



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA
ENERGÍA - SISTEMAS ENERGÉTICOS

ANÁLISIS DEL RECURSO EÓLICO EN PUERTO
PEÑASCO, SONORA CON DATOS DE REANÁLISIS

TESIS

QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:

MAESTRO EN INGENIERÍA

PRESENTA:

FIS. KARLA ALICIA GARCÍA RIVERA

TUTOR PRINCIPAL

DR. OSVALDO RODRÍGUEZ HERNÁNDEZ
INSTITUTO DE ENERGÍAS RENOVABLES

CIUDAD UNIVERSITARIA, CDMX, 2022



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

JURADO ASIGNADO:

Presidente: Dr. Ramos Mora Eduardo
Secretario: Dr. Domínguez Lozoya David Roberto
Vocal: Dr. Rodríguez Hernández Osvaldo
1er. Suplente: Dra. Magar Brunner Vanesa
2o. Suplente: Dr. Jarquin Laguna Antonio

La tesis se realizó en el Instituto de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México.

TUTOR DE TESIS:

Dr. Osvaldo Rodríguez Hernández
Instituto de Energías Renovables

Dedicatoria

Para mi familia Claudia Rivera, Domingo Garcia y Stephanya García, sus aspiraciones hacen crecer mis sueños y su inigualable apoyo los hace realidad y a Lya, quien me acompañó día y noche.

Agradecimientos

Mi más grande agradecimiento al Dr. Osvaldo Rodríguez Hernández por recibirme con los brazos abiertos al grupo de Energía Eólica del IER-UNAM, a pesar de la distancia siempre sentí su apoyo y compromiso. En el poco tiempo de conocernos aprecio que compartiera su valioso conocimiento sobre la energía eólica, me deja con grandes enseñanzas en lo académico y lo profesional. Gracias por su guía y compartir su experiencia y visión en este trabajo.

Quiero dedicar un agradecimiento especial al M. en I. Diego Arturo Canul Reyes por estar siempre disponible y ayudarme a resolver todas mis dudas con python en todo momento, sin su ayuda y constante apoyo esta tesis tal vez no hubiera concluido a tiempo. Además gracias por tomarte el tiempo de mencionarme sobre los correos y eventos importantes en el IER.

Expreso mi agradecimiento al M. en I. Gustavo Hernández por su disposición a brindarme asesoría y compartir su conocimiento conmigo.

Gracias a mis compañeros del grupo de energía eólica Alyn Castaño, Raymundo Cortés, Lourdes Zamora y Samuel Ruiz, gracias por permitirme ver sus proyectos de cerca y aprender de sus metodologías.

Gracias a mis compañeros de maestría Nat, Pedro, Hugo, Sofía y Jesus por su presencia online y amistad en esta temporada difícil.

Agradezco al M. en I. Kevin Alquicira Hernández, Técnico Académico de la Unidad de Cómputo, por su apoyo técnico brindado para el acceso y soporte a los equipos de cómputo de alto rendimiento de grupo de Energía Eólica.

Agradezco al proyecto 272063 "Fortalecimiento del campo de la energía eólica en el programa de Doctorado en Ingeniería campo de conocimiento en Energía con sede en el Instituto de Energías Renovables de la Universidad nacional Autónoma de México" por las facilidades brindadas para el desarrollo del presente proyecto.

Agradezco al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACyT) por la beca de estudios de posgrado otorgada, estos estudios de maestría fueron posibles gracias a este apoyo.

Agradezco a la Secretaría de Marina (SEMAR) a través de la Dirección General Adjunta de Oceanografía, Hidrografía y Meteorología por proporcionar los datos meteorológicos experimentales utilizados en este trabajo de la estación de Puerto Peñasco (2009-2020).

Resumen

Debido al cambio climático estamos buscando formas para encontrar sitios potenciales para la generación eléctrica con energía limpia. La evaluación del recurso como primer paso en la generación de energía, necesita de datos de velocidad de viento de calidad, por esta necesidad surge la metodología de la evaluación del recurso eólico con datos de reanálisis. Ya se han comprobado los beneficios y buen desempeño de esta metodología en muchas zonas del país para aplicaciones de gran capacidad. Sin embargo, para encontrar soluciones de cambio climático se debe estudiar dicha metodología aplicada a múltiples sectores, como global y regional y diferentes escalas de estudio, de ahí que aún existe un área de oportunidad para estudiar la eficacia de esta metodología para aplicaciones a pequeña escala. En esta tesis se analiza la capacidad de los datos de reanálisis de ERA5 para representar las velocidades de viento en el ámbito local en México (en Puerto Peñasco, Sonora) y además promover la generación con energía eólica de baja potencia. Al comparar las series temporales de velocidad de viento se observa una clara sobreestimación de las magnitudes de velocidad de viento de ERA5. Con los métodos estadísticos de correlación, gráfico y el coeficiente R de Pearson que mide el grado de asociación lineal entre dos conjuntos de datos, se seleccionaron 7 años para corregir el sesgo de la serie temporal de 41 años de ERA5. Se estimaron los factores de planta para las observaciones de $0.015 < CF < 0.07$, para ERA5 de $0.1 < CF < 0.15$ y para ERA5 con corrección de sesgo de $0.03 < CF < 0.06$. Los resultados demuestran el buen desempeño del método para la evaluación del recurso eólico con datos de reanálisis con corrección de sesgo en el ámbito local y para representar de forma histórica el potencial eólico del sitio. Se concluye que el potencial eólico del sitio no es suficiente para la generación con la tecnología propuesta por este estudio. Por último, se propone estudiar el potencial eólico con este enfoque para sitios en el país con distinta orografía.

Índice general

Dedicatoria	I
Agradecimientos	II
Resumen	III
1. Introducción	1
1.1. Recurso eólico local	1
1.2. Turbinas eólicas pequeñas	1
1.3. Evaluación del recurso eólico	2
1.3.1. Evaluación del recurso eólico local	3
1.4. Datos de reanálisis	4
1.4.1. Reanálisis con ERA5	4
1.5. Objetivo	5
1.5.1. Objetivos específicos	6
1.6. Estructura de la tesis	6
2. Marco teórico	7
2.1. Energía anual producida	7
2.2. Curva de potencia	7
2.3. Métodos estadísticos	8
2.3.1. Weibull	8
2.3.2. Interpolación bilineal	9
2.3.3. Corrección de sesgo	10
2.3.4. Coeficiente de correlación de Pearson	10
2.4. Factor de Planta	11
2.5. Datos de reanálisis con ERA5	11
3. Datos y métodos	13
3.1. Sitio de estudio	13
3.2. Tecnología seleccionada	14
3.3. Datos experimentales	15
3.4. Datos de reanálisis ERA5	17
3.5. Metodología	18

4. Resultados	21
4.1. Selección de años	22
4.2. Desempeño de ERA5 sin corrección de sesgo	27
4.3. Desempeño de ERA5 con corrección de sesgo	27
4.4. Factor de Planta anual	31
4.4.1. Comportamiento estacional	32
5. Conclusión	35
Bibliografía	37

En este capítulo introductorio se presenta el panorama de la evaluación del recurso eólico local y trabajos previos con datos de reanálisis. Además se delimitan los objetivos y se presenta la estructura del estudio.

1.1. Recurso eólico local

Los gradientes de presión, temperatura y el efecto Coriolis crean los patrones de vientos globales [1]. Los patrones de circulación locales, se denominan circulaciones atmosféricas de microescala; tales como la circulación de la brisa marina o brisas de valle y montaña. Estas también dependen de los patrones de vientos globales, sin embargo a alturas inferiores de los 100-200 m los patrones de viento son influenciados por las condiciones locales de la topografía de superficie [2], como las líneas de costa, la orografía y los obstáculos como casas y otras estructuras, esto se caracteriza por el parámetro de rugosidad de la superficie [3]. Por esta razón la velocidad del viento cerca del suelo tiende a ser menor en áreas de mayor rugosidad debido a la fricción. No obstante a esta escala también se puede aprovechar el recurso con tecnología para generación de pequeña capacidad, denominadas turbinas eólicas pequeñas (SWT por sus siglas en inglés), particularmente para esta escala, las turbinas de eje vertical (VAWT) tienen más ventajas que las turbinas de eje horizontal (HAWT) [4].

1.2. Turbinas eólicas pequeñas

Las turbinas eólicas pequeñas son adecuadas para necesidades de energía pequeñas, usualmente con tamaños menores a 10 kW, en esta clasificación se toman en cuenta las micro turbinas eólicas que van de 20 a 500 W. Estas turbinas se pueden instalar en residencias, comercios locales, veleros, u otras aplicaciones pequeñas fuera de la red [5]. Estas aplicaciones de baja potencia son una alternativa de energía limpia para contribuir a la mitigación del calentamiento global, ayudar a alcanzar los objetivos de descarbonización, apoyar el desarrollo económico de una región y satisfacer las necesidades energéticas locales con el fin de mejorar la accesibilidad y seguridad energética de comunidades rurales y subrepresentadas [6, 7].

Este tipo de tecnología tiene muchos beneficios, sobre todo el costo de inversión, generación y transmisión, así como menos requisitos de instalación, transporte y habilidades técnicas para instalar, operar, mantener y reparar [8, 9]. No obstante, su implementación deberá considerar la percepción social, cuestiones de salud, seguridad en torno a la tecnología, disminución de vibración y ruido y la calidad de vida de la comunidad. Además, el despliegue de turbinas eólicas pequeñas dependerá de la evolución de los precios de los combustibles fósiles, el interés de los inversionistas, las regulaciones e incentivos del gobierno para desarrollar este sector en áreas urbanas y periféricas [8].

1.3. Evaluación del recurso eólico

La primera etapa para la planeación de un proyecto de energía eólica siempre es la evaluación del recurso eólico. Este proceso consiste en utilizar conocimiento teórico y observacional de las condiciones de la región, la velocidad del viento, las curvas de potencia de las turbinas eólicas seleccionadas adecuadamente y métodos estadísticos que se utilizan para estimar la producción anual de energía de una planta eólica y sus costos relacionados para estimar el costo de producción de energía [3][9].

Esta etapa determinará si la estimación de la producción de energía, proveniente del recurso eólico, es suficiente para la instalación de una tecnología [10].

La metodología para la evaluación del recurso eólico se integra de las siguientes fases de análisis:

- Selección del sitio.
- Caracterización del recurso eólico y análisis de datos de viento.
- Modelos de cálculo de campos de vientos.

El sitio para la evaluación se selecciona debido al potencial que tienen sus recursos energéticos y necesidad de generación de energía. En caso de que no se cuenten con las observaciones meteorológicas de la zona, la caracterización del recurso consiste en: una campaña de medición, determinar los parámetros a medir, el equipo y el tratamiento de los datos. En la fase de análisis de datos, los datos del sitio se correlacionan con datos de la estación meteorológica más cercana, se caracteriza el recurso eólico a largo plazo, se calcula la densidad anual de potencia y se realiza una extrapolación vertical a la altura de la tecnología seleccionada. Para la última fase es común obtener una distribución de frecuencia de la velocidad de viento y ajustarla a una distribución de Weibull, entre otros métodos estadísticos, y calcular la densidad anual de potencia del sitio [11].

La información utilizada para la estimación de energía en el sitio se recolecta de la estación anemométrica más cercana. En México existen 403 Estaciones meteorológicas de Superficie (EMAS) propiedad de CONAGUA y otras instituciones, de las cuales 32 pertenecen a la Secretaría de Marina (SEMAR) [12].

Con los datos obtenidos de la estación se hace un análisis estadístico y con la curva de potencia de un aerogenerador se puede obtener el potencial energético de un lugar y conocer si es viable instalar un proyecto eólico en una zona determinada.

1.3.1. Evaluación del recurso eólico local

La evaluación del recurso es principalmente importante para las zonas locales de nuestro país, esta se puede utilizar para justificar más investigaciones e inversiones para determinar la viabilidad de futuros proyectos de tecnología eólica que eventualmente promoverán el desarrollo económico de la región. Algunas de las ventajas del análisis del recurso eólico local son: mayor acceso a la electricidad, desarrollo económico, ahorro en costos de electricidad, conexión al sistema eléctrico de la región y compatibilidad del uso del terreno con otras actividades productivas.

Para la evaluación en microescala del recurso eólico Fields J. (2016) menciona que el propósito de este proceso es desarrollar una estimación razonable de cuánta energía producirá un sitio eólico e identificar qué turbinas, según los parámetros de diseño, son las más adecuadas para las condiciones de ese lugar.

La evaluación del sitio para sistemas de energía eólica pequeños es uno de los factores clave en la instalación, operación y rendimiento exitoso de una pequeña turbina eólica [5]. A pesar de ello, actualmente se enfrenta a limitantes de investigación y desarrollo. Algunos de ellos son: la predicción precisa de la producción anual de energía, carencia de datos o falta de acceso a ellos, complejidad en el análisis por el ruido en los patrones de viento, consecuencia de la interacción del viento con la topografía, y los campos de turbulencia, otra limitante es la restricción económica para instalar equipos de medición en el sitio, ya que este puede ser tan costoso como la propia turbina eólica pequeña [8, 13].

Fields J. (2016) define dos enfoques para la metodología de la evaluación del recurso eólico: el enfoque basado en modelos y el enfoque basado en mediciones [13]. Debido a los retos ya mencionados, el primer enfoque utiliza conjuntos de datos preexistentes, como mapas de viento o datos de reanálisis, se obtienen estadísticas meteorológicas y luego estas se corrigen o escalan a la altura, ubicación de la turbina y las condiciones específicas del sitio, este enfoque no incluye mediciones en el sitio potencial de emplazamiento, sin embargo puede incluir una evaluación de datos medidos en una ubicación cercana o visitas al sitio.

El enfoque basado en mediciones sí cuenta con las mediciones in situ del posible emplazamiento, de torres meteorológicas o dispositivos de detección remota. Adicionalmente para reducir la incertidumbre de las mediciones se pueden combinar con otros modelos o herramientas estadísticas [13]. Es por eso que los resultados de la evaluación dependen de la cantidad y calidad de los datos utilizados para su análisis. Algunas de las causas de errores en los datos son la falta de sensores, daños en la estación, recolección de datos intermitente.

Actualmente se propone usar el enfoque basado en modelos con datos de reanálisis como una herramienta de análisis del recurso, permite una mejor eva-

luación del recurso a diferencia de solo contar con las observaciones preexistentes, que además de tener menor información histórica presentan intervalos temporales sin información.

1.4. Datos de reanálisis

Los datos de reanálisis son un conjunto de datos de variables meteorológicas globales con resolución espacial y temporal constante durante 3 o más décadas, estos incorporan millones de observaciones en un sistema estable de asimilación de datos que permite estudiar una serie de procesos climáticos [14].

1.4.1. Reanálisis con ERA5

ERA5 es un producto de reanálisis desarrollado por el Centro Europeo para Pronósticos Meteorológicos a Medio Plazo (ECMWF [15]). ERA5 provee datos de reanálisis que proporcionan estimaciones globales horarias de las variables atmosféricas, terrestres y oceánicas. ERA5 combina grandes cantidades de observaciones históricas en estimaciones globales utilizando sistemas avanzados de modelado y asimilación de datos. Tiene una resolución espacial horizontal de 30 km y vertical de 137 niveles. Una temporalidad histórica de 41 años y proporciona datos a alturas de 10 y 100 metros. ERA5 incluye información sobre incertidumbres para todas las variables a resoluciones espaciales y temporales reducidas [16]. Recientemente se han hecho estudios de energía eólica con reanálisis que comprueban la capacidad de estos datos para reproducir patrones de viento y factores de planta a escala global y regional. Por ejemplo, Morales-Ruvalcaba et al. (2020) utilizan MERRA-2 para evaluar la capacidad del reanálisis para representar las velocidades del viento en México, al estimar (con curvas de potencia de aerogeneradores de 1.5 y 2 MW de potencia) y comparar los factores de planta de 24 estaciones en tierra distribuidas en 6 regiones del país y una granja eólica; concluyeron que MERRA-2 puede reproducir bien las observaciones (después de una corrección de sesgo), pero no en todos los sitios, en general, MERRA-2 es bueno para evaluar la variabilidad interanual y análisis a largo plazo de la producción de energía eólica [17].

En el caso de la energía eólica mar adentro, Soares et al. (2020) utilizan ERA5 para evaluar el recurso disponible de las Zonas económicas exclusivas (EEZs) a nivel global [18], mientras que Canul-Reyes et al. (2021) estudian y comparan el potencial eólico en el Golfo de México con MERRA-2 y ERA5. En este caso se comprobó que ERA5 muestra mejores resultados que MERRA-2, por esta razón se estimaron los factores de planta en zonas seleccionadas del Golfo, con los datos de reanálisis de ERA5, con dos curvas de potencia de aerogeneradores de 5 y 10 MW de 90 y 119 metros de altura del rotor respectivamente [19].

Gualtieri (2021) estudia a nivel global donde compara ERA5 con datos de estaciones a alturas mayores de 40 metros. Sus resultados muestran que, en mar adentro, ERA5 es capaz de predecir eficazmente la velocidad del viento y la producción

de energía para alturas medias de 40 a 60 m y elevadas de 80 a 100 m. En tierra, ERA5 demuestra ser confiable para evaluar el potencial de energía eólica en sitios llanos. Sin embargo, se debe ser cautelosos al usar ERA5 en ubicaciones costeras, sitios de topografía compleja como montañas y sitios de uso de suelo complejo como bosques [20].

En el mismo año, Thomas et al. evalúan qué tan bien reproducen las observaciones de viento tres modelos de reanálisis (ERA-Interim, ERA5 y MERRA-2) en las costas de México: los estados de Baja California Sur, Sinaloa, Chiapas, Oaxaca y Yucatán. Encontraron que las correlaciones entre modelo y observaciones cambian entre las diferentes regiones de México. De los tres conjuntos de datos de reanálisis, ERA5 mostró las mejores estimaciones, aun que, debido a la compleja topografía costera de la región, los patrones de viento de Baja California Sur fueron los peores representados [21].

Sheridan et al. (2022) estudian el desempeño de la evaluación del recursos eólico para aerogeneradores pequeños (alturas de 10 a 50 m) en Estados Unidos con tres modelos de reanálisis: WIND Toolkit, ERA5 y MERRA-2. Sus resultados muestran que WIND Toolkit, ERA5 y MERRA-2 sobrestiman las velocidades del viento observadas inferiores a 5 m/s y por el contrario subestimar las velocidades de viento observadas más grandes [6].

En 2022 la M.I. Lourdes Zamora estudia la eficacia de los datos de reanálisis de ERA5 para representar el recurso eólico regional en México y su relación con la demanda eléctrica del país. Comprobó que ERA5 proporciona estimaciones subestimadas por lo que aplicó una corrección de sesgo que proporcionó resultados más precisos [22].

Estos estudios han demostrado que aunque la eficacia para la evaluación del recurso a nivel global y regional con datos de reanálisis es buena por su gran intervalo temporal, se tiene que hacer una corrección de sesgo para acercar mejor el modelo a la realidad.

A pesar de la amplia revisión del tema, no se ha aplicado una evaluación a pequeña escala, es decir con la perspectiva local y para turbinas eólicas pequeñas (producción de baja potencia) en México. Por esta razón el enfoque de esta tesis es analizar el recurso con datos de reanálisis en el ámbito local en Puerto Peñasco, Sonora con un aerogenerador de pequeña capacidad, que como consecuencia de la naturaleza del recurso a una distancia corta de la superficie aumenta la complejidad del análisis. Este estudio con enfoque local y producción de baja potencia plantea los siguientes objetivos y objetivos específicos.

1.5. Objetivo

Estudiar la efectividad de la metodología con datos de reanálisis como una herramienta para la evaluación del recurso en Puerto Peñasco, Sonora con fines de generación eólica de baja potencia en el sitio.

1.5.1. Objetivos específicos

- Comprobar la calidad de los datos recolectados de la estación, tanto su integridad temporal, utilizando máscaras para los datos no disponibles, como verificar que la magnitud de las variables tengan sentido físico.
- Hacer un análisis comparativo entre las observaciones en sitio y el modelo de reanálisis usando técnicas estadísticas.
- Estimar la energía anual producida y factor de planta, con un aerogenerador de baja potencia.

1.6. Estructura de la tesis

Esta tesis presenta cuatro capítulos, organizados de la siguiente manera. Primero el capítulo 1 presenta la justificación, enfoque y los objetivos a cumplir del estudio, inspirados en la falta de una investigación que compruebe qué tan bien los datos de reanálisis representan el viento local en un sitio en México. En el capítulo 2 se revisan los conceptos sobre producción de energía de una turbina eólica, los métodos estadísticos utilizados y una revisión más amplia sobre los datos de reanálisis de ERA5. Las características de las observaciones y datos de reanálisis utilizados para esta evaluación y la metodología para compararlos se explican en el capítulo 3. Los resultados obtenidos se presentan en el capítulo 4. Por último, las conclusiones se presentan en el capítulo 5.

En este capítulo se presentan los fundamentos teóricos y estadísticos necesarios para llevar a cabo este trabajo.

2.1. Energía anual producida

Conociendo las estadísticas del viento, se puede hacer una estimación de la energía que se podría conseguir con un determinado aerogenerador en un periodo de un año. Se puede calcular con siguiente ecuación 2.1.

$$EAP = \sum_{t=1}^N P(U)\Delta t \quad (2.1)$$

Donde Δt es el intervalo de tiempo de un año en horas, $P(U)$ es la potencia del aerogenerador para la rapidez U y N es la cantidad de datos observados.

2.2. Curva de potencia

La potencia de cada aerogenerador es caracterizada por la curva de potencia, que muestra la potencia esperada frente a la velocidad del viento para un diseño de turbina y una densidad del aire determinados. Esta tiene una forma típica que se muestra en la figura 2.1.

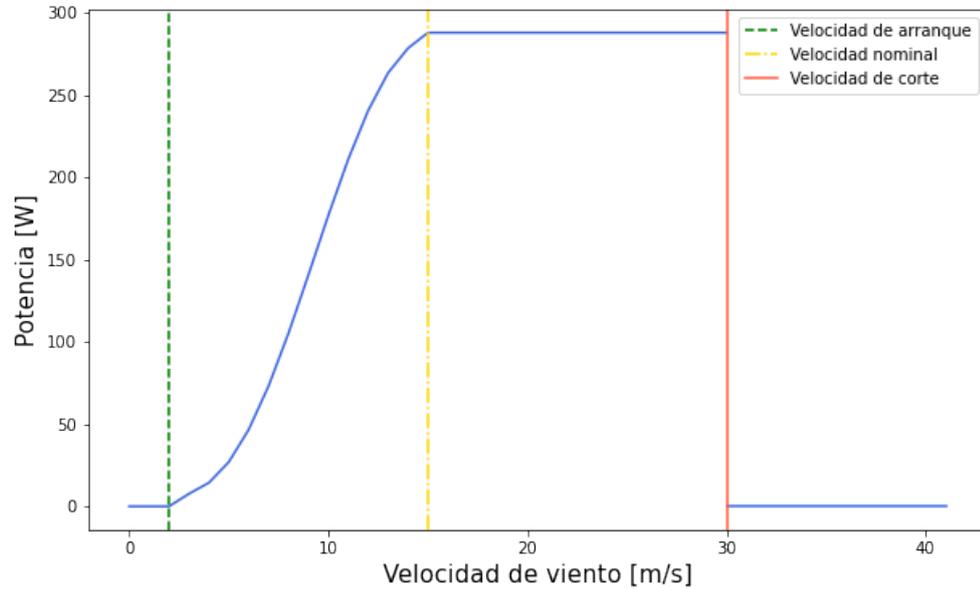


Figura 2.1: Curva de potencia de un aerogenerador típico.

donde v_{in} es la velocidad del viento de arranque, superada esta velocidad el aerogenerador produce energía, en la figura 2.1 se puede notar que la potencia aumenta con cierta pendiente; v_r es la velocidad del viento a la cual la turbina alcanza su potencia nominal P_r y v_{out} es la velocidad de corte, sobre la cual el aerogenerador debe ser apagado para su protección.

Con esta información se puede hacer una estimación de la energía que producirá dicho aerogenerador dependiendo de la velocidad de viento en el sitio donde este se encuentre.

2.3. Métodos estadísticos

2.3.1. Weibull

La distribución que mejor representa las mediciones experimentales de la variación en la velocidad media del viento por hora durante un año es la función de densidad de probabilidad de Weibull [1, 23] y se expresa como:

$$f(U) = \frac{k}{c} \frac{U^{k-1}}{c} \exp\left[-\frac{U^k}{c}\right] \quad (2.2)$$

Esta depende de dos parámetros: k , un factor de forma y c , un factor de escala, donde $f(U)$ es la función de densidad de probabilidad de Weibull, U es la rapidez de viento. Dependiendo de los parámetros k y c la distribución adopta diferentes formas como se muestra en la figura 2.2.

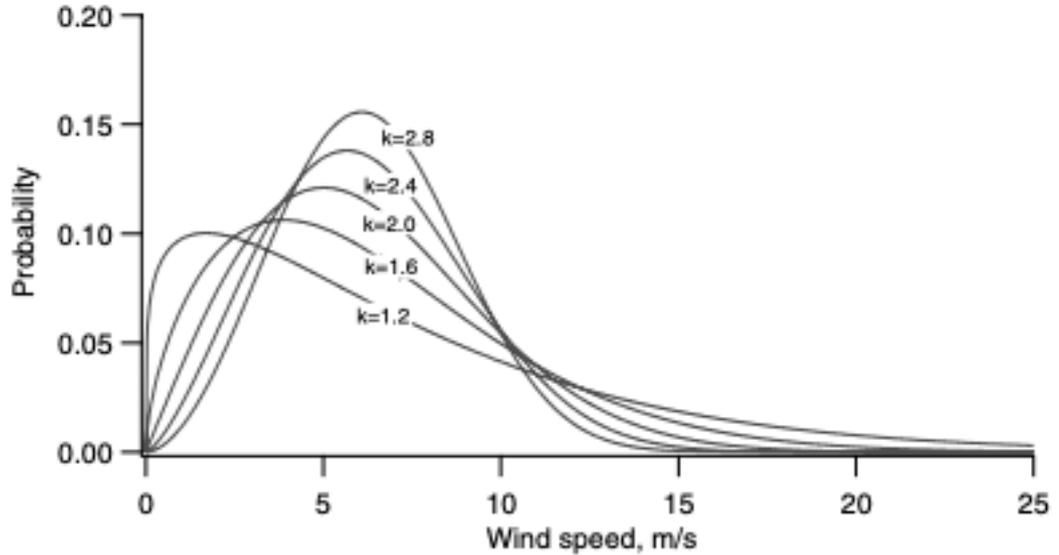


Figura 2.2: Ejemplo de la función de densidad de probabilidad de Weibull, Obtenido de [23]

Para cinco valores de k diferentes, se observa que cuando k aumenta, la distribución tiene un pico más pronunciado, lo que indica que hay menos variación de la velocidad del viento.

2.3.2. Interpolación bilineal

La interpolación bilineal, o interpolación lineal en dos dimensiones, es utilizada en este estudio para extraer los datos de viento del punto específico de interés, $f(x, y)$, estos se obtienen a partir de los datos de reanálisis conformados por una red de puntos globales.

Este método requiere de los datos de cuatro puntos, pertenecientes al grid de ERA5, cercanos a la ubicación del sitio, definidos como: $f(x_1, y_1)$, $f(x_2, y_1)$, $f(x_1, y_2)$ y $f(x_2, y_2)$. Después se procede a realizar las siguientes interpolaciones unidimensionales [24].

Primero con 2.3 se obtiene $f(x, y_1)$:

$$f(x, y_1) = f(x_1, y_1) + \frac{f(x_2, y_1) - f(x_1, y_1)}{x_2 - x_1}(x - x_1) \quad (2.3)$$

Después con 2.4 se obtiene $f(x, y_2)$:

$$f(x, y_2) = f(x_1, y_2) + \frac{f(x_2, y_2) - f(x_1, y_2)}{x_2 - x_1}(x - x_1) \quad (2.4)$$

Por último, usando 2.3 y 2.4 se realiza una interpolación unidimensional para obtener $f(x, y)$, los datos de viento de la ubicación deseada (x, y) .

$$f(x, y) = f(x_1, y_1) + \frac{f(x, y_2) - f(x, y_1)}{y_2 - y_1}(y - y_1) \quad (2.5)$$

2.3.3. Corrección de sesgo

Generalmente cuando se requieren datos históricos climáticos globales se opta por bases de datos de libre acceso, como ERA5, que son generados por modelos climáticos globales (GCM), esto da un buen panorama del clima global. Sin embargo, estos modelos pueden presentar sesgos que pueden ocurrir por errores sistemáticos producidos por los modelos climáticos, parametrización imperfecta del modelo, longitud y calidad inadecuadas de los datos de referencia o resolución espacial insuficiente [25].

En especial, la resolución espacial es una limitante para la actividad de evaluación meteorológica regional o local. Es decir, los eventos a escala regional y local no están bien representados en modelos climáticos globales, no obstante, su capacidad histórica es muy importante en esta actividad. Por esta razón, se han desarrollado técnicas de corrección de sesgo para superar estas limitaciones y minimizar el sesgo de la información climática global para llegar a un conjunto de datos corregidos que sí represente los datos observados regionales o locales [26].

Uno de los métodos más usados es el mapeo de cuantiles (QM). Este método lo describe Zamora L. (2022) de la siguiente forma: determinar los valores percentiles de las observaciones y modelo, después encontrar la diferencia entre las observaciones y modelos para cada percentil; este será el valor de corrección, como siguiente paso, identificar el percentil proporcional para cada valor de la serie temporal del modelo y por último aplicar la corrección a la serie temporal del modelo restando el valor de corrección a cada valor de la serie temporal del modelo [22].

La corrección de sesgo se puede visualizar con diagrama de tipo cuantil-cuantil (Q-Q); es decir, los datos del modelo sin corregir y corregidos contra las observaciones. Esto representado con gráficas de dispersión o de tipo bivariados de estimación de densidad del kernel (KDE).

Por último, de estudios recientes de corrección de sesgo se puede concluir que para un análisis del recurso eólico con escala regional los datos obtenidos de modelos tienden a estar subestimados en comparación con las observaciones [22][19].

2.3.4. Coeficiente de correlación de Pearson

El análisis de correlación es una forma de determinar el grado de asociación entre dos variables. El coeficiente de correlación R de Pearson (Producto-Momento), desarrollado por Pearson (1896), mide el grado de correlación lineal entre dos variables [27].

El coeficiente varía entre -1 y $+1$, donde 0 implica que no hay correlación y las correlaciones de -1 ó $+1$ indican que hay una relación lineal inversa o directa. En la ecuación 2.6 muestra el cálculo de este coeficiente.

$$R = \frac{\Sigma(x - m_x)(y - m_y)}{\sqrt{\Sigma(x - m_x)^2 \Sigma(y - m_y)^2}} \quad (2.6)$$

Donde m_x es el valor promedio de x y m_y es el promedio de y [28]. La tabla 2.1 muestra el grado de fuerza de correlación que dependen de un intervalo aproximado del coeficiente.

Intervalo de R	Interpretación
0.90 a 1.00	correlación muy alta
0.70 a 0.89	correlación alta
0.50 a 0.69	correlación moderada
0.30 a 0.49	baja correlación
0.00 a 0.29	poca o ninguna correlación

Tabla 2.1: Escala para evaluar el coeficiente de correlación, traducido y obtenido de [27]

El coeficiente ofrece un solo número que resume la relación lineal entre las variables. La gráfica de dispersión de las variables ofrece información visual como los valores atípicos, una línea recta cuando sí existe correlación y puntos altamente dispersos cuando no hay correlación entre las variables.

2.4. Factor de Planta

El factor de planta (Capacity Factor) es un indicador de la capacidad de una tecnología de producir energía. Se describe de la siguiente manera:

$$CF = \frac{EAP}{(\text{Potencia nominal})(\text{Tiempo})} \quad (2.7)$$

Es una razón entre la energía real generada y la energía que se produciría si la tecnología siempre genera su potencia nominal.

2.5. Datos de reanálisis con ERA5

El Centro Europeo de Previsiones Meteorológicas a Mediano Plazo (ECMWF) es una organización que produce bases de datos de variables meteorológicas a través de la asimilación de datos, estiman condiciones iniciales para modelos a partir de observaciones meteorológicas. El propósito de la asimilación de datos es

determinar el mejor estado atmosférico posible mediante observaciones y pronósticos a corto plazo. La asimilación de datos suele ser un procedimiento secuencial de paso de tiempo, en el que se compara un modelo anterior con las observaciones recién recibidas, luego se actualiza el estado del modelo para reflejar las observaciones, se inicia un nuevo pronóstico [29].

El reanálisis es el proceso mediante el cual se utiliza un sistema de asimilación de datos que utiliza modelos numéricos y observaciones [30]. Estos datos contienen estimaciones de parámetros atmosféricos como la temperatura del aire, la presión y el viento a diferentes altitudes, y parámetros superficiales como las precipitaciones, el contenido de humedad del suelo, la altura de las olas oceánicas y la temperatura de la superficie del mar [31].

Los datos obtenidos con este proceso se almacenan en una base de datos, ERA5 es un ejemplo de este, es la quinta generación actualizada de ECMWF. Las observaciones que ERA5 utiliza provienen de aproximadamente 90 instrumentos satelitales además de observaciones en superficie y aeronaves. El proceso de reanálisis comienza con el Integrated Forecast System IFS, Ciclo y41r2 y el método de asimilación 4D-Var (Four-Dimensional Variational data assimilation). De esta manera ERA5 proporciona estimaciones por hora de una gran cantidad de variables climáticas atmosféricas, terrestres y oceánicas, con una resolución espacial horizontal de 31 km, 137 niveles verticales que van desde la superficie hasta 0.01 hPa (≈ 80 km). Proporciona información de las componentes de velocidad de viento a 10 y 100 metros de altura [32]. ERA5 tiene una temporalidad histórica desde 1979 a la actualidad (41 años) y se publican actualizaciones mensuales dentro de los 3 meses de tiempo real y actualizaciones diarias preliminares dentro de los 5 días de tiempo real.

Se ha presentado el marco teórico con los conceptos y métodos estadísticos utilizados en la estimación de la producción de energía con una turbina eólica y una revisión de los datos de reanálisis de ERA5. En el siguiente capítulo se mencionarán las características del sitio de estudio, la tecnología seleccionada, los datos de viento utilizados, tanto observaciones como reanálisis, y se explicará la metodología aplicada para comparar y evaluar el recurso en el sitio.

Se presentaron los antecedentes y conceptos teóricos del estudio. En este capítulo se describe el sitio de estudio, los datos utilizados y la metodología.

3.1. Sitio de estudio

Sonora ocupa el primer lugar en consumo eléctrico por habitante en México [33] y es una de las entidades con mayor consumo de hidrocarburos a nivel nacional. A pesar de esto, Sonora es principalmente importador de recursos energéticos tanto nacional como internacionalmente; ya que se reconocen solo 6 provincias productoras petroleras en el Estado y, tanto SENER como PEMEX, no reconocen que posea yacimientos de Gas Natural. Por esta razón la diversificación de tecnologías para generación eléctrica es necesaria para Sonora [34]. Con el fin de aprovechar los recursos energéticos de la zona y al mismo tiempo cumplir con los objetivos de producción de energía limpia y mitigar las emisiones de los gases de efecto invernadero. Es decir reducir la huella ecológica del sector y mitigar el impacto sobre el medio ambiente al aprovechar el potencial de recursos renovables del país.

El estado de Sonora en México es conocido por su gran potencial en recursos renovables, principalmente en energía solar y eólica, que necesita ser estudiada y aprovecharla permitiría reducir costos económicos en general, aumentar la productividad, mejorar accesibilidad y mitigar impactos ambientales. De acuerdo con el Mapa de Ruta Tecnológica de Sonora [34], el estado cuenta con 8.4% del potencial nacional de fuentes renovables de energía, de las cuales la energía solar representa las dos terceras partes, ya que recibe hasta un 45% más irradiación solar que el promedio nacional, especialmente en el norte del Estado.

El potencial del recurso eólico del Estado se concentra principalmente en Puerto Peñasco de acuerdo con los mapas realizados por U.S. Department of Energy [35].

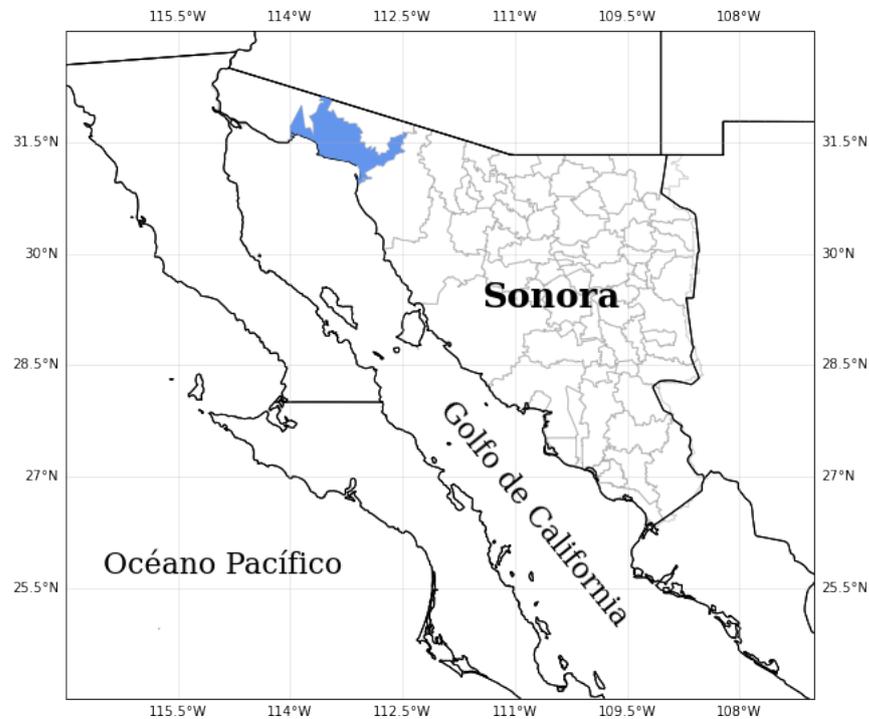


Figura 3.1: El sitio de estudio, Puerto Peñasco, está sombreada con color azul en el estado de Sonora, México.

Las coordenadas geográficas de la ciudad de Puerto Peñasco son longitud $113^{\circ}32'52''\text{W}$ y latitud $31^{\circ}19'36''\text{N}$. Esta tesis pretende contribuir con el estudio de este recurso como una primera etapa de su evaluación. Como parte de esta, se propone el aprovechamiento del recurso por medio de un aerogenerador de baja potencia, de esta forma se fomenta la generación distribuida del país.

3.2. Tecnología seleccionada

El nombre de la tecnología es HoYi por V-AIR wind technologies, con un sistema de batería de respaldo, es un aerogenerador de eje vertical de 1.3 metros de altura de fibra de vidrio que pesa 41 kg. Fue seleccionado para la generación off-grid de Puerto Peñasco debido a sus características, además de su versatilidad y facilidad de: mantenimiento, generación, transporte e instalación en sitio y producción a bajas velocidades.

Las especificaciones de la turbina se presentan en la tabla 3.1 y la curva de potencia de la tecnología en la figura 3.2.

	Desempeño HoYi 200
Velocidad de arranque	2 m s^{-1}
Velocidad nominal	12 m s^{-1}
Velocidad de corte	30 m s^{-1}
Potencia nominal	200 W

Tabla 3.1: Especificaciones de la turbina de eje vertical HoYi 200 [36].

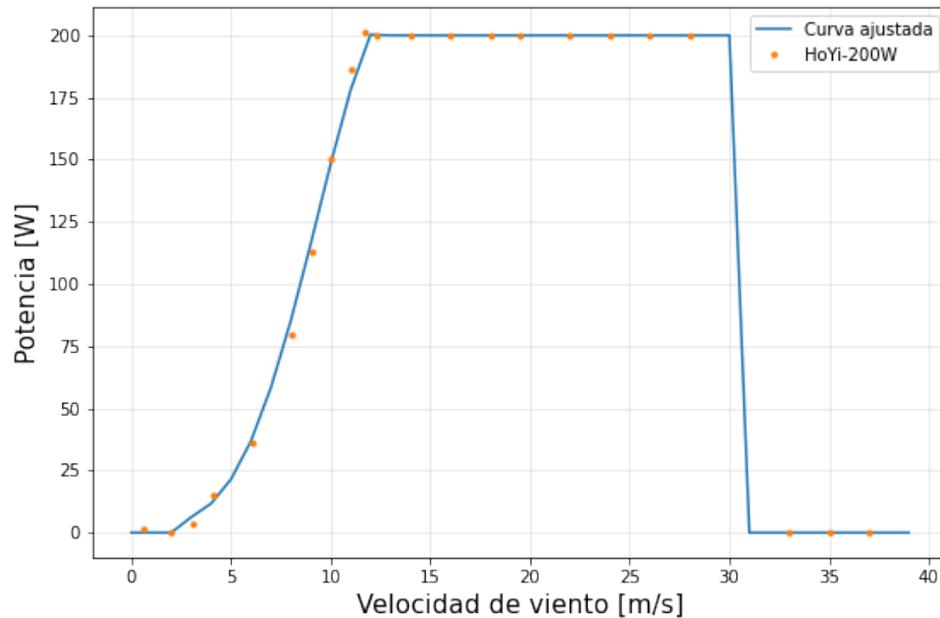


Figura 3.2: Curva de potencia de HoYi 200W:rapidez de arranque de 2 m/s, rapidez de viento nominal a 12 m/s y rapidez de corte de 30 m/s.

Con la tecnología seleccionada se estimó la energía anual producida y factor de planta. Tomando en cuenta la tecnología a 10 metros sobre una torre.

3.3. Datos experimentales

La Secretaría de Marina de la Armada de México (SEMAR) proporcionó los datos experimentales históricos del recurso eólico de Puerto Peñasco para esta investigación. La zona naval del sitio cuenta con una Estación Meteorológica Automática de Superficie (EMAS). Esta es un sistema autónomo y automático formado por un conjunto de sensores de medición, dispositivos eléctricos, electrónicos

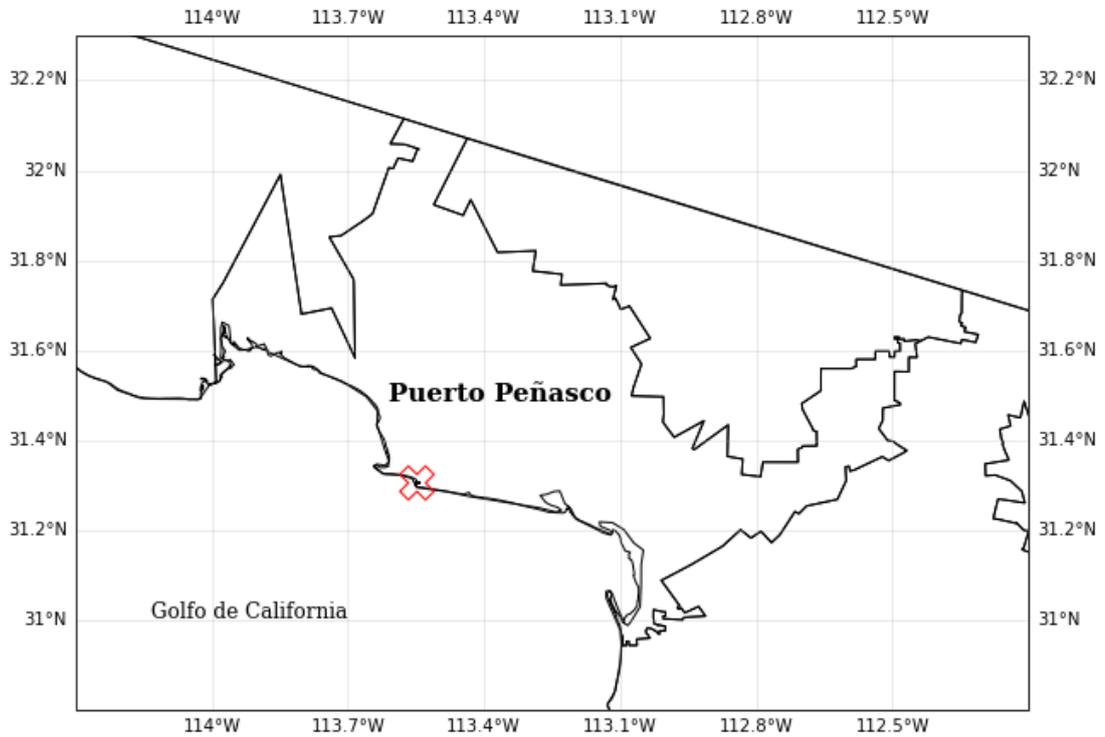


Figura 3.4: Municipio de Puerto Peñasco, Sonora. Con una equis se muestran las coordenadas de la torre EMAS.

Los datos proporcionados para este análisis se registran desde el 1 de enero del 2009 al 31 de diciembre del 2020, con una resolución temporal de 15 min en UTC+0 (Tiempo Universal Coordinado 0). Debido a la naturaleza de los datos experimentales, la estación meteorológica no registró todas las observaciones en ese periodo de tiempo.

3.4. Datos de reanálisis ERA5

Este estudio tiene acceso a los datos de reanálisis de ERA5 del 1 de enero de 1979 hasta el 31 de diciembre del 2020 que abarcan el dominio Mexicano: 33°N, -123°W, 11.5°N, -84.5°W. Actualmente, ERA5 cuenta con las siguientes características:

- Fuente: ECMWF
- Resolución global: 31 km
- Frecuencia de datos: 1 hora
- Alturas disponibles: 10 y 100 m
- Temporalidad histórica: 01/01/1979 a 31/12/2020 (41 años)

- Nivel de presión mínima: 1 Pa
- Número de niveles verticales: 137
- Modelo: sistema de asimilación de datos de observaciones históricas usando 4DVar en CY41R2 del Integrated Forecast System IFS

En este estudio, se obtuvieron los datos de las componentes horizontales de rapidez de viento que proporciona ERA5 a 10 metros para poder compararlos con las observaciones a 10 metros de la superficie de la EMAS de SEMAR en Puerto Peñasco, con Tiempo Universal Coordinado 0. Se eligió ERA5 en lugar de otras bases de datos porque tiene mejor resolución espacial, lo cual es necesario para este tipo de análisis local, y por que ya se ha comprobado que ERA5 en general es mejor que otros productos de reanálisis, como se mencionó en el capítulo 1.

3.5. Metodología

En esta sección se describe la metodología utilizada (figura 3.5) para analizar los datos de velocidad de viento de las observaciones y los datos de reanálisis de ERA5. Además se explica el proceso para poder comparar entre sí ambos conjuntos de datos, que se encuentran a diferente resolución espacial y temporal, y saber qué tan bien reproducida está la dinámica del sitio por los datos de reanálisis de ERA5. También se explica el método aplicado para mejorar el desempeño de ERA5 usando las series temporales de las velocidades de viento observadas por la torre en el sitio. El resultado de esta metodología es la evaluación del recurso eólico en el sitio con los datos de reanálisis de ERA5 mejorados.

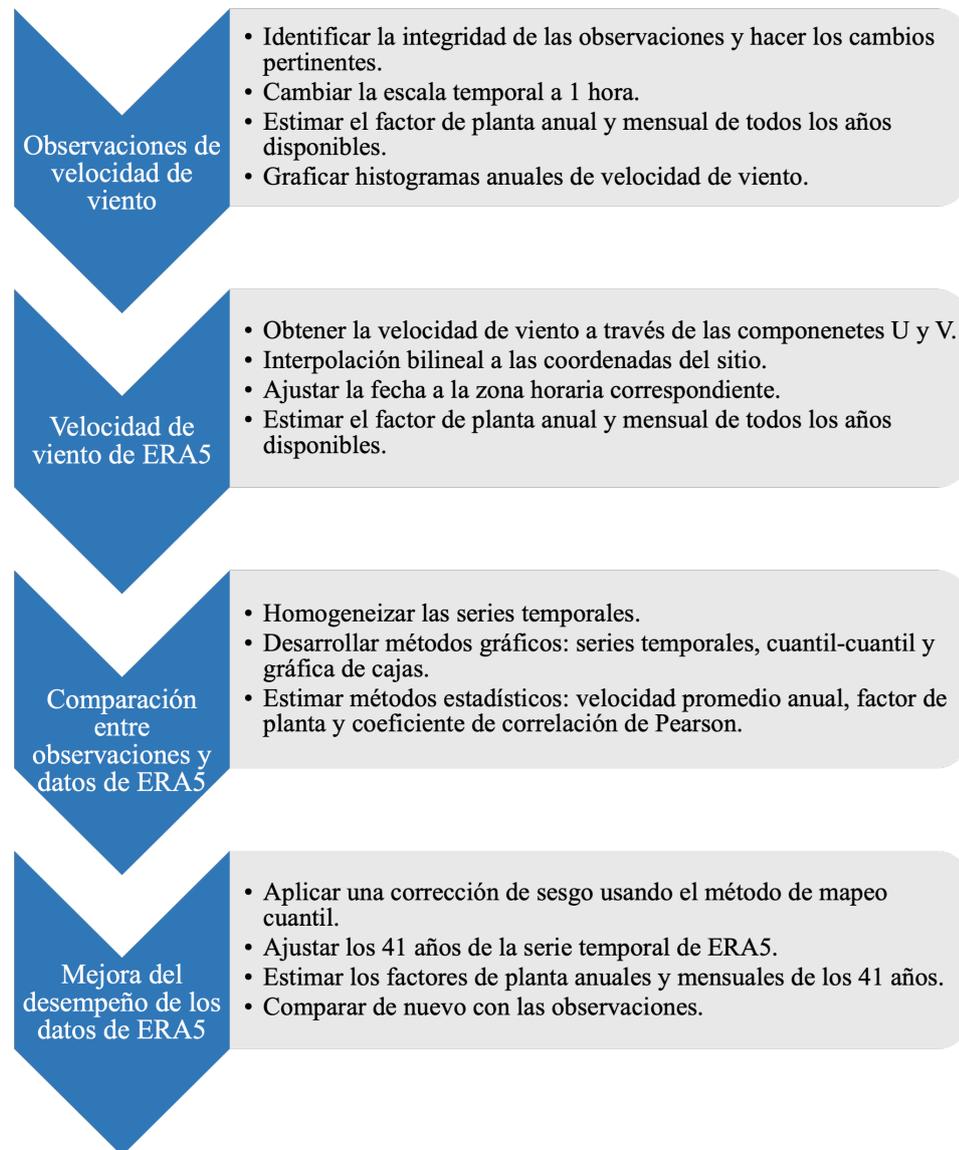


Figura 3.5: Metodología para evaluar la eficacia de ERA5 para representar el recurso eólico local. Modificado de [22]

El primer paso fue revisar la integridad de las velocidades de viento proporcionadas por SEMAR, identificar los datos faltantes y eliminar los datos sin sentido físico. Después, para tener series temporales comparables con ERA5, se cambió la frecuencia temporal de 15 min a promedios de una hora. Debido a que es un análisis local se ajustó el horario UTC+0 a la fecha local que corresponde al Tiempo del Pacífico (UTC-7) [37].

Para el análisis y la corrección de sesgo se seleccionaron las series temporales anuales de rapidez de viento con mayor porcentaje de horas, mejor calidad de datos y mayor coeficiente de correlación de Pearson (ecuación 2.6). Este coeficiente se obtuvo con el fin de identificar los años con mayor similitud a los datos de

reanálisis de ERA5, para poder calcularlo se creó una máscara para los datos de ERA5 con los datos faltantes de las observaciones.

Con cada año seleccionado se obtuvo: la serie temporal anual, se estimó la rapidez de viento promedio, se ajustó una distribución Weibull, por último, se estimó el factor de planta anual y mensual.

Como se mencionó en la sección 3.4, ERA5 proporciona datos cada hora de 41 años de las componentes horizontales de velocidad de viento U_{10} y vertical V_{10} a 10 metros de altura. Por lo que para calcular la rapidez de viento a 10 metros W_{10} se utilizó la ecuación 3.1.

$$W_{10} = \sqrt{U_{10}^2 + V_{10}^2} \quad (3.1)$$

Una vez obtenida la rapidez de viento se realizó una interpolación bilineal a la latitud y longitud de la torre de SEMAR como se describe en la sección 2.3.2. También, se cambió de un horario UTC+0 a la fecha local correspondiente de UTC-7. Con la rapidez de viento se obtuvieron las series temporales de viento de ERA5 para los 41 años disponibles. Además para los mismos años seleccionados observados se estimó la rapidez de viento promedio y se estimó el factor de planta anual y mensual.

Los factores de planta se estimaron con la ecuación 2.7. En donde la energía anual producida se calculó con la ecuación 2.1 y la potencia se obtuvo evaluando la serie de velocidad de viento en la curva de potencia de la turbina HoYi 200.

Para mejorar el desempeño de ERA5 para reproducir la dinámica del sitio, se corrigieron los 41 años de los datos de reanálisis de ERA5 con los años seleccionados de las observaciones a través de la corrección de sesgo explicada en la sección 2.3.3. Con los datos de ERA5 con corrección de sesgo se obtuvieron las series temporales, los factores de planta, para compararlos de nuevo con las observaciones.

Capítulo 4

Resultados

En este capítulo se muestran los resultados siguiendo la metodología descrita en el capítulo 3. El primer paso para el análisis es hacer ambos conjuntos de datos (modelos y observaciones) comparables.

Las velocidades de viento de las observaciones obtenidas directamente de la estación están registradas cada 15 min. Con el fin de poder comparar las velocidades de viento de ambos conjuntos de datos (observaciones y reanálisis) se homogeneizó la serie temporal de las observaciones a promedios de una hora. En la figura 4.1 se muestra un ejemplo del efecto que tuvo el remuestreo en la serie temporal, en azul los datos de las velocidades de viento originales cada 15 min y en naranja la serie temporal remuestreada a promedios horarios. La serie temporal de rapidez de viento a 15 minutos tiene picos más grandes que la serie con velocidades promediadas, para esta las velocidades son menores y los picos fueron suavizados.

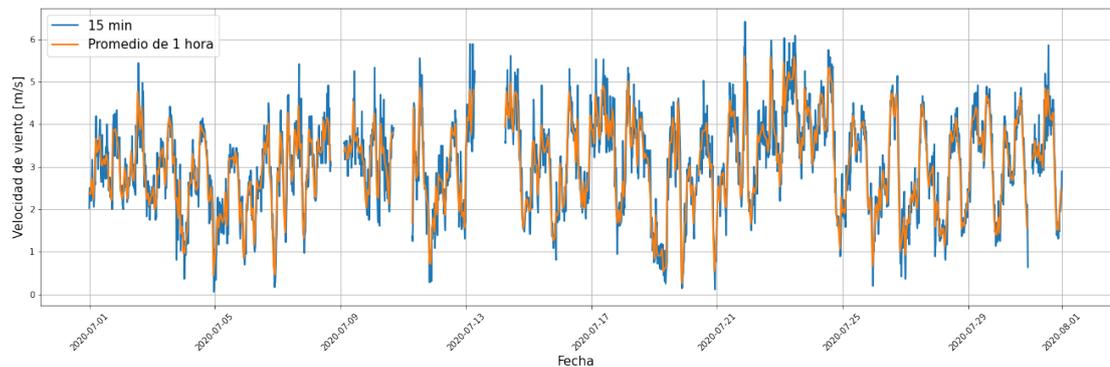


Figura 4.1: Serie temporal de observaciones de Puerto Peñasco el mes de Julio del 2020. En azul los datos originales con frecuencia temporal de 15 min y en naranja los datos remuestreados a promedios de una hora. Se observa que tienen los mismos altos y bajos pero los promedios disminuyen su magnitud.

La figura 4.2 muestra el total de la disponibilidad de los datos observados con promedios horarios, de forma que se indica el porcentaje de datos de velocidad de viento disponibles en cada año y su disponibilidad mensual.

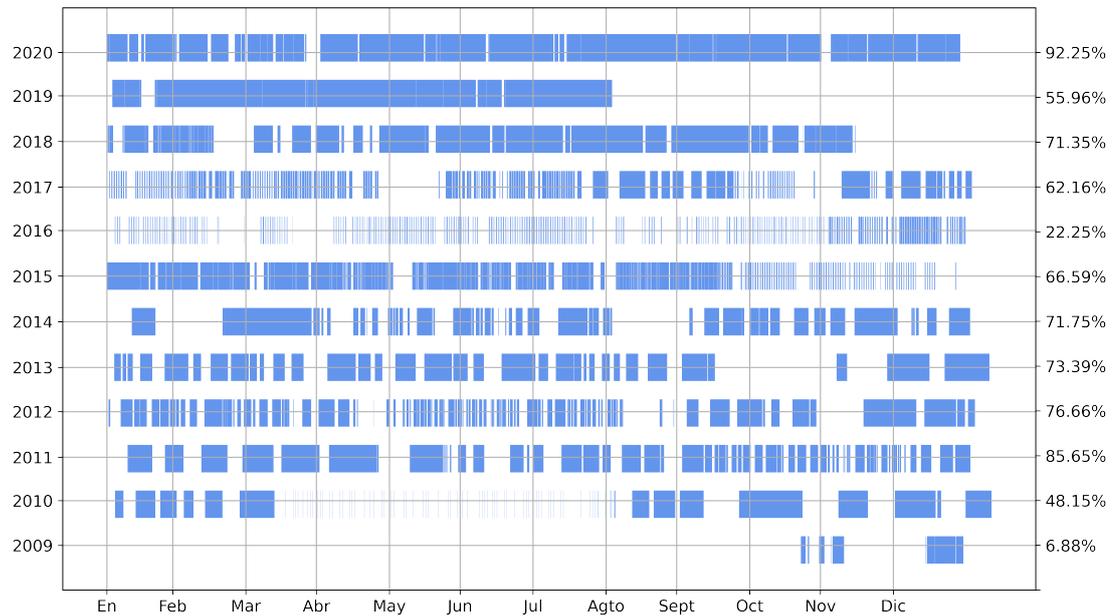


Figura 4.2: Disponibilidad de los datos observados por la torre meteorológica de la SEMAR en la costa de Puerto Peñasco. Los datos están promediados a una hora y del lado derecho representa el porcentaje de horas disponibles para cada año.

A pesar de la buena disponibilidad de los datos, la mayoría de los años registran velocidades de $0m/s$ cuya naturaleza se desconoce.

4.1. Selección de años

Después de que las series, observaciones y reanálisis, fueron homogeneizadas, se compararon año a año y se calcularon los coeficientes de Pearson para medir el grado de correlación lineal entre ambas, la figura 4.3 muestra los coeficientes de cada año.

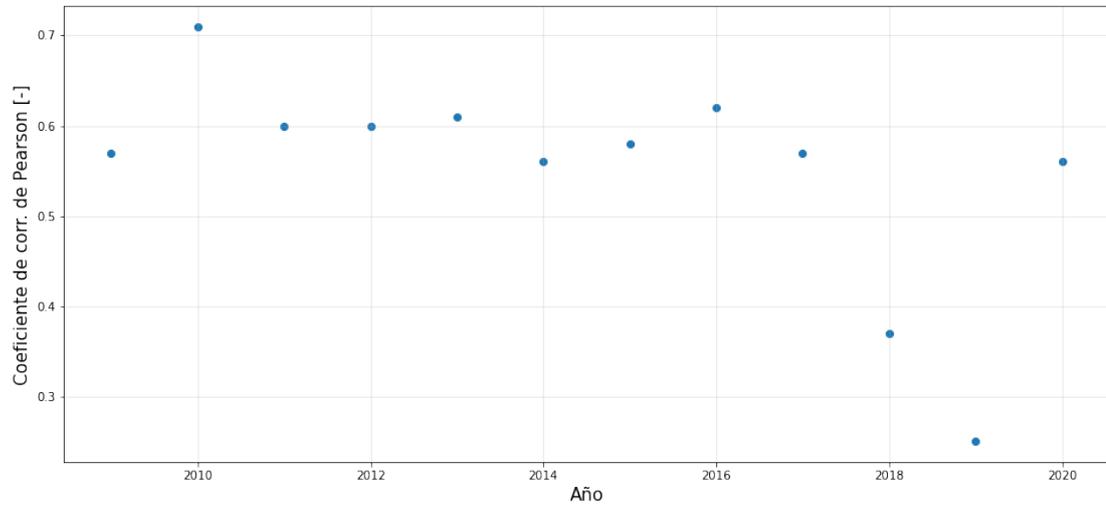


Figura 4.3: Coeficientes de correlación de Pearson con ERA5 sin corrección de sesgo para los 12 años de velocidades de viento de las observaciones.

De los 12 años correlacionados, ocho de ellos mostraron coeficientes en el intervalo $0.55 < R < 0.71$, y de acuerdo con la tabla 2.1, el intervalo entra en el grado de correlación moderada. El año 2010 tiene la mejor correlación de todos los años con un coeficiente de $R = 0.71$, mientras que el año 2019 muestra la peor correlación, con $R = 0.25$. Los años 2018 y 2019 tienen baja y poca o ninguna correlación. Ninguno de los años disponibles de las observaciones tienen una correlación muy alta con los datos de reanálisis. La figura 4.4 muestra los cuatro tipos de correlaciones encontradas.

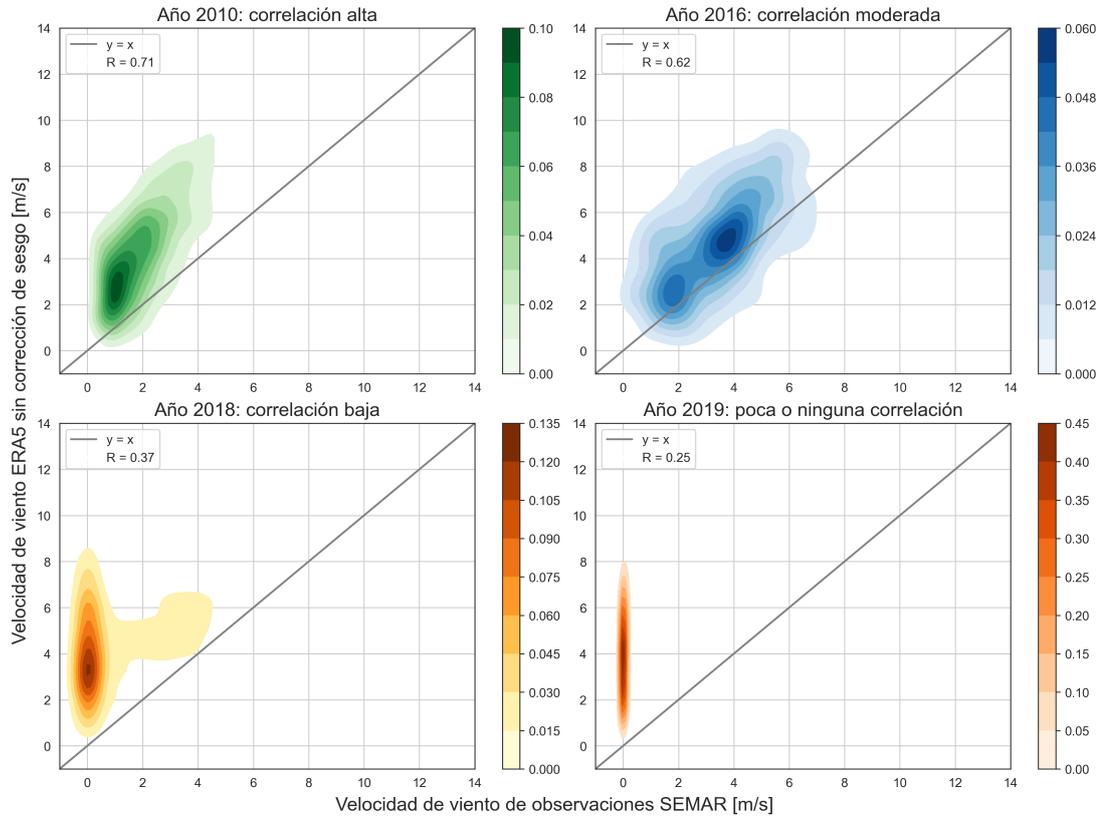


Figura 4.4: Correlaciones entre las velocidades de viento de ERA5 sin corrección de sesgo y las observaciones, para los años 2010, 2016, 2018 y 2019 con sus respectivos coeficientes de correlación de Pearson R. La línea gris representa la línea identidad como referencia.

De las figuras 4.4 se observa que para los años con correlación baja y poca o ninguna correlación la cantidad de datos con valor de 0 m/s es dominante en todo el año, por lo que no son años con información confiable. Por otro lado, las correlaciones del 2010 y 2016 son mejores y se puede observar su comportamiento cercano a la línea identidad con menor o mayor dispersión según sea el caso. En los cuatro casos, ERA5 presenta una sobreestimación de los datos observados.

Se seleccionaron los mejores años considerando la figura 4.5 que indica el porcentaje de horas disponibles para cada año, en donde 100% corresponde a 8,760 horas a excepción de los años bisiestos, 2012, 2016 y 2020, donde el 100% corresponde a 8,784 horas. Los colores en cada año corresponden al grado de correlación al que pertenecen: correlación alta (verde), correlación moderada (azul), correlación baja (amarillo) y poca o ninguna correlación (naranja).

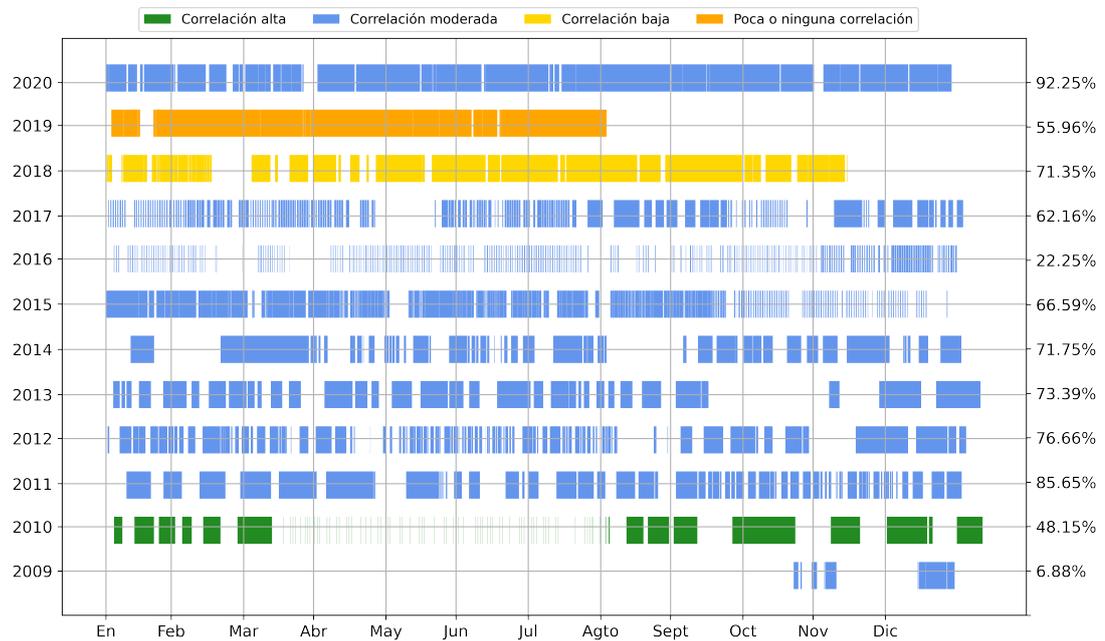


Figura 4.5: Datos disponibles de las observaciones y nivel de correlación con ERA5 para cada año.

Los años 2009, 2016 y 2018, a pesar de tener buen grado de correlación, no se seleccionaron para el análisis y corrección de sesgo por tener menos del 50% de horas disponibles. Los años 2018 y 2019 con un porcentaje mayor de horas disponibles no se seleccionaron por tener una correlación baja, poca o ninguna correlación con los datos de ERA5.

Los mejores años para el análisis y la corrección de sesgo son el 2011, 2012, 2013, 2014, 2015, 2017 y 2020, siete años con una correlación moderada y un porcentaje de horas mayor al 60%, siendo el 2020 con mayor disponibilidad de horas.

Se presentan los histogramas de rapidez de viento para estos seis años en la figura 4.6 que se ajustan bien a una distribución de Weibull. Del 2011 al 2015 la media de rapidez de viento es aproximadamente 3 m/s, los años del 2017 y 2020 presentan medias de rapidez de viento menores a 3 m/s. El año con mayor rapidez promedio es el 2015 con 3.56 m/s. Para esta muestra de observaciones, en promedio se puede decir que el sitio Puerto Peñasco presenta velocidades bajas en principio. También es importante señalar que en el 2015 y 2017 se muestra la presencia de velocidades registradas como cero, especialmente en el 2017 es el valor más frecuente registrado por la torre.

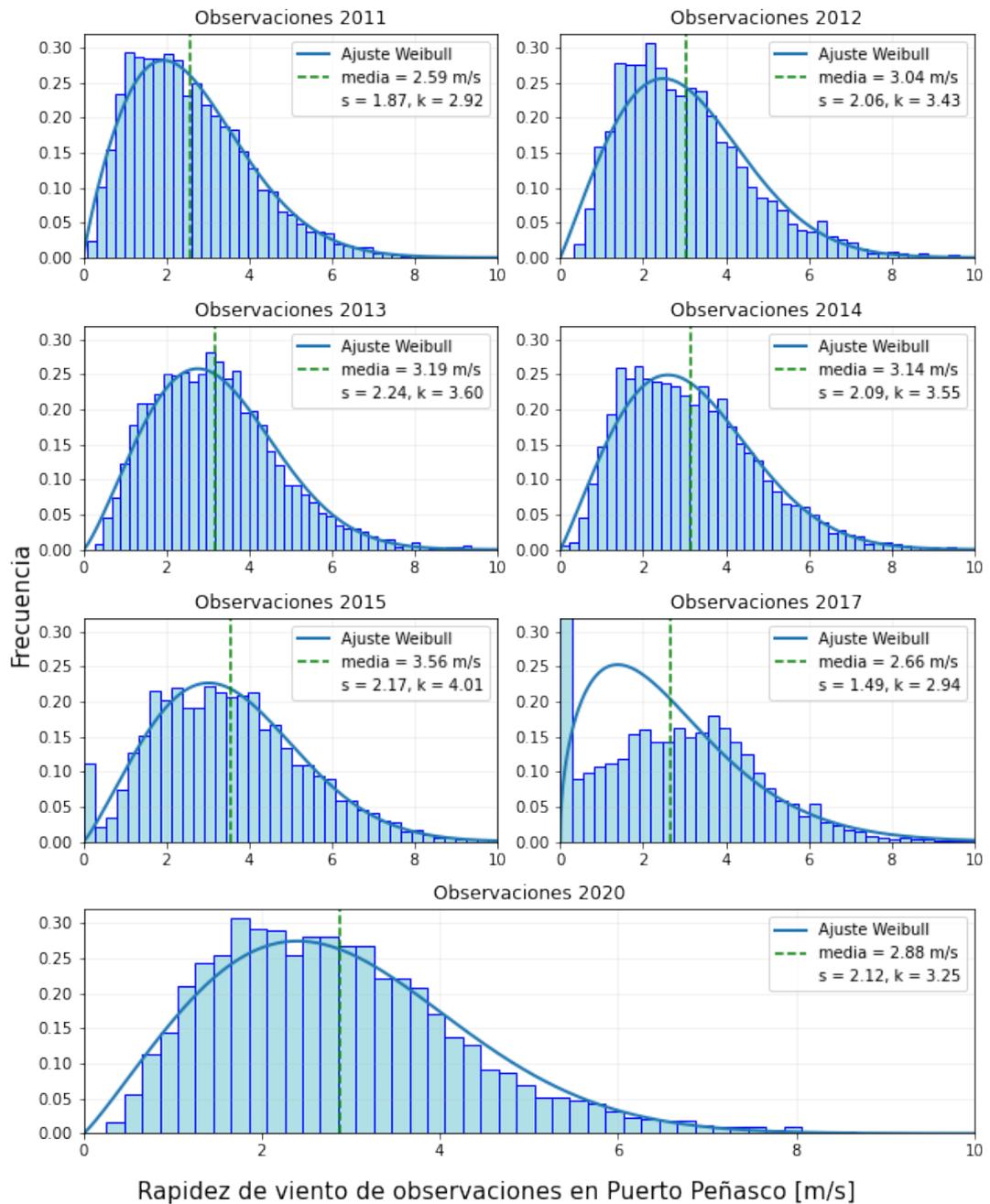


Figura 4.6: Histogramas de rapidez de viento con ajuste de distribución de Weibull para los años seleccionados.

Al realizar el ajuste de Weibull a los histogramas de velocidades se puede observar que el comportamiento durante los años seleccionados es consistente.

4.2. Desempeño de ERA5 sin corrección de sesgo

Se compararon las series temporales de las observaciones y los datos de reanálisis de ERA5 a 10 metros de altura, un ejemplo se muestra en la figura 4.7. Las velocidades de viento de ERA5 sí son una buena representación de la dinámica del sitio en general. La serie temporal de ERA5 reproduce los picos y valles más prominentes de las observaciones, sin embargo existe una mayor presencia de ruido en la serie temporal de las observaciones que en los datos de reanálisis.

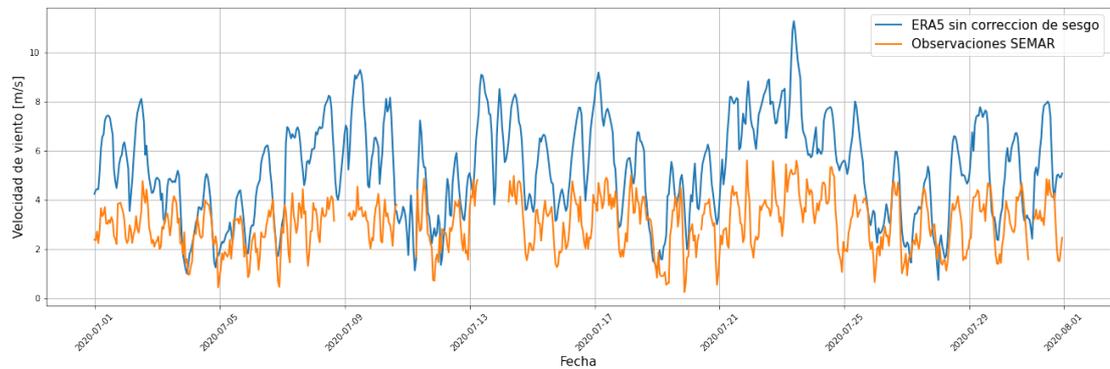


Figura 4.7: Series temporales de rapidez de viento de julio del 2020, en naranja las observaciones y en azul los datos de ERA5 sin corrección de sesgo.

En este ámbito local para Puerto Peñasco, en su gran mayoría, las velocidades de viento de ERA5 se encuentran sobreestimadas a las observaciones. En la figura la serie de las observaciones cuenta con máximos de 5.6 m/s mientras que la serie de ERA5 llega a picos de 11.5 m/s. Para mejorar el desempeño se realizó la corrección de esta sobreestimación de la serie temporal de ERA5.

4.3. Desempeño de ERA5 con corrección de sesgo

Una vez realizada la corrección a los 41 años de ERA5 se compararon las series temporales de ambos conjuntos de datos para los años seleccionados. Se observó en la serie de ERA5 una mejora en el intervalo de las velocidades de viento, la escala de velocidades se redujo y la dinámica del sitio está mejor representada.

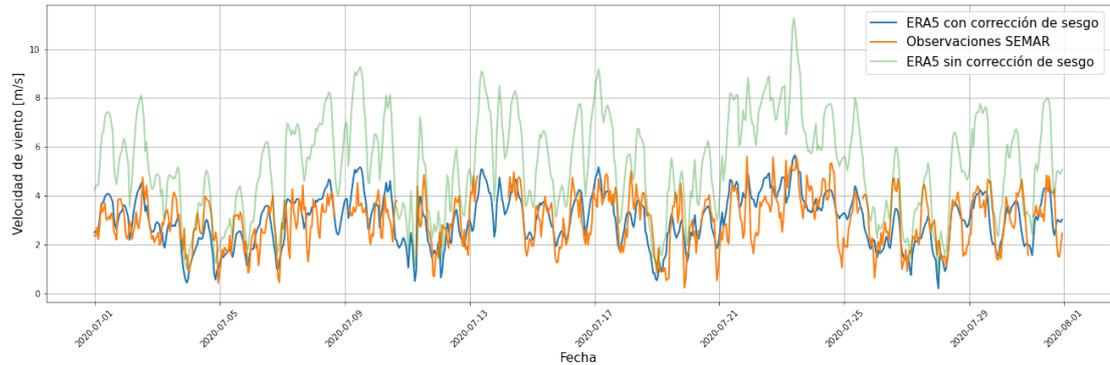


Figura 4.8: Series temporales de rapidez de viento de julio del 2020, en naranja las observaciones y en azul los datos de ERA5 con corrección de sesgo y en verde ERA5 sin corrección de sesgo.

Para comprobar la mejoría en el desempeño de la correlación lineal entre ambos conjuntos de datos se presentan las figuras 4.9, 4.10 y 4.11.

Para cada año seleccionado, se presentan dos gráficas de dispersión en densidad de probabilidad de velocidades de viento y su respectivo coeficiente de correlación de Pearson, R , donde la línea gris representa la función identidad. Estas dos gráficas por año son: la correlación de rapidez de viento entre las observaciones y los datos de ERA5 sin corrección de sesgo (gráficas de la columna izquierda) y las observaciones contra los datos de ERA5 con corrección de sesgo (gráficas de la columna derecha). El caso ideal de las gráficas sería que la correlación lineal entre ambos conjuntos de datos siguiera uno a uno la línea identidad.

Todos los años en donde se comparan las observaciones con ERA5 sin corrección de sesgo presentan el efecto de sobreestimación de las velocidades de viento, que concuerda con lo observado en la figura 4.7. La corrección fue exitosa para todos los años, la sobreestimación disminuyó considerablemente. En el 2011, 2012, 2014 y 2020 la sección con mayor densidad de datos son velocidades entre 1 y 3 m/s mientras que para los demás años el intervalo es mayor con velocidades de 0 a un poco más de 5 m/s.

A pesar de que se observa una mejor correlación lineal con la corrección de sesgo, el coeficiente de correlación de Pearson es el mismo o incluso disminuye, posiblemente porque R depende indirectamente de la desviación estándar de las series temporales y no de la tendencia general de ambas.

La rapidez de viento de las observaciones con medida cero aparecen de nuevo en el 2015 y el 2017 (figura 4.10), se presentan como un conjunto de datos que ERA5 sí registra con velocidades mayores a cero y el efecto de la corrección es disminuirlas lo más posible.

Gracias a que los datos de ERA5 con la corrección de sesgo representa en gran medida la dinámica del sitio de forma lineal, se pudo estimar el factor de planta con los 41 años de datos de ERA5 y compararlos una vez más con los factores de planta estimados con las observaciones.

4.3 Desempeño de ERA5 con corrección de sesgo

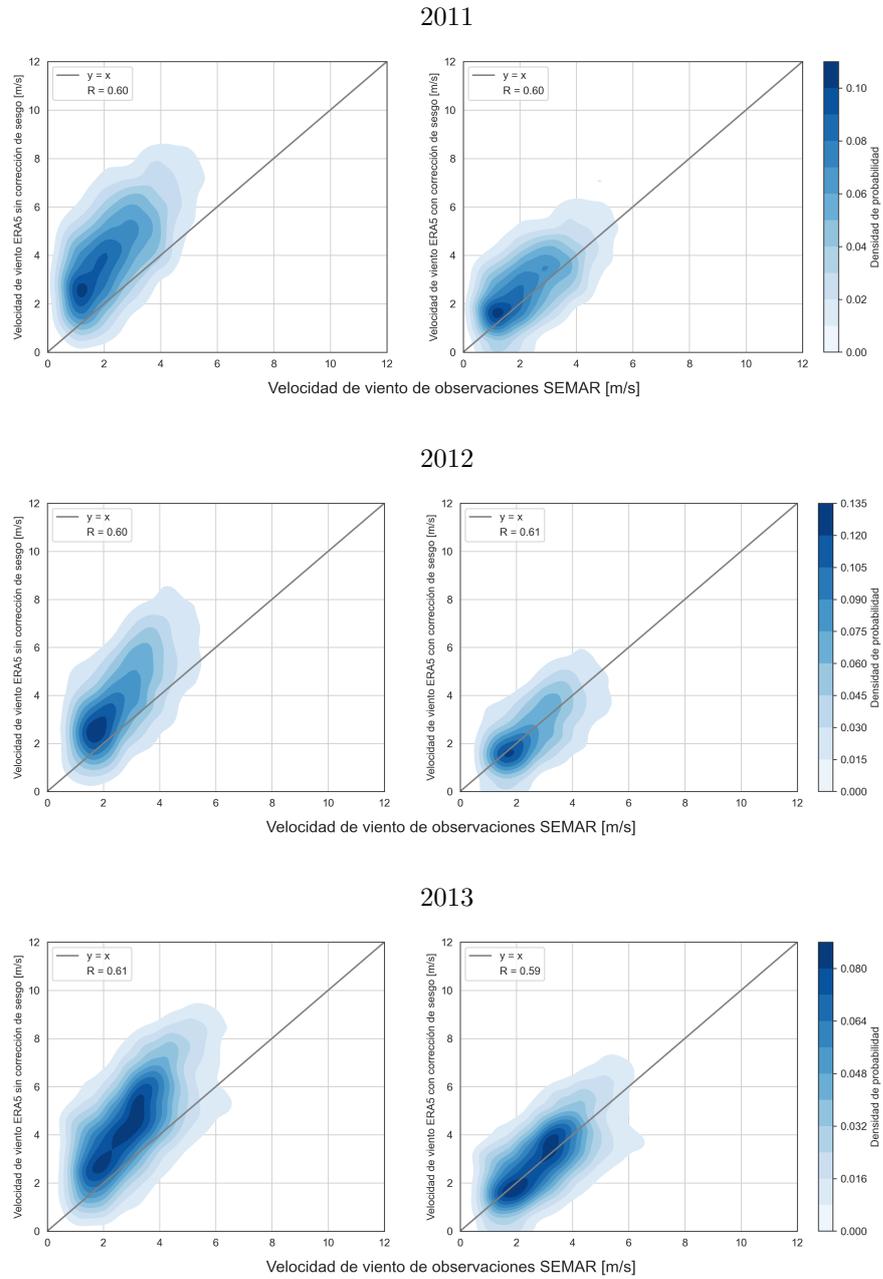


Figura 4.9: Las gráficas de densidad de probabilidad de la izquierda muestran la correlación entre las observaciones y ERA5 sin corrección de sesgo, para los años 2012, 2013 y 2014. A la derecha se muestran para los mismos años las observaciones contra los datos de ERA5 con corrección de sesgo.

4.3 Desempeño de ERA5 con corrección de sesgo

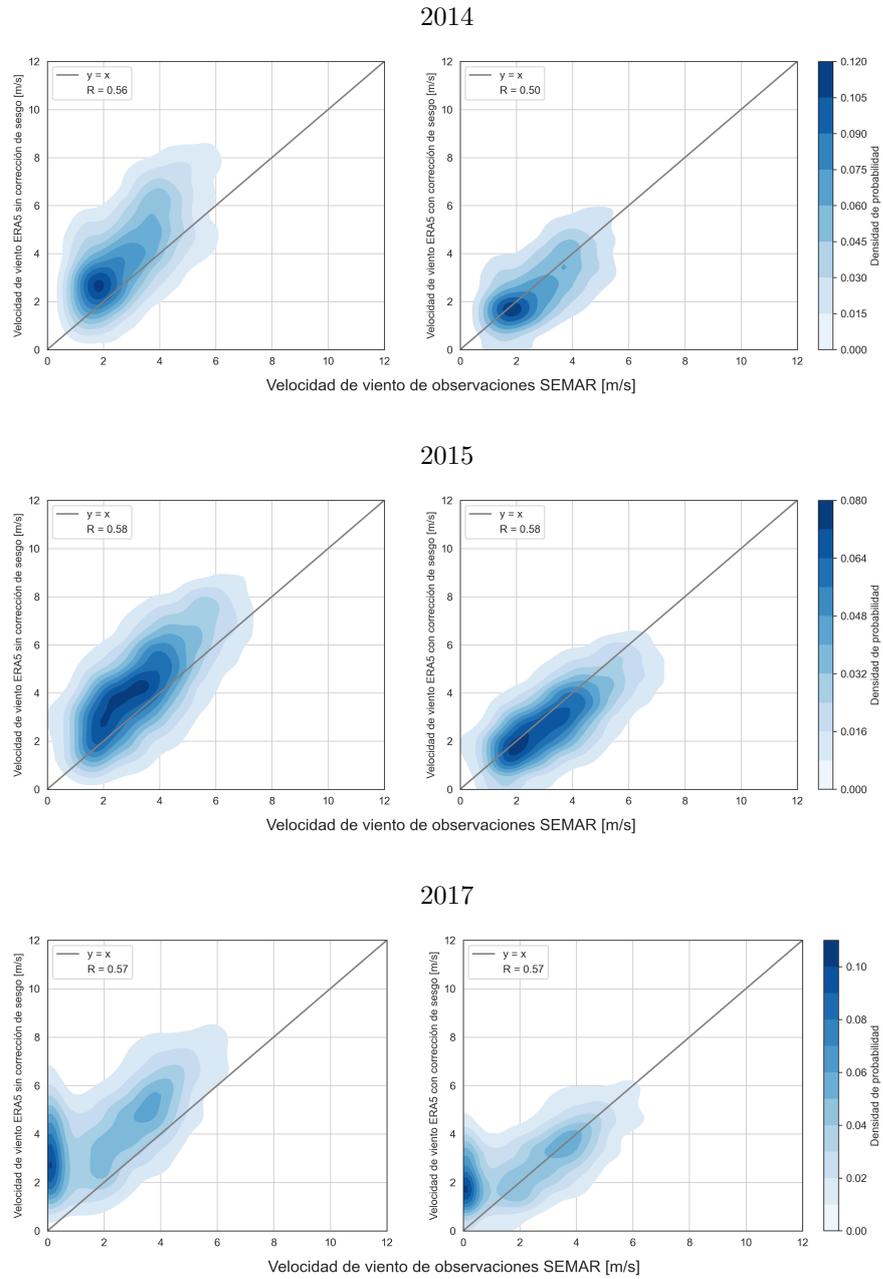


Figura 4.10: Las gráficas de densidad de probabilidad de la izquierda muestran la correlación entre las observaciones y ERA5 sin corrección de sesgo, para los años 2015, 2017 y 2020. A la derecha se muestran para los mismos años las observaciones contra los datos de ERA5 con corrección de sesgo.

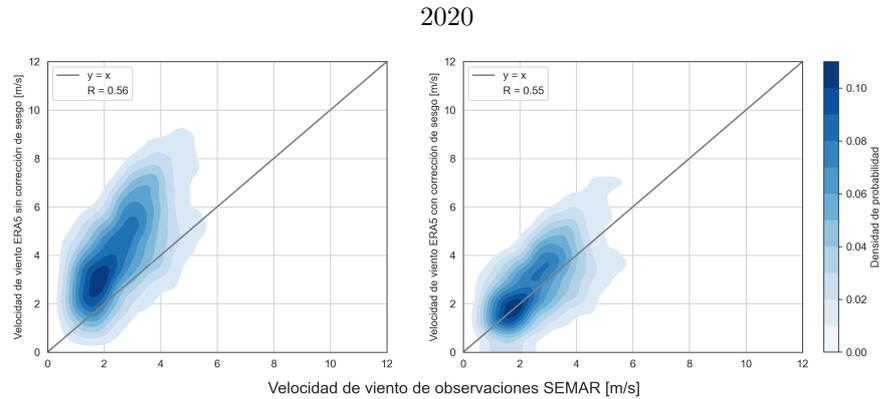


Figura 4.11: La gráfica de densidad de probabilidad de la izquierda muestra la correlación entre las observaciones y ERA5 sin corrección de sesgo del 2020. A la derecha se muestran para el mismo año las observaciones contra los datos de ERA5 con corrección de sesgo.

4.4. Factor de Planta anual

Los resultados de las estimaciones de factor de planta, para los 12 años de observaciones, los 41 años de ERA5 sin corrección de sesgo y con corrección de sesgo, se pueden observar en la figura 4.12. Todos los factores de planta anuales fueron estimados con la curva de potencia de la turbina HoYi con potencia nominal de 200 W a 12 m/s y su comportamiento histórico en el sitio se describe en esta sección.

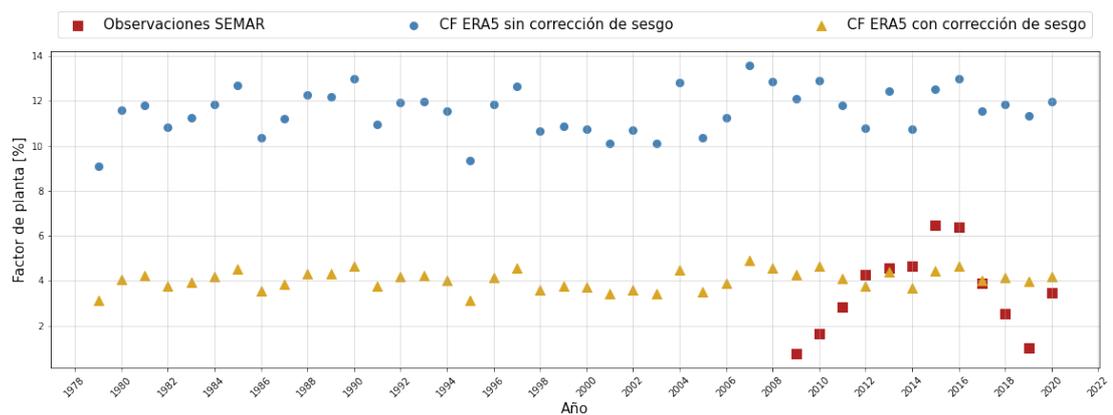


Figura 4.12: Factores de planta anuales de las observaciones (cuadrado rojo), de ERA5 sin corrección de sesgo (círculo azul) y de ERA5 con corrección de sesgo (triángulo amarillo).

Los factores de planta de ERA5 sin corrección de sesgo, son consistentes a través de los años, la mayoría se encuentra en un intervalo de $10\% < CF < 15\%$,

a excepción del año 1979 y 1995 que son los años con CF menores.

En el caso de las observaciones, los factores de planta son $1.5\% < CF < 7\%$.

Los factores de planta de ERA5 disminuyeron una vez aplicada la corrección de sesgo, sus valores quedaron en un intervalo $3\% < CF < 6\%$. Se puede observar en los resultados de la figura 4.12 que los factores de planta de ERA5 con corrección de sesgo reproducen con precisión los factores de planta de las observaciones de los años seleccionados, en especial los años 2012, 2013 y 2017.

Mejorar el desempeño de ERA5 y comprobar que sí reproduce con precisión los factores de planta de las observaciones tiene como resultado una buena representación histórica anual del potencial eólico que ha tenido y puede tener el sitio.

4.4.1. Comportamiento estacional

El potencial eólico estacional según los siete años de las observaciones se puede obtener de la figura 4.13, esta muestra los factores de planta mensuales para los siete años de observaciones. Los promedios mensuales señalados con una línea azul, presentan de febrero a septiembre factores de planta principalmente entre 3% y 4% con picos en abril y julio de aproximadamente 4.5%. De octubre a enero la media se encuentra en el intervalo $2\% < CF < 3\%$ que corresponde a las estaciones de otoño-invierno.

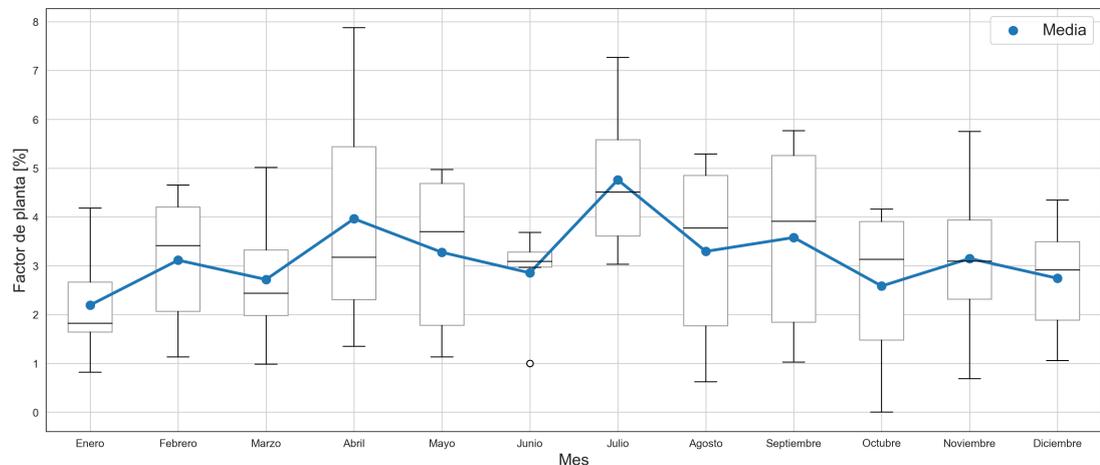


Figura 4.13: Factor de planta mensual de los 7 años seleccionados de las observaciones.

Los factores de planta mensuales para los 41 años de ERA5 se observan en la figura 4.14. Los promedios mensuales señalados con una línea azul están en un intervalo de $10\% < CF < 15\%$, con una temporada alta de junio a agosto, correspondiente al verano.

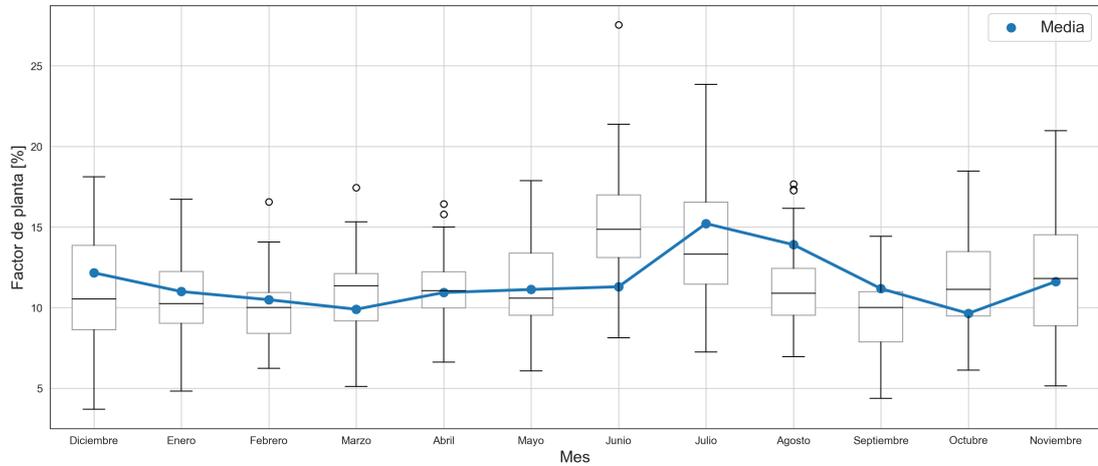


Figura 4.14: Factor de planta mensual de los 41 años de ERA5 sin corrección de sesgo, representados con gráfica de caja.

Los intervalos del factor de planta mensuales de las observaciones y las velocidades de viento de reanálisis no coinciden sin una corrección de sesgo. En el comportamiento estacional los factores de planta de ERA5 sin corrección de sesgo sobreestiman los factores de planta de las observaciones.

La figura 4.15 representa el comportamiento del factor de planta mensual de los 41 años de ERA5 con la corrección de sesgo, donde la línea azul indica la media. Se muestra un pico evidente en los factores de planta para los meses de junio, julio y agosto que corresponden a la estación de verano. También se puede ver un pico más pequeño en los meses de octubre, noviembre y diciembre. Por último, de enero a mayo los factores de planta son mayores a 1.5 % y menores a 6.3 %. En junio y julio se presentan valores atípicos mayores o iguales a 10 %, en estos meses no se esperarían factores de planta mayores al 9 %.

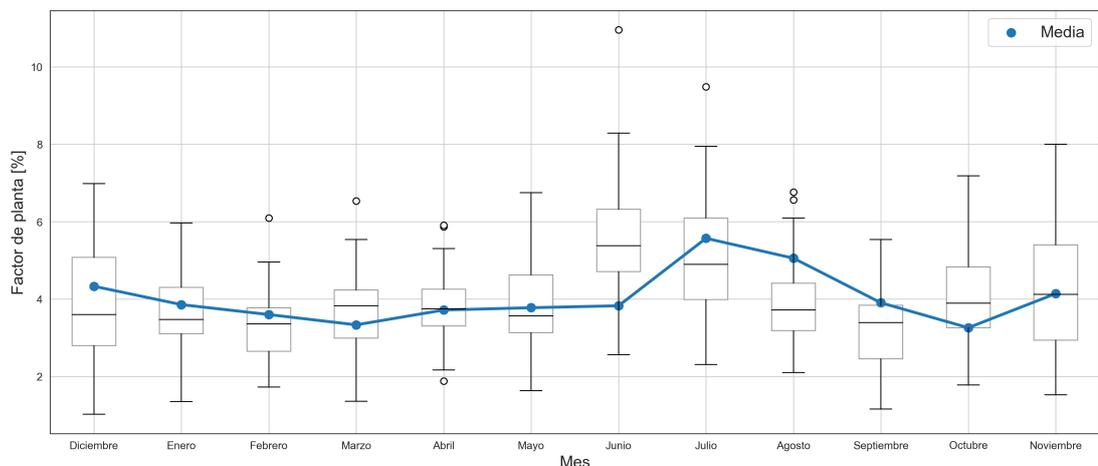


Figura 4.15: Factor de planta mensual de los 41 años de ERA5 con corrección de sesgo, representados con gráfica de caja.

Los siguientes mapas en la figura 4.16 muestran la rapidez de viento estacional en el sitio de acuerdo a los 41 años de ERA5 sin corregir a 10 metros, por lo que las magnitudes de las velocidades están sobreestimadas. El círculo rojo señala el área en la que se encuentra Puerto Peñasco. Claramente la rapidez de viento es menor en invierno, sin embargo para las cuatro estaciones la rapidez de viento mar adentro en el Golfo de California es mayor que en tierra.

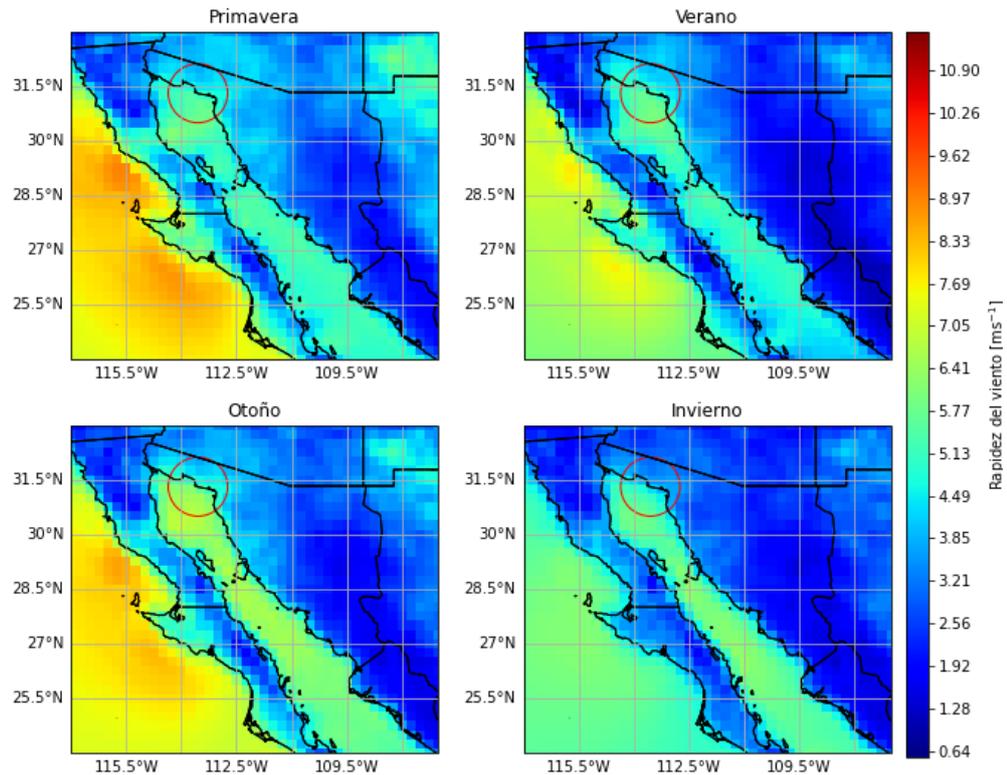


Figura 4.16: Mapa estacional de la zona con datos de ERA5 sin corrección de sesgo a 10 metros, hora UTC+0. El círculo rojo indica el área de interés.

En investigaciones actuales los datos de reanálisis han formado parte esencial de la metodología de la evaluación del recurso eólico, en especial ERA5 es ampliamente usado como herramienta de análisis del potencial eólico regional y global, ya que supera en precisión a otros modelos de reanálisis. Por lo anterior, esta tesis realizó la evaluación del recurso eólico en Puerto Peñasco con datos de reanálisis y evaluó la capacidad de ERA5 para reproducir los patrones de viento locales de la estación anemométrica de SEMAR en el sitio. Además para promover el desarrollo de la energía eólica distribuida en el País, se estudió el potencial de generación del sitio con una turbina de pequeña capacidad.

Se seleccionaron siete años de velocidades observadas por la estación anemométrica de SEMAR para el estudio del recurso, se tomó en cuenta el porcentaje de horas disponibles para cada año y su coeficiente de correlación con ERA5.

Se presentaron los histogramas de rapidez de viento de las observaciones para los años seleccionados. Del 2012 al 2015 la media de rapidez de viento son mayores a 3 m/s, los años del 2011, 2017 y 2020 presentan medias de rapidez de viento menores a 3 m/s. El año con mayor rapidez promedio es el 2015 con 3.56 m/s. Para esta muestra de observaciones, se puede decir que el sitio, Puerto Peñasco, presenta velocidades bajas.

Los factores de planta de ERA5 sin corrección de sesgo, son consistentes a través de los años, la mayoría se encuentra en un intervalo de $10\% < CF < 15\%$, una vez aplicada la corrección de sesgo, los valores de factor de planta disminuyeron y están en un intervalo $3\% < CF < 6\%$, estos son consistentes con los factores de planta mensuales de los siete años de observaciones.

Los datos observados, medidos por la torre presentan una problemática común de los datos experimentales como: datos de velocidad de viento faltantes, magnitudes de velocidad de viento presuntamente iguales a cero cuya procedencia se desconoce o datos extremadamente altos que no tiene sentido físico. Por esto, se tiene que hacer una limpieza exhaustiva de estos. Uno de los años menos confiables en representar la realidad de la dinámica del viento en el sitio fue el 2019 que presentó una gran cantidad de valores de rapidez de viento iguales a 0 m/s registrado por la torre.

A pesar de la incertidumbre de los datos experimentales, se pudieron utilizar las series temporales de los años más confiables para corregir el sesgo de ERA5 exitosamente. Como se comprobó en las correlaciones y factores de planta bien

reproducidos.

Otro principal resultado fue que en Puerto Peñasco, en el ámbito local, todos los años en donde se comparan las observaciones con ERA5 sin corrección de sesgo, ERA5 sobreestima las magnitudes de velocidad de viento consistentemente en toda la serie temporal, al contrario de otros estudios realizados anteriormente que sugiere que para el caso regional en México ERA5 tiende a subestimar dichas magnitudes.

La tendencia estacional de los factores de planta sugiere que principalmente en verano es la temporada de mejor potencial eólico en el sitio e invierno la peor estación.

Los resultados concluyeron que con los factores de planta anuales históricos obtenidos no son ideales para la producción de energía con la tecnología propuesta por este estudio, por lo que se sugiere seguir estudiando otros tipos de tecnologías para la producción de energía en el sitio.

Bibliografía

- [1] Tony Burton, Nick Jenkins, David Sharpe, and Ervin Bossanyi. *Wind energy handbook*. John Wiley & Sons, 2011.
- [2] Matteo Ranaboldo. Evaluación del recurso eólico a escala micro. aplicación a proyectos de electrificación rural. Master's thesis, Universitat Politècnica de Catalunya, 2009.
- [3] Michael Brower. *Wind resource assessment: a practical guide to developing a wind project*. John Wiley & Sons, 2012.
- [4] JP Abraham, BD Plourde, GS Mowry, WJ Minkowycz, and EM Sparrow. Summary of savonius wind turbine development and future applications for small-scale power generation. *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, 4(4):042703, 2012.
- [5] Tim Olsen and Robert Preus. Small wind site assessment guidelines. Technical report, National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States), 2015.
- [6] Lindsay M Sheridan, Caleb Phillips, Alice C Orrell, Larry K Berg, Heidi Tinnesand, Raj K Rai, Sagi Zisman, Dmitry Duplyakin, and Julia E Flaherty. Validation of wind resource and energy production simulations for small wind turbines in the united states. *Wind Energy Science*, 7(2):659–676, 2022.
- [7] Abdoukader Ibrahim Idriss, Ramadan Ali Ahmed, Abdou Idris Omar, Rima Kassim Said, and Tahir Cetin Akinci. Wind energy potential and micro-turbine performance analysis in djibouti-city, djibouti. *Engineering Science and Technology, an International Journal*, 23(1):65–70, 2020.
- [8] Mapa de ruta tecnológica de energía eólica en tierra, diagnóstico tecnológico cemie-eólico. Technical report, Secretaría de Energía, (SENER), 2017.
- [9] O Rodriguez-Hernandez, JA Del Río, and OA Jaramillo. The importance of mean time in power resource assessment for small wind turbine applications. *Energy for Sustainable Development*, 30:32–38, 2016.

- [10] Coordinación General de Mitigación del Cambio Climático Boston Strategies International. *Estudios de Cadenas de Valor de Tecnologías Seleccionadas para Apoyar la Toma de Decisiones en Materia de Mitigación en el Sector de Generación Eléctrica y Contribuir al Desarrollo de Tecnologías de Bajo Carbono*, 2016.
- [11] J. Román and K. Villacrés. Metodología para la evaluación del recurso eólico. *Revista Técnica “energía”*, 7(1):91–99 pp., ene. 2011.
- [12] Servicio Meteorológico Nacional. Estaciones meteorológicas automáticas, emas. URL: <https://smn.conagua.gob.mx/es/observando-el-tiempo/estaciones-meteorologicas-automaticas-emas>.
- [13] Jason Fields, Heidi Tinnesand, and Ian Baring-Gould. Distributed wind resource assessment: State of the industry. Technical report, National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States), 2016.
- [14] Dick Dee, John Fasullo, Dennis Shea, John Walsh, and National Center for Atmospheric Research Staff. The climate data guide: Atmospheric reanalysis: Overview & comparison tables. URL: <https://climatedataguide.ucar.edu/climate-data/atmospheric-reanalysis-overview-comparison-tables>.
- [15] ECMWF Reanalysis v5. Era5. Disponible: <https://www.ecmwf.int/en/forecasts/datasets/reanalysis-datasets/ecmwf-reanalysis-v5>.
- [16] Dick Dee. Era5 atmospheric reanalysis. URL: <https://climatedataguide.ucar.edu/climate-data/era5-atmospheric-reanalysis>.
- [17] Carlos F Morales-Ruvalcaba, Osvaldo Rodriguez-Hernandez, Oscar Martinez-Alvarado, Daniel R Drew, and Eduardo Ramos. Estimating wind speed and capacity factors in mexico using reanalysis data. *Energy for Sustainable Development*, 58:158–166, 2020.
- [18] Pedro MM Soares, Daniela CA Lima, and Miguel Nogueira. Global offshore wind energy resources using the new era-5 reanalysis. *Environmental Research Letters*, 15(10):1040a2, 2020.
- [19] DA Canul-Reyes, O Rodríguez-Hernández, and A Jarquin-Laguna. Potential zones for offshore wind power development in the gulf of mexico using reanalyses data and capacity factor seasonal analysis. *Energy for Sustainable Development*, 68:211–219, 2022.
- [20] Giovanni Gualtieri. Reliability of era5 reanalysis data for wind resource assessment: A comparison against tall towers. *Energies*, 14(14):4169, 2021.
- [21] Simon R Thomas, Susie Nicolau, Oscar Martínez-Alvarado, Daniel J Drew, and Hannah C Bloomfield. How well do atmospheric reanalyses reproduce

-
- observed winds in coastal regions of Mexico? *Meteorological Applications*, 28(5):e2023, 2021.
- [22] Lourdes Zamora. Wind power temporal and spatial complementarity and its relation with the regional electricity demand in Mexico. Master's thesis, Universidad Nacional Autónoma de México, 2022.
- [23] James Manwell, Jon McGowan, and A Rogers. *Wind Energy Explained: Theory, Design and Application, Second Edition*, volume 30. 03 2006. doi: [10.1260/030952406778055054](https://doi.org/10.1260/030952406778055054).
- [24] Bilal Ayyub and Richard H McCuen. *Numerical analysis for engineers: methods and applications*. CRC Press, 2015.
- [25] Jun-Haeng Heo, Hyunjun Ahn, Ju-Young Shin, Thomas Rodding Kjeldsen, and Changsam Jeong. Probability distributions for a quantile mapping technique for a bias correction of precipitation data: A case study to precipitation data under climate change. *Water*, 11(7):1475, 2019.
- [26] Fulco Ludwig and Ronald Hutjes. Bias adjustment / correction and downscaling. URL: <https://climate.copernicus.eu/tutorials-0>.
- [27] Agustin Garcia Asuero, Ana Sayago, and AG González. The correlation coefficient: An overview. *Critical reviews in analytical chemistry*, 36(1):41–59, 2006.
- [28] The SciPy community. `scipy.stats.pearsonr`. URL: <https://docs.scipy.org/doc/scipy/reference/generated/scipy.stats.pearsonr.html#r8c6348c62346-1>.
- [29] European Centre for Medium-Range Weather Forecasts. Data assimilation. URL: <https://www.ecmwf.int/en/research/data-assimilation>.
- [30] Ronald Gelaro, Will McCarty, Max J. Suárez, Ricardo Todling, Andrea Molod, Lawrence Takacs, Cynthia A. Randles, Anton Darmenov, Michael G. Bosilovich, Rolf Reichle, Krzysztof Wargan, Lawrence Coy, Richard Cullather, Clara Draper, Santha Akella, Virginie Buchard, Austin Conaty, Arlindo M. da Silva, Wei Gu, Gi-Kong Kim, Randal Koster, Robert Lucchesi, Dagmar Merkova, Jon Eric Nielsen, Gary Partyka, Steven Pawson, William Putman, Michele Rienecker, Siegfried D. Schubert, Meta Sienkiewicz, and Bin Zhao. The Modern-Era Retrospective Analysis for Research and Applications, Version 2 (MERRA-2). *Journal of Climate*, 30(14):5419–5454, 06 2017. doi: [10.1175/JCLI-D-16-0758.1](https://doi.org/10.1175/JCLI-D-16-0758.1).
- [31] European Centre for Medium-Range Weather Forecasts. Era5 data documentation. URL: <https://www.ecmwf.int/en/forecasts/datasets/reanalysis-datasets/era5>.
-

- [32] Hans Hersbach, Bill Bell, Paul Berrisford, Shoji Hirahara, András Horányi, Joaquín Muñoz-Sabater, Julien Nicolas, Carole Peubey, Raluca Radu, Dinand Schepers, Adrian Simmons, Cornel Soci, Saleh Abdalla, Xavier Abellan, Gianpaolo Balsamo, Peter Bechtold, Gionata Biavati, Jean Bidlot, Massimo Bonavita, Giovanna De Chiara, Per Dahlgren, Dick Dee, Michail Diamantakis, Rossana Dragani, Johannes Flemming, Richard Forbes, Manuel Fuentes, Alan Geer, Leo Haimberger, Sean Healy, Robin J. Hogan, Elías Hólm, Marta Janisková, Sarah Keeley, Patrick Laloyaux, Philippe Lopez, Cristina Lupu, Gabor Radnoti, Patricia de Rosnay, Iryna Rozum, Freja Vamborg, Sebastien Villaume, and Jean-Noël Thépaut. The era5 global reanalysis. *Quarterly Journal of the Royal Meteorological Society*, 146(730):1999–2049, 2020.
- [33] COEES. Potencial de energías renovables para el estado de sonora. Technical report, Universidad de Sonora, 2011. URL: <https://coees.sonora.gob.mx/images/descargas/Energias-Renovables/Potencial-de-Energias-Renovables-Sonora.pdf>.
- [34] Sonora Smart Energy. Mapa de ruta de energía de sonora. Technical report, 2017.
- [35] JORGE LUIS TADDEI BRINGAS, MARÍA DE LOS ÁNGELES NAVARRETE, PABLO DANIEL TADDEI ARRIOLA HINOJOSA, and RAFAEL CABANILLAS LÓPEZ. Estimación del potencial de energías renovables en el estado de sonora. *Una perspectiva a los daños a la salud*, page 88.
- [36] V-AIR wind technologies. Hoyi! a compact answer to your renewable energy needs! Technical report, V-AIR wind technologies, 2020.
- [37] Centro Nacional de Metrología (CENAM). Hora oficial. URL: https://www.cenam.mx/hora_oficial/.