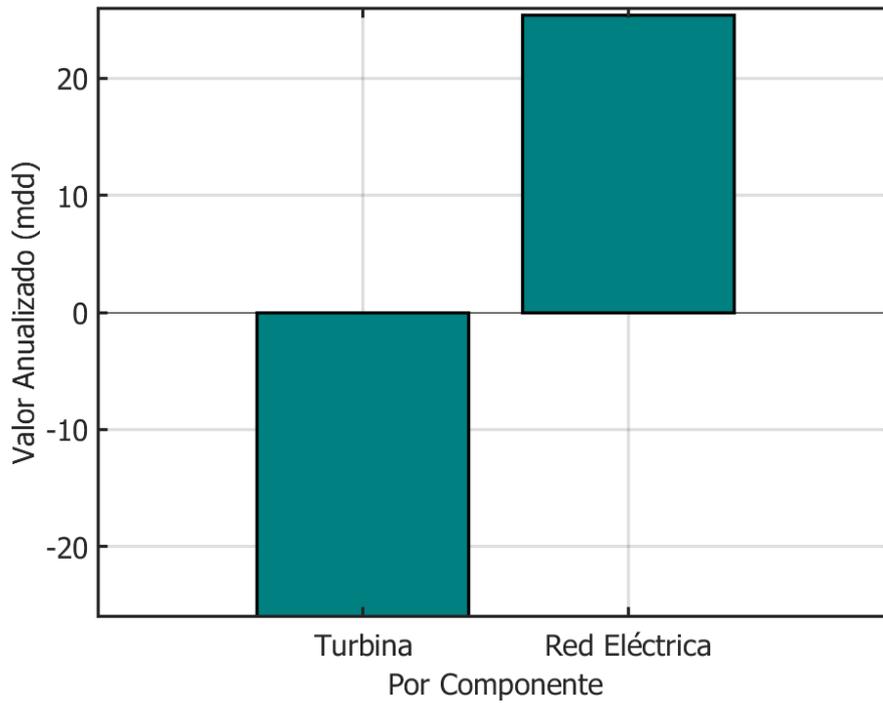


Figura 5.15: Valor anualizado MERRA-2.

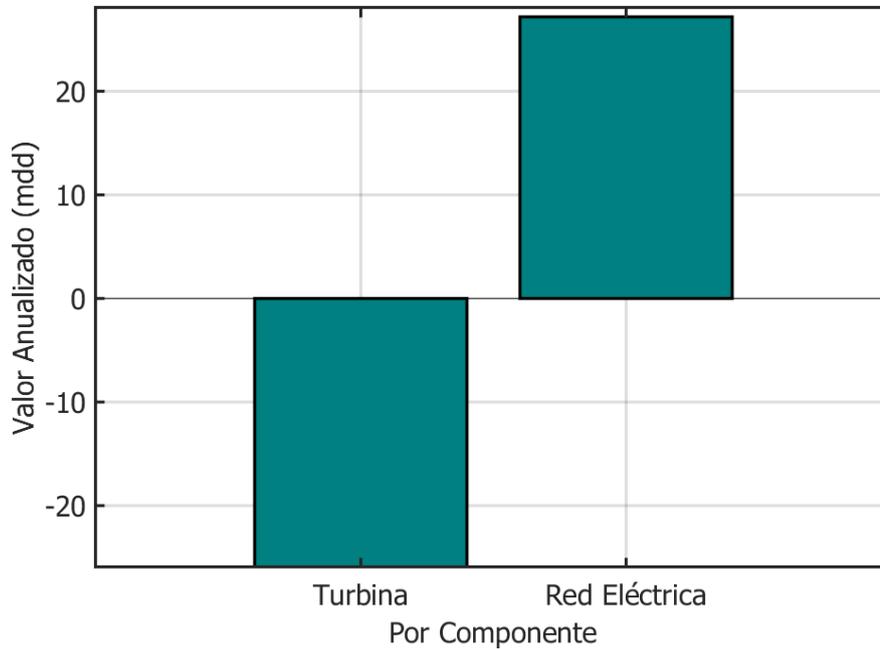


Figura 5.16: Valor anualizado ERA5.

En la Figura 5.17 se presenta el flujo de carga obtenida con la base de datos de MERRA-2, en ella se muestra el mismo costo de inversión que para ERA5 y tiene un ingreso contante de \$ 19,050,000 USD.

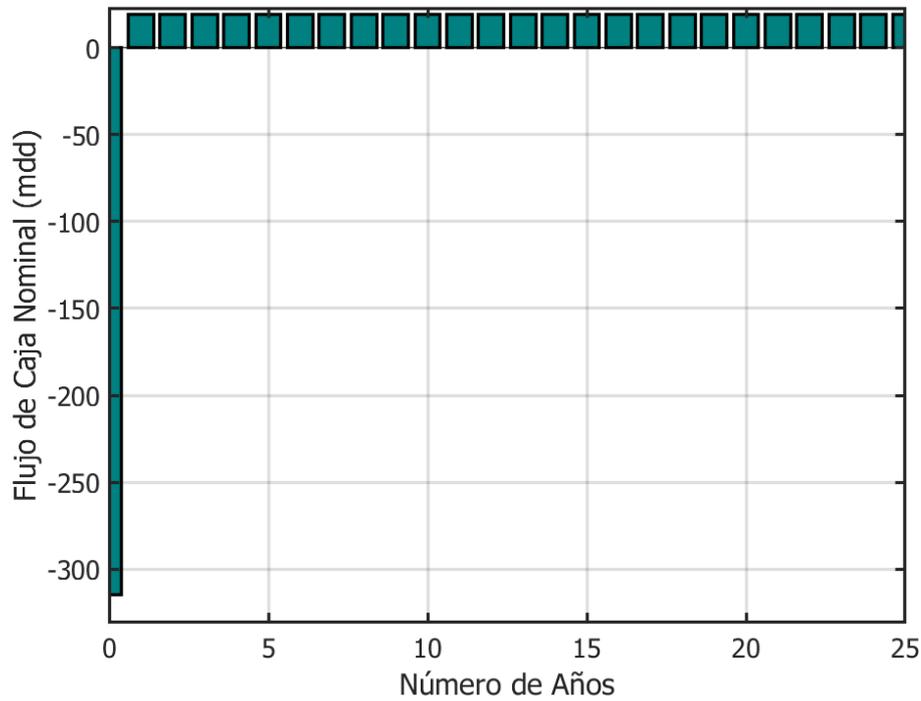


Figura 5.17: Flujo de carga MERRA-2.

Figura 5.18 es el obtenido al trabajar con la base de datos de ERA5, este flujo representa el costo de la inversión que en este caso fue de \$315,000,000 USD y los ingresos, que tienen un valor constante de \$20,850,000 USD.

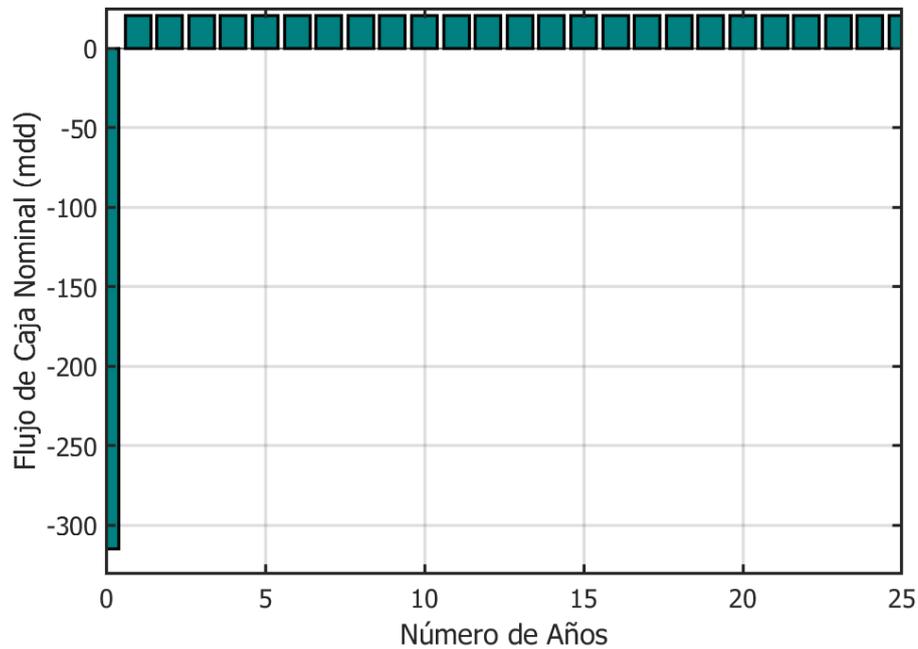


Figura 5.18: Flujo de carga ERA5.

Con los valores obtenidos en el flujo de caja y tomando un 2% del costo de inversión para los gastos de operación y mantenimiento, además de que la tasa de interés se tomó

un valor de 4 %, a partir de estos valores se obtuvo un retorno de inversión para el año 15, lo cual se observa en la Figura 5.19.

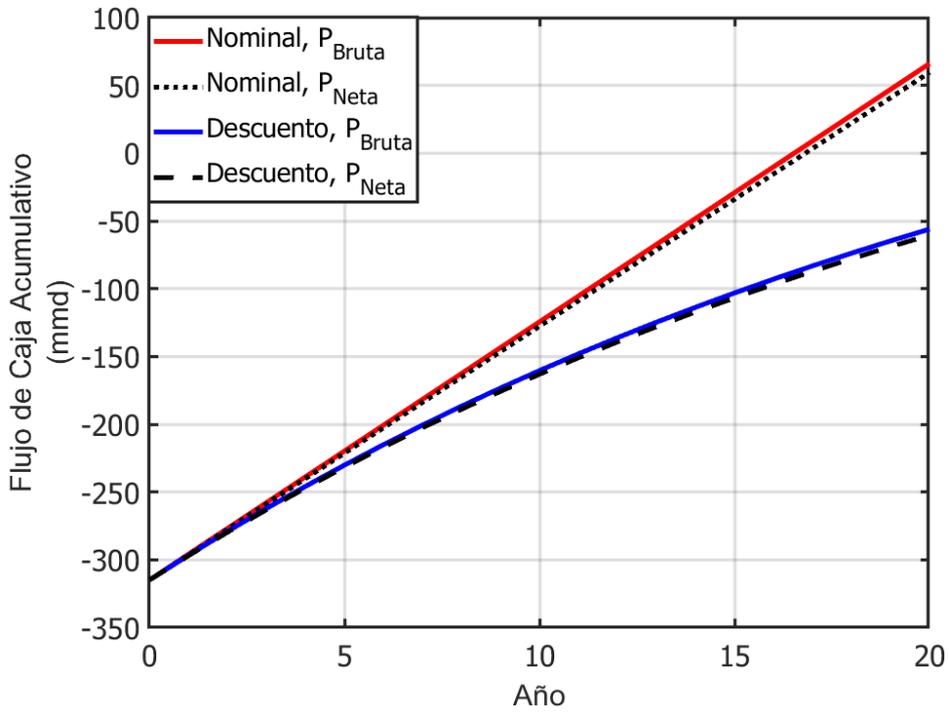


Figura 5.19: Flujo de caja acumulativo obtenido con MERRA-2.

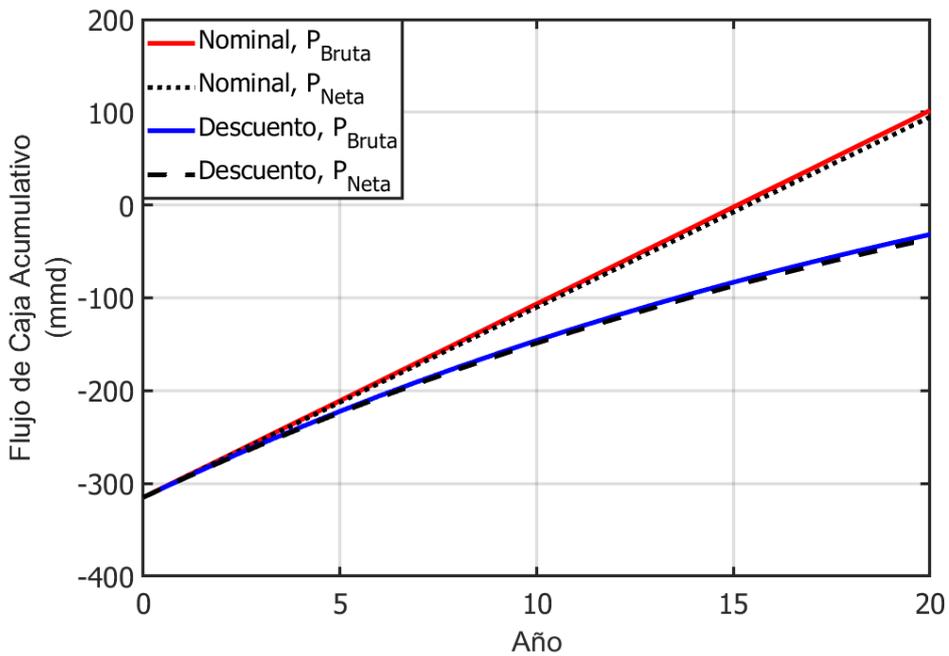


Figura 5.20: Flujo de caja acumulativo obtenido con ERA5.

5.9 Indicadores de rentabilidad

El VAN (Valor Actual Neto) mide el valor económico del proyecto, es el valor numérico que evalúa las inversiones. A continuación, se presenta la ecuación para calcularlo.

$$VAN = A + \sum_{i=1}^n \frac{Q_n}{(1+k)^n} \quad (5.3)$$

donde:

Q_n = Flujos de caja,

k = Tasa de descuento,

A = Inversión inicial,

n = Número de años de vida útil del proyecto.

Ahora se sustituyen los valores obtenidos en la ecuación 5.3

$$VAN = -315,000,000 + \sum_{i=1}^{25} \frac{20,850,000}{(1+4)^{25}} = -\$309,787,500$$

- Si el VAN es mayor a 0, la inversión producirá ganancias por encima de la rentabilidad exigida. Es una inversión rentable.
- Si el VAN es igual a 0, la inversión no generara perdidas ni ganancias.
- Si VAN es menor a 0, la inversión generara perdidas. No es una inversión rentable.

Una vez que se calculo el valor del VAN podemos determinar que al ser negativo el proyecto no generaría utilidades. Ahora calcularemos el valor del TIR. Cuando VAN tiene un valor de 0, la tasa de descuento (k) toma el nombre de TIR (Tasa Interna de Retorno). El TIR nos permite conocer la medida de rentabilidad de una inversión.

Si la el valor que se obtiene de TIR es mayor al valor de la tasa de descuento, se puede realizar el proyecto, por ende, se puede inferir que entre mas grande sea el valor de TIR el proyecto será más rentable.

5.10 Conclusión

El análisis económico considera diferentes parámetros para determinar si un proyecto es viable o no, para este análisis se tomaron en cuenta los costos de instalación, de mantenimiento y operación. En el programa de Matlab dados los resultados obtenidos se puede concluir que el proyecto no es rentable.

Análisis de sensibilidad

El análisis de sensibilidad financiero consiste en modificar el valor de alguna de las variables y con estos nuevos valores calcular el VAN para poder determinar si podemos mejorar nuestras estimaciones sobre el proyecto. En la Figura 6.1 se muestra el primer caso, donde se variaron los costos de capital en un rango de \$1,500 a \$3,500 USD/kWh y el interés real con una variación del 0 al 10 %, esto con el fin de ver el cambio en los Costos Nivelados de Energía (COE). Esta figura muestra una gráfica tridimensional, en la cual está representado el costo capital, el interés real y el COE. En la gráfica se observa que con un costo capital de \$3,300 USD/kW y un interés menor al 5 % obtendremos un COE de \$0.0368 USD/kWh. Podemos concluir que los valores que se encuentran en el tono naranja de la gráfica tienen un costo menor al precio de la energía.

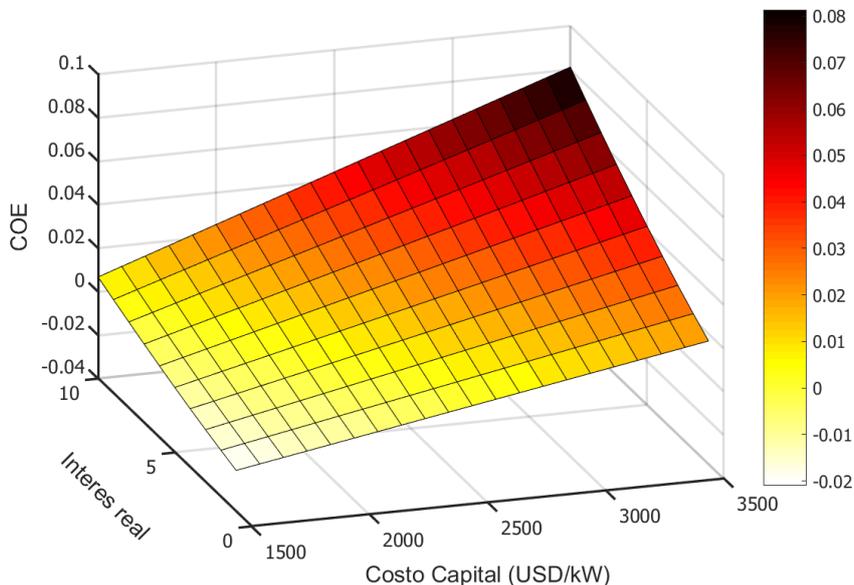


Figura 6.1: Costos Nivelados de Energía (USD/kW).

A continuación se presenta un segundo estudio, en la Figura 6.2 se muestra los costos capitales, el interés real y como estos afectan el costo presente neto. Las áreas que tienen un color naranja y rojo representan un valor NPC positivo, lo que implica que el proyecto es rentable bajo esas condiciones.

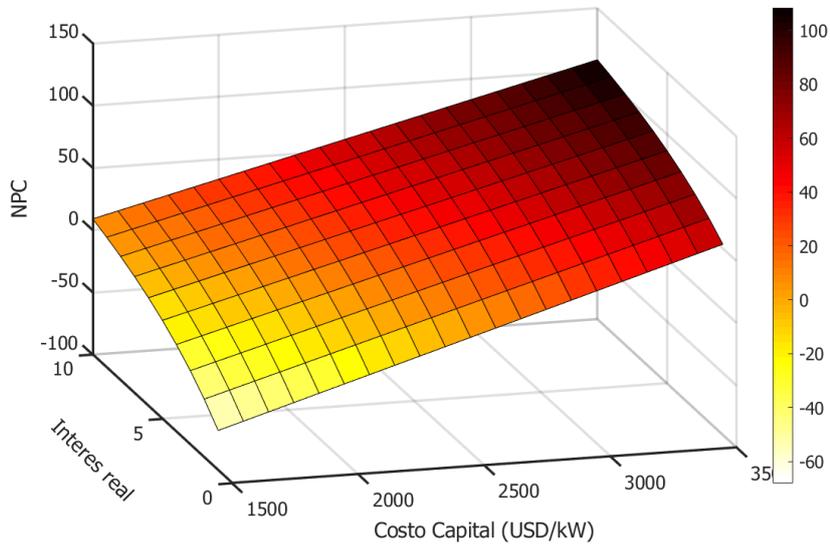


Figura 6.2: Costo Presente Neto.

Certificados de energías limpias en México

Los Certificados de Energía Limpia (CELs) buscan promover una mayor generación eléctrica a partir de fuentes de energía limpia que, en la mayor parte de los casos, se refieren a energías renovables. Este tipo de certificados fueron incluidos en la Reforma Energética como parte de la estrategia para cumplir nuestras metas. Los CEL son un instrumento estratégico para promover nuevos proyectos de inversión en la generación eléctrica y en conjunto con los contratos de cobertura representan un incentivo para los generadores de energía eléctrica limpia y los Suministradores interesados en materializar contratos de largo plazo que les permite cubrir sus necesidades específicas en los mejores términos.

La Ley de la Industria Eléctrica (LIE) define a las energías limpias como “aquellas fuentes de energía y procesos de generación de electricidad cuyas emisiones o residuos no rebasen los umbrales establecidos en las disposiciones reglamentarias” [13].

Algunos de los beneficios que tienen los CEL's para México se presentan en la figura 7.1.



Figura 7.1: Beneficio de los CEL's para México.

Fuente: www.cre.mxy.

Conclusiones

Aunque la energía eólica offshore tiene grandes ventajas como lo es la optimización de producción debido a vientos más fuertes, menor fatiga mecánica debido a una menor turbulencia, menor impacto visual y acústico, cabe mencionar que México aún no cuenta con una gran infraestructura para llevar a cabo un parque eólico de esta magnitud. De acuerdo al estudio que se realizó en el Municipio de Dzilam de Bravo, se pudo analizar que dicho sitio cuenta con buen potencial eólico, en sí, gran parte de la península de Yucatán. Otro de los aspectos que se llegaron analizar desde el punto de vista climático son los huracanes, como bien se sabe la Península cuenta con ciclones tropicales el cual es un riesgo que incrementaría las altas categorías del viento, es por ello que la norma IEC 61400-1 hace una recomendación de diseño para dichas zonas. Por otro lado al hacer los análisis con las bases de datos MERRA-2 y ERA5, tenemos una velocidad promedio de 6.63 m/s la cual de acuerdo a la tabla de clase de turbinas de viento para adaptarlas a diferentes condiciones de viento del sitio, está dentro de turbinas para una clase III y IV.

Dicho análisis se realizó para cubrir una capacidad de 105 MW, utilizando 35 aerogeneradores modelo Vestas V112/3000, cada aerogenerador tiene una potencia de 3 MW. Una vez seleccionado el aerogenerador se procedió con la distribución del parque en la cual se tenían que tener en cuenta las distancias debido al efecto estela y a las pérdidas eléctricas, se concluye que la distribución que se realizó cumple los parámetros de diseño establecidos. Para el flujo de caja se tomaron en cuenta los costos de 35 aerogeneradores y un remplazo del 85 % de la inversión inicial.

Se realizó el análisis económico del parque para poder determinar si era viable, se concluyó que la recuperación de la inversión sobre pasa los 15 años. El VAN nos mostró que el proyecto no generaría utilidades, además de que el TIR no supero el 4 %, por lo cual no es recomendable la implementación del parque.

Bibliografía

- [1] Asociación Mexicana de Energía Eólica (2010), “Panorama general de la energía eólica en México 2010”. Asociación Mexicana de Energía Eólica. México, 29 pp.
- [2] Greenalia The Green Company, “Eólica offshore”, obtenido de: <https://www.greenalia.es/lineas-de-negocio/eolica-offshore/>
- [3] Romero, S. (2022), “Parque eólico más grande del mundo”.
- [4] NASA (2000) Shuttle Radar Topography Mission. Colored elevation SRTM model of the Yucatan Peninsula.
- [5] Villarrubia, L., M., (2012) “Ingeniería de la energía eólica.
- [6] Vidal, H. R., (2014), “EVALUACIÓN DEL RECURSO EÓLICO EN LA UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE CIUDAD JUÁREZ”
- [7] IEC 61000-1, “Wind turbines-Part 1: Design requirements”, 2005, International standard.
- [8] REpower Systems SE, obtenido de: <https://es.wind-turbine-models.com/turbines/291-repower-6.2m126-offshore>.
- [9] Gamesa Corporación Tecnológica (Grupo Auxiliar METalurgico, SA), obtenido de: <https://es.wind-turbine-models.com/turbines/766-gamesa-g128-5.0mw-offshore>.
- [10] Zarate, E. (2021) En busca de la sustentabilidad de parques eólicos en la costa de Yucatán: Deficiencias y percepción pública de la Evaluación de Impacto Ambiental en México, Energy Policy, 158.
- [11] González C., D., (2018). ”Caracterización Eléctrica de Cables Trifásicos Submarinos”. Máster Universitario en Ingeniería Industrial.
- [12] Energy Efficiency & Renewable Energy, “Offshore Wind Market Report: 2021 Edition”, 2021.
- [13] ProMéxico. Informe Renewable Energy Policy Network for the 21st Century (REN21). Ley General de Cambio Climático. Comisión Reguladora de Energía (CRE). Centro Nacional de Control de Energía (CENACE).