

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE BAJA CALIFORNIA
FACULTAD DE INGENIERÍA
MAESTRÍA Y DOCTORADO EN CIENCIAS E INGENIERÍA



“EVALUACIÓN Y CARACTERIZACIÓN DEL RECURSO DE ENERGÍA EÓLICA DE DISTINTOS ESTADOS DEL VIENTO EN EL PARQUE EÓLICA LA RUMOROSA I, TECATE, BAJA CALIFORNIA”

TESIS PARA OBTENER EL GRADO DE
DOCTOR EN INGENIERÍA

PRESENTA
JESÚS OMAR INZUNZA CASTRO

DIRECTOR:
DR. ALEXIS ACUÑA RAMÍREZ

CO-DIRECTORA:
DRA. MARLENE ZAMORA MACHADO

Sinodales asignados

Presidente: Dr. Alexis Acuña Ramírez

Secretario: Dra. Marlene Zamora Machado

Sinodo: Dr. José Alejandro Suástegui Macías

Sinodo: Dra. Noemí Lizárraga Osuna

Sinodo: Dra. Magali Arellano Vázquez

FACULTAD DE INGENIERÍA UABC, MEXICALI, BAJA CALIFORNIA



DIRECTOR DE TESIS

Dr. Alexis Acuña Ramírez

Firma

CO-DIRECTORA DE TESIS

Dra. Marlene Zamora Machado

Firma

Jesús Omar Inzunza Castro

Firma

Tabla de contenido

Capítulo I — Introducción.....	- 1 -
1.1 ¿Qué es el viento?.....	- 1 -
1.1.1 Contexto de la energía eólica	- 2 -
1.2 Planteamiento del problema.....	- 6 -
1.3 Justificación.....	- 8 -
1.4 Hipótesis.....	- 9 -
1.5 Objetivos.....	- 10 -
1.5.1 General	- 10 -
1.5.2 Específicos	- 10 -
Capítulo II — Marco teórico	- 11 -
2.1 Área de estudio	- 11 -
2.2 Eventos meteorológicos.....	- 12 -
2.2.1 Mesoescala.....	- 13 -
2.2.2 Locales	- 13 -
2.3 Estados del viento.....	- 14 -
2.4 Modelo de Mezcla Gaussiana	- 14 -
2.5 Distribuciones de probabilidad	- 16 -
2.6 Perfil vertical del viento	- 16 -
2.6.1 Inversion eólica.....	- 17 -
2.6.2 Metodos de extrapolación	- 17 -
2.7 Potencia eólica.....	- 18 -
2.8 Parque Eólico La Rumorosa I.....	- 19 -
2.8.1 Beneficios y dificultades	- 19 -
Capítulo — III Metodología.....	- 21 -
3.1 Información general.....	- 21 -
3.1.1 Base de datos de operación.....	- 21 -
3.1.2 Base de datos meteorológica.....	- 22 -
3.2 Análisis de la información	- 22 -
3.3 Distribuciones de probabilidad	- 23 -
3.4 Distribución del viento y otras variables meteorológicas.....	- 23 -

3.4.1	Distribuciones de frecuencias.....	- 24 -
3.5	Estados del viento.....	- 24 -
3.6	Perfil vertical del viento y Métodos de extrapolación.....	- 24 -
3.6.1	Metodos de extrapolación y análisis de regresión no lineal	- 25 -
3.7	GMM – 5 variables	- 26 -
3.7.1	Curvas de potencia.....	- 26 -
3.8	Aportación energética	- 27 -
Capitulo IV	— Resultados.....	- 28 -
4.1	Información general.....	- 28 -
4.1.1	Base de datos de operación.....	- 28 -
4.1.2	Base de datos meteorológica.....	- 28 -
4.2	Análisis de la información	- 29 -
4.3	Distribuciones de probabilidad	- 32 -
4.4	Distribución del viento y otras variables meteorológicas.....	- 36 -
4.4.1	Distribuciones de frecuencias.....	- 38 -
4.5	Estados del viento.....	- 41 -
4.6	Perfil vertical del viento	- 42 -
4.6.1	Metodos de extrapolación y análisis de regresión no lineal	- 42 -
4.7	GMM – 5 variables	- 45 -
4.7.1	Curvas de potencia.....	- 55 -
4.8	Aportación energética	- 62 -
Capítulo V	— Conclusiones y recomendaciones	- 64 -
Referencias	- 66 -

Índice de Tablas

Tabla 1: Crecimiento de la energía eólica en México. (GWEC, 2016, 2019, 2023, 2024)	- 4 -
Tabla 2: Altitud de los aerogeneradores y torre anemométrica del PER I.	- 12 -
Tabla 3: Parámetros de forma y escala, coeficiente de Pearson, de determinación, raíz del error cuadrático medio y pruebas de bondad y ajuste para las funciones de densidad de probabilidad.	- 33 -
Tabla 4: Generación de energía anual y factor de planta para las funciones de densidad de probabilidad.	- 34 -
Tabla 5: Comportamiento histórico del PER I.....	- 34 -
Tabla 6: Estadísticas básicas de las velocidades de viento a distintas alturas y la temperatura del aire de la T_a	- 37 -
Tabla 7: Prueba T de diferencia de medias del A_1 con respecto a la T_a	- 43 -
Tabla 8: Porcentaje de cumplimiento del perfil vertical del viento.	- 43 -
Tabla 9: Ajuste de los distintos análisis de regresión no lineal.	- 44 -
Tabla 10: Métodos de extrapolación para los anemómetros de 40 y 50 m con respecto al A_4	- 45 -
Tabla 11: Comportamiento general de los frentes fríos mediante distribuciones de frecuencias.....	- 47 -
Tabla 12: Comportamiento general de los Vientos de Santa Ana mediante distribuciones de frecuencias.....	- 49 -
Tabla 13: Comportamiento general durante los días mediante distribuciones de frecuencias.....	- 51 -
Tabla 14: Comportamiento general durante las noches mediante distribuciones de frecuencias.	- 52 -
Tabla 15: Comportamiento general durante los días caliente mediante distribuciones de frecuencias.....	- 54 -
Tabla 16: Curvas de potencia de los estados del viento locales.....	- 59 -

Tabla 17: Curvas de coeficiente de potencia de los estados del viento locales. .-
59 -

Tabla 18: Energía generada para cada uno de los estados del viento en el PER I
[MWh & %].- 63 -

Índice de Gráficas

Gráfica 1: Capacidad instalada de energía eólica histórica en México. (GWEC, 2016, 2019, 2023, 2024)	- 4 -
Gráfica 2: Estado de la industria eólica en México 2023. (AMDEE, 2024)	- 5 -
Gráfica 3: Generación eléctrica de energías limpias y metas. (PROSEDEN 2018 & 2023)	- 7 -
Gráfica 4: Distribución de frecuencias de velocidades de viento en el PER I de la T_a y la simulada por Meteonorm.	- 29 -
Gráfica 5: Rosa de los vientos anual en el PER I. a. Simulada Meteonorm. b. T_a ...	- 30 -
Gráfica 6: Comparación de temperatura simulada Meteonorm y T_a . a. Gráfica de dispersión. b. Serie de tiempo.....	- 31 -
Gráfica 7: Funciones de densidad de probabilidad de T_a	- 32 -
Gráfica 8: Función de densidad de probabilidad para un año típico.	- 34 -
Gráfica 9: Información de operación del PER I y datos meteorológicos de la T_a . .	- 36 -
Gráfica 10: Serie de tiempo de las velocidades de viento a distintas alturas de la T_a	- 37 -
Gráfica 11: Serie de tiempo de la temperatura del aire de la T_a	- 38 -
Gráfica 12: Distribución de frecuencias de las velocidades de viento a distintas alturas de la T_a	- 39 -
Gráfica 13: Distribución de frecuencias de la temperatura del aire de la T_a . .	- 40 -
Gráfica 14: Distribución de frecuencias de las direcciones del viento a distintas alturas de la T_a	- 40 -
Gráfica 15: Clusters generados a partir del GMM para los 4 anemómetros de la T_a	- 41 -
Gráfica 16: Clusters generados a partir del GMM para los 5 aerogeneradores del PER I.	- 42 -

Gráfica 17: Curva de potencia de los frentes fríos.- 55 -
Gráfica 18: Curva de coeficiente de potencia de los frentes fríos.....- 56 -
Gráfica 19: Curva de potencia de los vientos de Santa Ana..- 57 -
Gráfica 20: Curva de coeficiente de potencia de los vientos de Santa Ana.- 58 -
Gráfica 21: Curva de potencia durante los días calientes.- 60 -
Gráfica 22: Curva de coeficiente de potencia durante los días calientes.- 61 -

Capítulo I – Introducción

1.1 ¿Qué es el viento?

De acuerdo con Manwell *et al.* (2010) la fuente original de la energía renovable que se encuentra en el recurso eólico es el sol. Esto se debe a que la radiación solar genera el viento (Jarabo *et al.*, 1988); en consecuencia a las diferencias de insolación entre los distintos puntos de la tierra, creando diferencias térmicas que a su vez produce diferencias de densidad en las masas de aire; moviéndose desde áreas de alta presión hasta las de baja presión, creando así, un equilibrio energético. De tal manera, Jarabo *et al.* (1988), lo definen como:

“Una corriente de aire resultante de las diferencias de presión en la atmósfera, provocadas en la mayoría de los casos, por variaciones de la temperatura.”

El movimiento de estas masas de aire está definido por la sumatoria de todas las fuerzas que actúan sobre éstas; entre ellas están la fuerza de gradiente de presión, la fuerza gravitatoria, la fuerza de fricción y la fuerza de Coriolis. La primera de ellas es la descrita anteriormente, que es debida a variaciones de presión, la fuerza gravitatoria, es debida a la fuerza de gravedad, mientras que la fuerza de fricción, es debida a la orografía superficial, por último, la fuerza de Coriolis, es debida por la rotación de la Tierra.

1.1.1 Contexto de la energía eólica

Sólo el 2% de la energía que llega a la Tierra (Jarabo *et al.*, 1988), a través de la radiación solar, se convierte en energía eólica, de esto no es posible utilizar más del 10% sin importar los progresos técnicos que haya, por lo tanto, se puede tener un potencial energético igual a 1.3×10^{11} kW, es decir, unas 14 veces el consumo mundial actual de energía.

1.1.1.1 Global

Con base en el reporte de estadísticas de capacidad renovable de la Agencia Internacional de Energía Renovable (IRENA, por su acrónimo en inglés) (2024), para 2023 las energías renovables a nivel mundial tienen una capacidad instalada de 3,869,705 MW, representando 43.2% del total y 13.9% de incremento con respecto al año anterior. Donde éstas se dividen en distintas secciones:

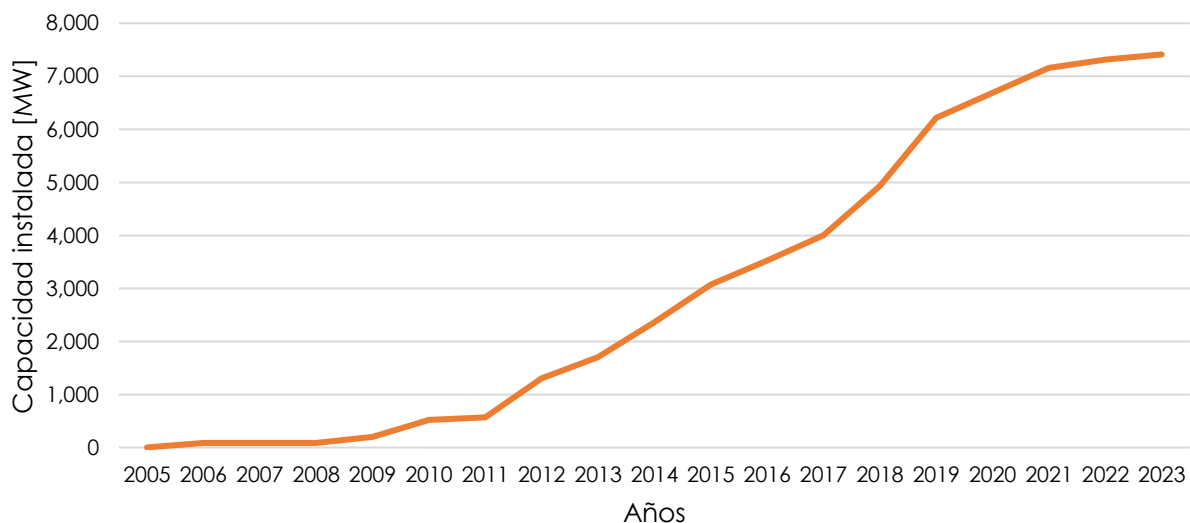
- Hidroeléctrica
 - Hidroeléctrica renovable (incluidas las plantas mixtas)
 - Hidroeléctrica de bombeo pura
- Energía marina
- Energía eólica
 - Energía eólica terrestre
 - Energía eólica marina
- Energía solar
 - Solar fotovoltaica
 - Energía solar termoeléctrica

- Bioenergía
 - Biocombustibles sólidos y residuos renovables
 - Bagazo
 - Residuos municipales renovables
 - Otros biocombustibles sólidos
 - Biocarburantes líquidos
 - Biogás
- Energía geotérmica

En cuanto a energía eólica, según el reporte global de energía eólica del Consejo Global de Energía Eólica (GWEC, por sus siglas en inglés) (2024) se tiene una capacidad instalada de 1,020,639 MW, dividida en 945,477 MW para energía eólica terrestre y 75,162 MW para energía eólica marina; siendo 105,764 y 10,852 MW de nuevas instalaciones en ese año, respectivamente.

1.1.1.2 Nacional

De manera general la IRENA (2024) indica que, México cuenta con 33,517 MW de capacidad instalada procedente de fuentes renovables, el cual representa 32.2% de la capacidad total. Específicamente en energía eólica, el reporte del GWEC (2024), para 2023 la capacidad instalada en México creció un 1.31% (96 MW) con respecto a 2022, bajando su crecimiento de 2.2% (158 MW) que se dio en 2022 con respecto a 2021; notándose una baja en los últimos años (Gráfica 1 y Tabla 1). Además, la energía eólica generada (AMDEE, 2024) fue mayor a 20,000 GWh, que representa un 5.98% de la generación total.

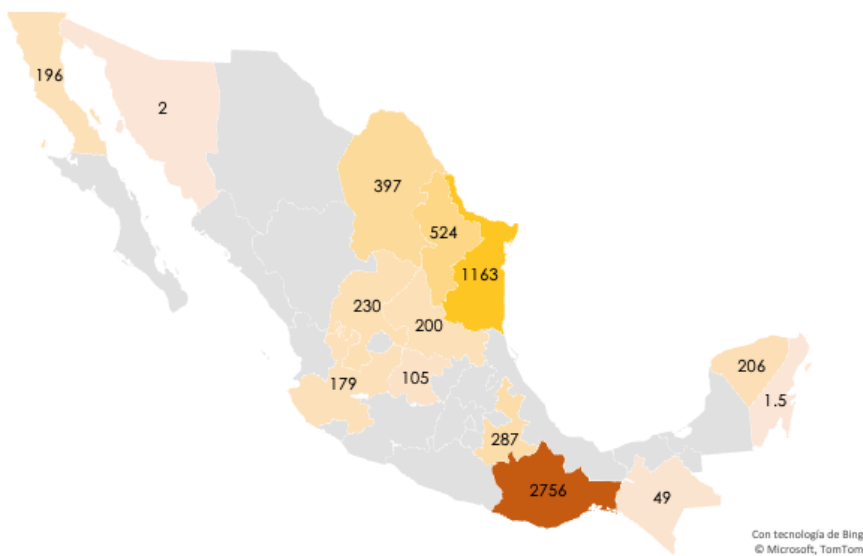


Gráfica 1: Capacidad instalada de energía eólica histórica en México. (GWEC, 2016, 2019, 2023, 2024)

Tabla 1: Crecimiento de la energía eólica en México. (GWEC, 2016, 2019, 2023, 2024)

Año	Capacidad Instalada [MW]	Crecimiento [%]
2005	3	-
2006	85	2,733
2007	85	0
2008	85	0
2009	202	138
2010	519	157
2011	569	10
2012	1,303	129
2013	1,703	31
2014	2,359	39
2015	3,073	30
2016	3,527	15
2017	4,006	14
2018	4,935	23
2019	6,215	26
2020	6,686	8
2021	7,159	7
2022	7,317	2
2023	7,413	1

Según el reporte de la Asociación Mexicana de Energía Eólica (AMDEE) (2024), México cuenta con una capacidad instalada de 7,413 MW (Tabla 1), que se distribuye en 71 parques eólicos a lo largo de 15 estados del país (Gráfica 2), destacando principalmente Oaxaca, Tamaulipas y Nuevo León, con 2,758, 1,715 y 793 MW, de capacidad instalada, respectivamente; esta capacidad instalada en energía eólica representa el 8.26% del total.



Gráfica 2: Estado de la industria eólica en México 2023. (AMDEE, 2024)

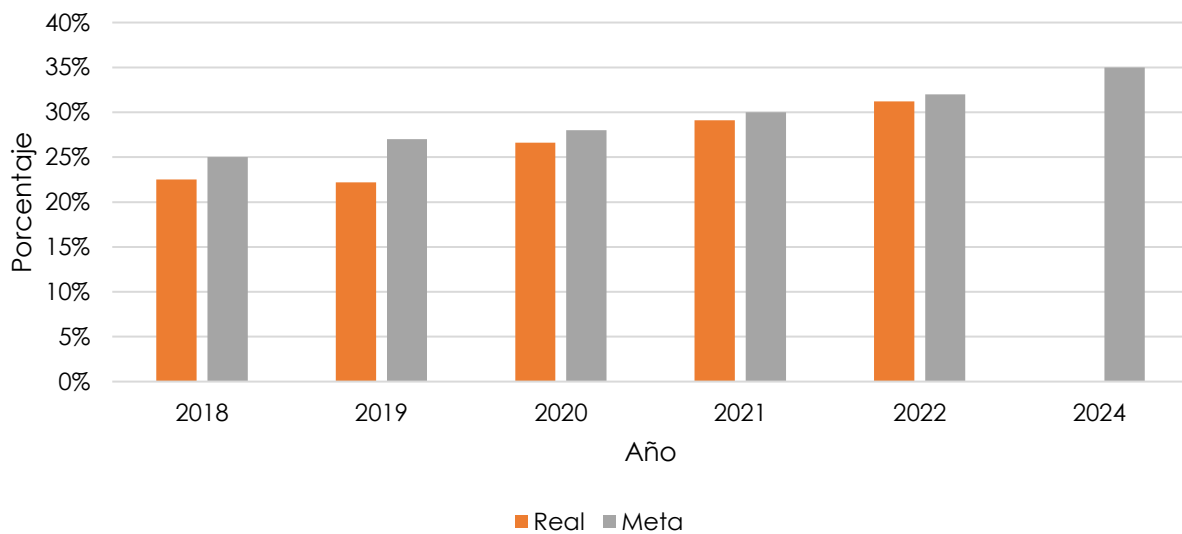
1.1.1.3 Regional

El estado de Baja California cuenta con tres parques eólicos (The wind power, 2024), Parque Eólico La Rumorosa I (PER I) y Parque Eólico Sierra Juárez ubicados en el municipio de Tecate y Parque Eólico San Matías en el municipio de Ensenada. El PER I cuenta con una capacidad instalada de 10 MW, la cual es suministrada por 10 aerogeneradores de 2 MW cada uno. El Parque Eólico Sierra Juárez tiene una capacidad instalada de 155.1 MW, la cual es suministrada por 47 aerogeneradores de 3.3 MW cada uno. Finalmente, el Parque Eólico San Matías tiene una capacidad instalada de 30.4 MW, la cual es suministrada por 8 aerogeneradores de 3.8 MW cada uno. Por último, estos parques fueron inaugurados en Octubre de 2009, Junio de 2015 y Agosto de 2020, respectivamente.

1.2 Planteamiento del problema

De acuerdo con la Convención del Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (UNFCCC, por sus siglas en inglés) se celebró en 2015 la Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (COP21), en la que se llegó al Acuerdo de París (UNFCCC, 2015), en el que se busca aumentar la capacidad de los países para hacer frente a los efectos del cambio climático, para alcanzar estos objetivos exige que se haga todo lo que esté en sus manos a través de Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional (NDCs, por sus siglas en inglés), en el caso de México implementó leyes en las que se establecieron

metas de participación de energías limpias, en la Ley de Transición Energética (LTE) (DOF, 2015) para 2018 y 2021 una contribución de 25% y 30%, respectivamente, también en la Ley General de Cambio Climático (LGCC) (DOF, 2012) se agregó para 2024 una contribución de 35%. A futuro, en la Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética (LAERFTE) (DOF, 2008) se establecen nuevas metas de 40% para 2035 y 50% para 2050. Con base en datos de la Secretaría de Energía (SENER) en el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN) (2018 & 2023), las metas nunca fueron alcanzadas (Gráfica 3).



Gráfica 3: Generación eléctrica de energías limpias y metas. (PROSEDEN 2018 & 2023)

En un análisis hecho por el Instituto Mexicano para la Competitividad (IMCO) acerca del PROSEDEN 2024-2038 (2024), destaca los siguientes escenarios: el PROSEDEN estima un crecimiento en la demanda de 2.4% como media, sin embargo, el crecimiento en 2022 y 2023, fue de 3.4% y 3.5%, respectivamente; por lo que es poco probable el escenario que plantean. Además, la capacidad

instalada va por debajo de las necesidades, la capacidad instalada en el sistema internacional para 2023, es de 90,447 MW, representando un crecimiento del 0.6% con respecto al año anterior, siendo éste muy bajo comparado con el crecimiento en la demanda.

1.3 Justificación

La reforma energética en México (DOF, 2013) ha implementado leyes, reglamentos, acuerdos y disposiciones complementarias emitidos por la Secretaría de Energía (SENER) y la Comisión Reguladora de Energía (CRE) para el cumplimiento de las Bases del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). Con base en las metas establecidas en estas leyes, Gerardo Pérez Guerra, presidente de la AMDEE declaró ante El Economista (2024) que la energía eólica tiene potencial de añadir hasta 15 GW más para dicha aportación de los 30 GW adicionales de capacidad de generación comprometidos en las COP28 y COP29.

Por otra parte, en la actualidad las centrales eléctricas intermitentes no cuentan con un pronóstico de generación de energía eléctrica acertado, por lo cual genera una incertidumbre en su suministro a la red.

Así mismo, la generación de energía no solo depende de la intermitencia y variabilidad del recurso eólico (Optis & Perr-Sauer, 2019), sino que posee complejas interacciones atmosféricas no lineales en diversas escalas de tiempo y espacio, que impactan a en la generación de potencia de un parque eólico.

Por otra parte, los pronósticos de generación intermitente (DOF, 2017) de las bases del MEM establecen que los representantes de las centrales eléctricas intermitentes están obligados a presentar pronósticos de generación de energía eléctrica por hora al Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), en los términos que definan los manuales de prácticas de mercado (DOF, 2018); por esta razón debe existir un cumplimiento de pronóstico de generación de energía, para impulsar la integración de las energías renovables.

Ante la necesidad de cumplir con los pronósticos de generación intermitentes establecidos en las bases del MEM, se podrían utilizar métodos que analicen las curvas de potencia de acuerdo con los estados del viento de escala local y mesoescala para ayudar en la predicción de generación, no solo a disminuir su incertidumbre; sino también a fomentar la implementación de energías renovables a pequeña y gran escala.

1.4 Hipótesis

El comportamiento de los aerogeneradores y su producción eólica varía de acuerdo con las variables meteorológicas, asociadas a los distintos estados del viento y su orografía.

1.5 Objetivos

1.5.1 General

Estimar el recurso eólico en la región de La Rumorosa, Tecate, Baja California y la generación de energía eléctrica evaluando la operación del Parque Eólico La Rumorosa I, mediante modelos estadísticos y machine learning.

1.5.2 Específicos

- Caracterizar del viento mediante distintas funciones de densidad de probabilidad.
- Estimar la velocidad de entrada de los aerogeneradores, mediante análisis de regresión no lineal y extrapolación de la torre anemométrica.
- Caracterizar los estados del vientos mediante un análisis de modelo de mezcla Gaussiana.
- Elaborar las curvas de potencia y de coeficiente de potencia de cada estado del viento identificado.
- Calcular la aportación energética de cada estado del viento identificado.
- Analizar el impacto de la inversión eólica en el PER I.
- Ajustar las curvas de potencia y de coeficiente de potencia.
- Elaborar la distribución de probabilidad de los estados del viento relacionado al perfil vertical del viento.

Capítulo II – Marco teórico

2.1 Área de estudio

El Parque Eólico la Rumorosa I, está ubicado en el poblado La Rumorosa, Baja California, México ($32^{\circ} 30' 1.296''$ N, $116^{\circ} 5' 33.18''$ O) a una altitud de 1,337 metros, con una extensión de 42 hectáreas y es operado por la Comisión Estatal de Energía de Baja California (CEEBC). Cuenta con 5 aerogeneradores modelo G87/2000, con una potencia de 2,000 kW y un diámetro de 87 m de área de barrido, una altura al buje de 78 m, una velocidad de arranque de 3 m/s, nominal de 14 m/s y de corte de 25 m/s; de tal manera, el PER I cuenta con una capacidad instalada de 10 MW. Un detalle importante, es la distribución del terreno que hace que el diseño del parque posicione a cada aerogenerador a diferente altitud (Ilustración 1) (Tabla 2).

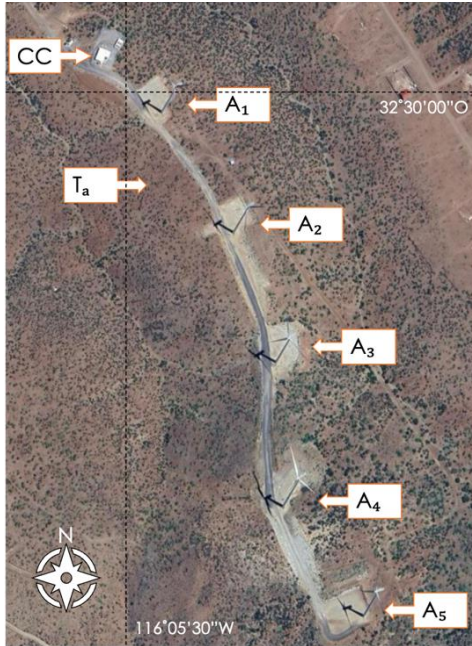


Tabla 2: Altitud de los aerogeneradores y torre anemométrica del PER I.

Concepto	Altitud [m]
Torre anemométrica	1,344
Aerogenerador₁	1,346
Aerogenerador₂	1,352
Aerogenerador₃	1,359
Aerogenerador₄	1,370
Aerogenerador₅	1,361

Ilustración 1: Distribución de los aerogeneradores en el PER I.

Los aerogeneradores se enumeran en el orden desde el cuarto de control (CC), ubicado en el norte y se ordenan hacia el sur de tal manera que el último que se ubica en el extremo sur es el aerogenerador 5 (A_5); asimismo se encuentra una torre anemométrica (T_a) ($32^{\circ} 29' 55.8''$ Norte, $116^{\circ} 05' 28.4''$ Oeste) entre el aerogenerador 1 y 2 (A_1 y A_2), y hacia el oeste de éstos.

2.2 Eventos meteorológicos

En cuanto a la región de La Rumorosa (Zamora, 2016) los eventos meteorológicos que se presentan a mesoescala son los vientos de Santa Ana y frentes fríos y a escala local son los vientos de valle y montaña.

2.2.1 Mesoescala

Los vientos de Santa Ana se caracterizan por el calentamiento adiabático seco que se produce cuando éstos fluyen cuesta abajo desde las montañas hacia la costa (Abatzoglou *et al.*, 2013, Rolinski *et al.*, 2019). Su generación está asociada a un sistema de alta presión intensa en el área de la Gran Cuenca y uno de baja presión frente a California, que genera fuertes vientos. Durante la temporada húmeda, la presión alta del Pacífico Norte se debilita y migra hacia la sur (Romero *et al.*, 2007), un proceso que permite sistemas de baja presión en California, Estados Unidos y Baja California, México y la producción de lluvia (Westerling *et al.*, 2004, Hughes & Hall, 2010).

Mientras que, los frentes fríos (Lutgens *et al.*, 2018) se denominan como la zona de transición donde una masa de aire frío avanza activamente hacia una región ocupada por aire más cálido. Los frentes fríos generan una caída marcada de la temperatura, cambio de la dirección del viento del suroeste al noroeste y velocidades de hasta 80 km/h (22.22 m/s).

2.2.2 Locales

Acerca de los vientos de valle (Ahrens & Henson, 2021), éstos se presentan durante el día, cuando la luz del sol calienta las paredes del valle, que a su vez calienta el aire en contacto con ellos. El aire calentado, siendo menos denso que el aire de la misma altitud sobre el valle, se eleva como un suave viento ascendente. Por otra parte, los vientos de montaña (Ahrens & Henson, 2021) se

presentan durante la noche, cuando el flujo se invierte y las laderas de la montaña se enfrían rápidamente, enfriando el aire en contacto con ellos. El aire más frío y denso se desliza hacia abajo en el valle.

2.3 Estados del viento

De acuerdo con Sánchez-Pérez *et al.* (2016), éstos estados se definen como la región en el plano $v_x - v_y$ donde el viento llega repetidamente. Físicamente no son lo mismo que un estado de equilibrio termodinámico o uno estacionario fuera de equilibrio. Tienen una dinámica interna que cambia todo el tiempo, pero son propiedad de las series de tiempo largas y están determinadas por las condiciones geográficas y climáticas en el sitio. Agregando a lo anterior, es una región en el espacio de fase que contiene las velocidades del viento accesibles, que tienen una función de distribución de probabilidad común y que las caracteriza como un grupo.

2.4 Modelo de Mezcla Gaussiana

Existen modelos para la identificación de los estados del viento que, según Arellano *et al.* (2020) el Modelo de Mezcla Gaussiana (GMM, por sus siglas en inglés) se basa en un análisis probabilístico que emplea una mezcla paramétrica o combinación de variables físicas relacionadas con el comportamiento del viento. Este método es conveniente cuando los datos que se intenta modelar

son muy complejos y no es posible representarlos en forma de distribución simple; de esa manera, estos datos podrían mostrarse en forma multimodal.

La dirección del viento es un parámetro importante para tener en cuenta (Jaramillo & Borja, 2004) en la evaluación del viento cuando el análisis estadístico informa que las frecuencias de velocidad no siguen una distribución de Weibull y existe influencia de vientos provenientes de diferentes direcciones.

En cuanto a los modelos estadísticos de predicción de energía eólica, el Laboratorio Nacional de Energías Renovables de los Estados Unidos (NREL, por sus siglas en inglés), propone un modelo de promedio móvil autorregresivo (ARMA, por sus siglas en inglés) (Milligan *et al.*, 2020) tanto a la velocidad como a la potencia eólica, que se centran en los pronósticos a corto plazo y que pueden ser útiles en los mercados con una hora de antelación.

Así mismo, se ha trabajado con la predicción del rendimiento de los aerogeneradores sobre la curva de potencia a través del ejercicio Share-3 (Lee *et al.*, 2020), donde afirma que la producción de energía de los aerogeneradores se desvía de la curva de potencia de referencia en las condiciones atmosféricas del mundo real. Por lo que la predicción correcta del rendimiento de la potencia del aerogenerador requiere que los modelos sean validados para una amplia gama de aerogeneradores que utilizan entradas en diferentes ubicaciones. A través de este ejercicio se buscan métodos de modelado que reduzcan el error y la incertidumbre en la predicción de potencia cuando la cizalladura del viento y la turbulencia se desvían de las condiciones de diseño.

2.5 Distribuciones de probabilidad

Li & Shi (2010) destacan la importancia de la estimación precisa de la distribución de la velocidad del viento para la evaluación del potencial de energía eólica, la selección de los parques eólicos y la gestión de las operaciones de los sistemas de conversión de energía eólica. Además, Wang *et al.* (2016) comparan varias funciones de distribución de probabilidad para identificar la precisión del modelo para ciertas regiones, entre dichas funciones las separa entre unimodales y multimodales, en la primera de éstas se encuentran: Weibull (Weibull, 1939), Normal (Gaddum, 1945), Burr (Soukissian, 2013), Lognormal (Galton, 1889), Gamma (Weatherburn, 1961), Normal Truncada (Carta *et al.*, 2009), Rayleigh (Strutt, 1888) y Log-Logística (Wu *et al.*, 2013); y multimodales: Gamma-Weibull (Chang, 2011), Normal Truncada (Carta & Mentado, 2007), Weibull-Weibull (Carta *et al.*, 2009) y Normal Truncada-Weibull (Chang, 2011).

2.6 Perfil vertical del viento

Uno de los fenómenos más importantes con respecto a la utilización de la energía eólica es el incremento en la velocidad del viento con respecto a la altura. La fricción en el movimiento de las masas de aire contra la superficie frena las velocidades de viento que no se alteran a gran altitud hasta cero directamente a nivel del suelo (Hau & Renouard, 2013). La zona de la atmósfera en la que la velocidad del viento no se altera, se sitúa entre los 600 y 2,000 m sobre el nivel del suelo y se denomina capa límite.

2.6.1 Inversión eólica

La zona de la capa límite cercana al suelo se denomina Capa de Prandtl (Hau & Renouard, 2013), las condiciones de flujo en esta zona están dominadas por la fricción del flujo de aire contra la superficie, además, el transporte vertical de calor e impulsos. En esta zona, desempeñan un papel importante.

La zona por encima de la capa límite se denomina Capa de Ekman. Aquí la influencia de la fricción con el suelo es menos dominante, mientras que la dirección del viento está influenciada por la fuerza de Coriolis, que genera la llamada espiral de Ekman.

La altura de la Capa de Prandtl varía con las condiciones meteorológicas, durante el horario nocturno, sólo tiene entre 20 y 50 m de espesor, mientras que durante el diurno la extensión vertical oscila entre los 50 y 150 m; investigaciones han demostrado que a una altura del buje de 60 m, alrededor del 30% de las horas anuales se está dentro de la Capa de Prandtl, mientras que sólo el 7% a una altura del buje de 100 m.

2.6.2 Metodos de extrapolación

Ya que las velocidades de viento medidas por la T_a no son a la altura del buje del aerogenerador, es necesario estimarla mediante el modelo del perfil vertical de velocidad de viento propuesto por Hellman (1916) (Ecuación 1).

$$\frac{v(h)}{v(h_{ref})} = \left(\frac{h}{h_{ref}} \right)^\alpha \quad (1)$$

Donde:

$v(h)$ es la velocidad de viento en m/s a la altura h .

h es la altura en metros [m].

$v(h_{ref})$ es la velocidad de viento en m/s a la altura de referencia o conocida (h_{ref}), en este caso 40, 50 o 60 m.

h_{ref} es la altura de referencia o conocida en m.

a es el exponente de Hellman que varía con la rugosidad del terreno.

Dado que la rugosidad del terreno se desconoce, se estima a partir del alfa variable en función de la velocidad de viento y altura propuesto por Justus *et al.*

(1978) (Ecuación 2)

$$\alpha = \frac{0.37 - 0.088 \cdot \ln(v_{ref})}{1 - 0.088 \cdot \ln\left(\frac{h_{ref}}{10}\right)} \quad (2)$$

2.7 Potencia eólica

En energía eólica, según Manwell (2010) la potencia disponible que atraviesa el rotor de un aerogenerador se puede obtener a partir de la ecuación 3:

$$P_e(v) = \frac{\rho \cdot A \cdot v^3}{2} \quad (3)$$

Donde:

$P_e(v)$ es la potencia en watts [W].

v es la velocidad de viento en m/s.

A es el área del rotor en metros cuadrados [m²].

ρ es la densidad del aire en kilogramos sobre metro cubico [kg/m³].

Esta energía cinética está relacionada con la energía eléctrica generada por un aerogenerador mediante el coeficiente de potencia (Ecuación 4).

$$C_p(v) = \frac{p(v)}{P_e(v)} \quad (4)$$

Donde:

$p(v)$ es la potencia generada por el aerogenerador en [W].
 C_p es el coeficiente de potencia.

Éste último está relacionado con el diseño del álabe, el ángulo de ataque y la relación entre la velocidad del rotor y la velocidad del viento, también se le conoce como el límite de Betz, $(0.593, 16/27)$ (Carrillo *et al.*, 2013), valor que en las turbinas reales y suele oscilar entre 0.35 y 0.45 (Zafirakis *et al.*, 2012).

2.8 Parque Eólico La Rumorosa I

El PER I, tuvo una inversión de \$US26.1M, entregando a generación eléctrica promedio anual de 27,156 MWh (CEEBC, 2020) evitando emitir más de 18,000 Ton CO₂eq/año con base en la calculadora de equivalencias de gases de efecto invernadero de la EPA (Agencia de Protección al Ambiente, por sus siglas en inglés) (EPA, 2018).

2.8.1 Beneficios y dificultades

La generación eléctrica del PER I autoabastece el 80% del alumbrado público de la zona urbana de Mexicali, del mismo modo en ese momento se apoyaba a 35,000 familias en condiciones de vulnerabilidad con \$1,100 para el pago de servicio eléctrico durante los meses de verano (CEEBC, 2020), posteriormente este apoyo aumentó su alcance a 45,000 familias, también aumentó el apoyo económico a \$1,250 (Secretaría del Bienestar, 2023); actualmente este programa

social se llama Ilumina tu día y es impulsado por la Secretaría del Bienestar, con un apoyo económico de \$1,400 (Secretaría del Bienestar, 2024).

La Intermediación de Contratos Legados de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) (DOF, 2020) aumentó las tarifas de porteo para generadores de energía privada, en particular, autoabastecimiento, entre las que se observan incrementos de hasta 811%, entre las que afecta está el PER I que pasó de pagar un promedio de \$450,000 mensuales a \$2'000,000 (Gallegos, 2021). El director de la CEEBC, Joaquín Gutiérrez Ley, anunció la reactivación del PER I (Global Energy, 2021), el funcionario explicó que el contrato de la empresa quedaba mantenimiento al sistema operativo de los generadores, terminó en agosto de 2021, por lo que se tuvo que suspender la operatividad de los aerogeneradores al no contar con una empresa que cubriera las fallas que se presentaran. Para Julio de 2022 (Torres, 2022) se pusieron nuevamente en operación los cinco aerogeneradores que conforman el PER I, El director de la CEEBC comentó que la energía producida se utiliza principalmente para abastecer el 50% de alumbrado público de la zona urbana de Mexicali.

Capítulo – III Metodología

En este capítulo se describe el proceso mediante el cual se desarrolló esta investigación, se realizó un estudio cuantitativo con datos secundarios, es decir, con datos ya existentes; aplicada y de campo, debido a que no se tenía un control de la información obtenida; del tipo descriptiva, con la intención de caracterizar los estados del viento, destacando sus características, finalmente sincrónica, ya que los estados del tiempo son fenómenos que se dan en un corto periodo (Narváez & Villegas, 2014).

3.1 Información general

3.1.1 Base de datos de operación

La información de operación del PER I comprende desde enero de 2011 a diciembre de 2019, de manera general se cuenta con 82.56% de información, tomando como referencia los 2'366,640 de datos diezminutales de los 5 aerogeneradores en dicho periodo. La información que se tiene es la siguiente para cada uno de los aerogeneradores:

- Potencia total [W].
- Potencia reactiva [W].
- Velocidad de viento [m/s].
- Factor de potencia [%].
- Temperatura del generador [°C].
- Posición de Nacelle [°].

3.1.2 Base de datos meteorológica

También se proporcionó información meteorológica de la T_a , a escasos 27 m del A_1 . La información meteorológica comprende desde el día 16 de febrero de 2010 hasta el 01 de diciembre de 2017, con un total de 179,364 datos diezminutales de 409,824, representando 43.77% de la información total. Las variables meteorológicas con la que se cuenta es la siguiente, separada en 4 alturas:

10 metros sobre el nivel del suelo:

- Temperatura del aire [°C].

40 metros sobre el nivel del suelo:

- Velocidad de viento [m/s].
- Dirección de viento [°].

50 metros sobre el nivel del suelo:

- Velocidad de viento [m/s].

60 metros sobre el nivel del suelo:

- Velocidad de viento [m/s].
- Dirección de viento [°].

3.2 Análisis de la información

Debido al bajo porcentaje de información disponible de la T_a , era muy poca la información que se podía emparejar, por ello se decidió sacar un año típico meteorológico a través del software Meteonorm, en él se ingresó el sitio del PER I en el que interpola bases de datos de estaciones meteorológicas cercanas, en este caso utilizó dos del municipio de Tijuana, una de Ensenada, una de Mexicali

y otra del condado de San Diego, California en Estados Unidos. Sin embargo, las estaciones meteorológicas se sitúan a un radio promedio de 85 km, del mismo modo se encuentran en distintos climas, así como las condiciones locales de viento no se mostrarán bajo estas interpolaciones. Para hacer comparaciones con la T_a es necesario utilizar la ley exponencial de Hellmann (Ecuación 1).

3.3 Distribuciones de probabilidad

Al no ajustarse los datos obtenidos a través de Meteonorm se vio en la necesidad de generar distribuciones de probabilidad para el comportamiento del viento con los datos reales de la T_a del PER I, se utilizaron las distribuciones de probabilidad de Weibull, Gamma, Rayleigh, Normal y Lognormal.

Se validan las funciones de distribución de probabilidad mediante coeficientes de pearson y determinación, raíz del error cuadrático medio y pruebas de bondad de ajuste de kolmogorov-smirnov y chi cuadrada para encontrar cuál distribución de probabilidad será mejor para este sitio.

3.4 Distribución del viento y otras variables meteorológicas

Para conocer el comportamiento de las variables meteorológicas en el PER I, se optó por realizar estadística básica para la velocidad de viento y temperatura, es decir, promedio, desviación estándar, máximo, mínimo y cuartiles; para velocidad de viento y temperatura del aire; en el caso de la dirección del viento

no es viable calcular las estadísticas básicas, ya que por ser un vector no nos describe nada de esa manera.

3.4.1 Distribuciones de frecuencias

Además, también se realizó series de tiempo para saber el comportamiento general a lo largo del año y distribuciones de frecuencias, estos para las variables de velocidad de viento y temperatura del aire; en el caso de la dirección del viento solo se realizó distribución de frecuencias, asimilando una rosa de los vientos, para que sea más sencilla su lectura.

3.5 Estados del viento

Para la identificación de los estados del viento se realizó un GMM, utilizando las variables meteorológicas de velocidad y dirección de viento, en primera instancia. Esto para cada uno de los aerogeneradores y de los anemómetros, este modelo nos genera clusters o agrupaciones en los que es posible, identificar si existen similitudes entre fenómenos, en este caso estados del viento. Los clusters ayudan a una identificación rápida de manera gráfica, sin embargo, para poder clasificarlos, será necesario analizarlos, estadísticamente por separado.

3.6 Perfil vertical del viento y Métodos de extrapolación

Debido a que la T_a se encontraba a una altitud distinta a la de cada uno de los aerogeneradores, se optó por seguir el perfil vertical del viento para poder

simular la velocidad de viento a la entrada. Además, de ser solo un análisis exploratorio, sólo se hizo las comparaciones con el A_1 , ya que es el que se encuentra más cercano a la T_a y su diferencia de altitud es de tan sólo 2 m.

3.6.1 Metodos de extrapolación y análisis de regresión no lineal

Por ello, se realizó la extrapolación de los cuatro anemómetro a la altura de 80 m, 78, por la altura del buje y los 2 m de la diferencia altitud.

La extrapolación de la velocidad de viento de los cuatro anemómetro se realizó por tres métodos distintos:

- Perfil logarítmico.
- Perfil de potencia, dependiendo de la superficie rugosa.
- Perfil de potencia, en función de la velocidad y la altura.

Al no encontrar un buen ajuste, mediante los métodos de extrapolación, se optó por generar un análisis de regresión no lineal, también por tres métodos distintos.

- Exponencial.
- Logarítmico.
- Polinomial cuadrático.

No ajustarse lo suficiente, se optó por hacer el análisis con respecto al Aerogenerador₄ (A_4) y sólo tomando los anemómetros de 40 y 50 m, los métodos extrapolación que se utilizaron fueron los siguientes:

- Perfil logarítmico.
- Perfil de potencia, dependiendo de la superficie rugosa, uno por el tipo de terreno, y otro con $1/7$.
- Perfil de potencia, en función de la velocidad y la altura.

3.7 GMM – 5 variables

Una vez encontrado el aerogenerador que tiene el comportamiento más similar con respecto a la torre anemométrica, se realizó nuevamente el GMM, pero en esta ocasión se agregó:

- Potencia generada.
- Temperatura del aire.
- Presión atmosférica.

La potencia eléctrica generada, se obtenía de los datos de operación del PER I, de cada aerogenerador, mientras que la temperatura del aire se obtenía de los datos meteorológicos de la torre anemométrica, finalmente la presión atmosférica se recabó de datos MERRA-2 (Análisis Retrospectivo de la Era Moderna para Investigación y Aplicación, por sus siglas en inglés) de la Oficina Global de Modelado y Asimilación (GMAO, por sus siglas en inglés) (2020) de la NASA [20], medida en hectopascales [hPa].

Con este nuevo GMM, se realizó la clasificación de los estados del viento a estudiar.

3.7.1 Curvas de potencia

Al tener clasificados los estados del viento, es posible analizarlos mediante su curva de potencia para ver el comportamiento de estos, por ello se realiza las curvas de potencia y de coeficiente de potencia para cada uno de los estados del viento.

3.8 Aportación energética

Con el fin de conocer la aportación energética de cada uno de los estados del viento, esta se calcula mediante la sumatoria de la generación de potencia con respecto a las horas de operación, para el caso anual, sólo es necesario sumar todos los datos diezminutales de generación de potencia y dividirlo entre seis, ya que se cuenta con seis datos por cada hora de operación. De esta manera es posible calcular la energía anual, esto diferirá para cada uno de los estados del viento, ya que no se presentan durante todo el año, por lo que es necesario utilizar la cantidad de horas que éstos representan anualmente.

Capítulo IV – Resultados

En este capítulo se discuten los resultados obtenidos, con base en la metodología mencionada en el capítulo anterior.

4.1 Información general

4.1.1 Base de datos de operación

Con base en la información de operación del PER I disponible, se destacan algunos faltantes de información:

- De Septiembre a la tercer semana de Octubre del año 2011.
- En 2014 solo hay datos de operación del A_1 .
- De la cuarta semana de Julio de 2015 a la tercer semana de Enero de 2016 no hay datos del A_1 .
- En Mayo de 2016 el A_2 no tiene datos de 10 días.
- En la segunda semana de Junio de 2017 no hay datos.
- En la segunda semana de Diciembre de 2017 no hay datos del A_3 .
- De enero de 2018 a la primer semana de Febrero no hay datos.
- En Junio de 2018 el A_3 , A_4 y A_5 no tienen datos de 18 días.

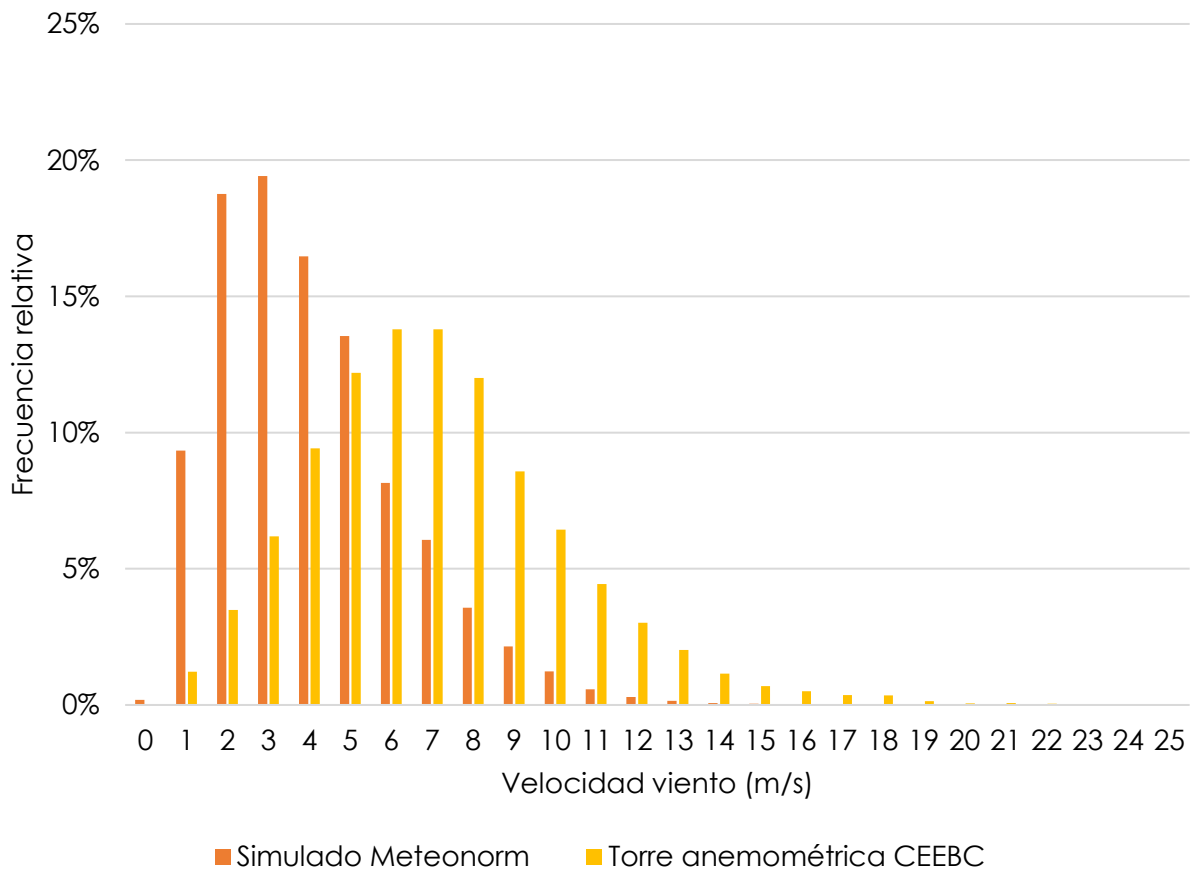
4.1.2 Base de datos meteorológica

Por otra parte, para la información meteorológica de la T_a comprende desde el día 16 de febrero de 2010 hasta el 01 de diciembre de 2017, con un total de 179,364 datos diezminutales de 409,824, representando 43.77% de la información total, teniendo solo tres periodos de aproximadamente un año continuos, siendo éstos:

- De Febrero de 2010 a Enero de 2011.
- De Septiembre de 2012 a Octubre de 2013.
- De Julio de 2016 a Julio de 2017.

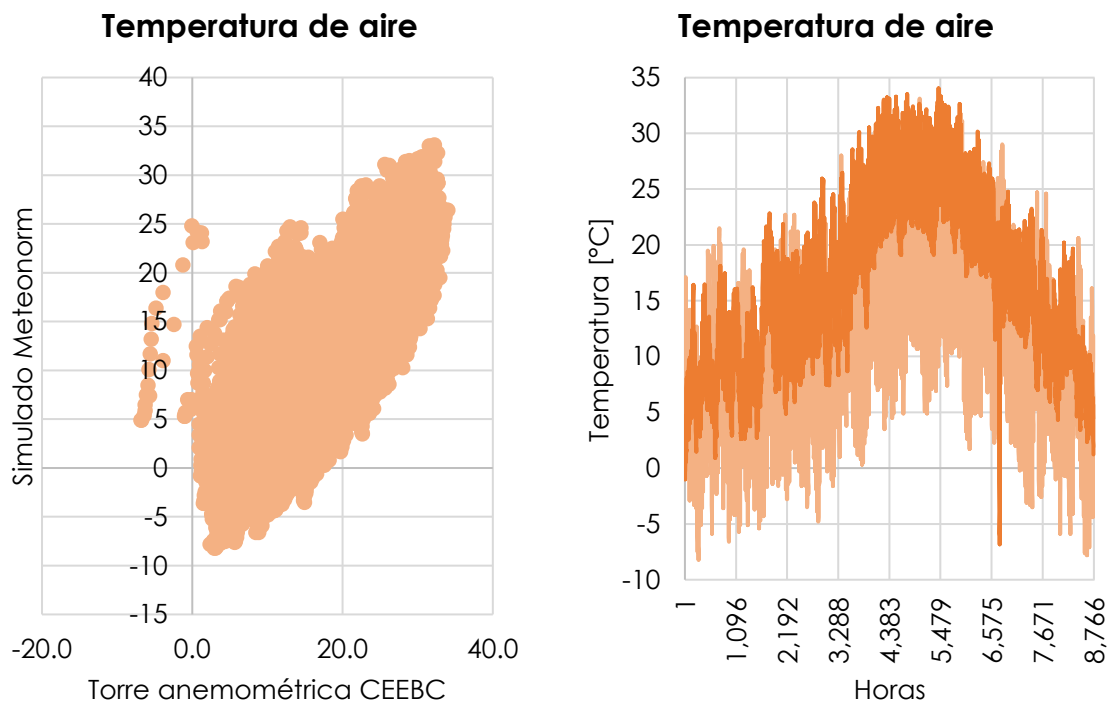
4.2 Análisis de la información

Al realizar la simulación a través de Meeonorm se realizó una comparación entre sus datos obtenidos extrapolados a la altura de 60 m a través de la ley exponencial de Hellmann y los proporcionados por CEEBC de su T_a , tal como se muestra en la gráfica 5. Sin embargo, éstas difieren en su distribución, su media es 3.5 y 6.7 m/s, su desviación estándar es 2.2 y 2 m/s, su mediana es 3 y 6.5 m/s y su moda es 2.6 y 5.7 m/s, para las velocidades de viento de Meeonorm y las de la T_a , respectivamente.



Gráfica 4: Distribución de frecuencias de velocidades de viento en el PER I de la T_a y la simulada por Meeonorm.

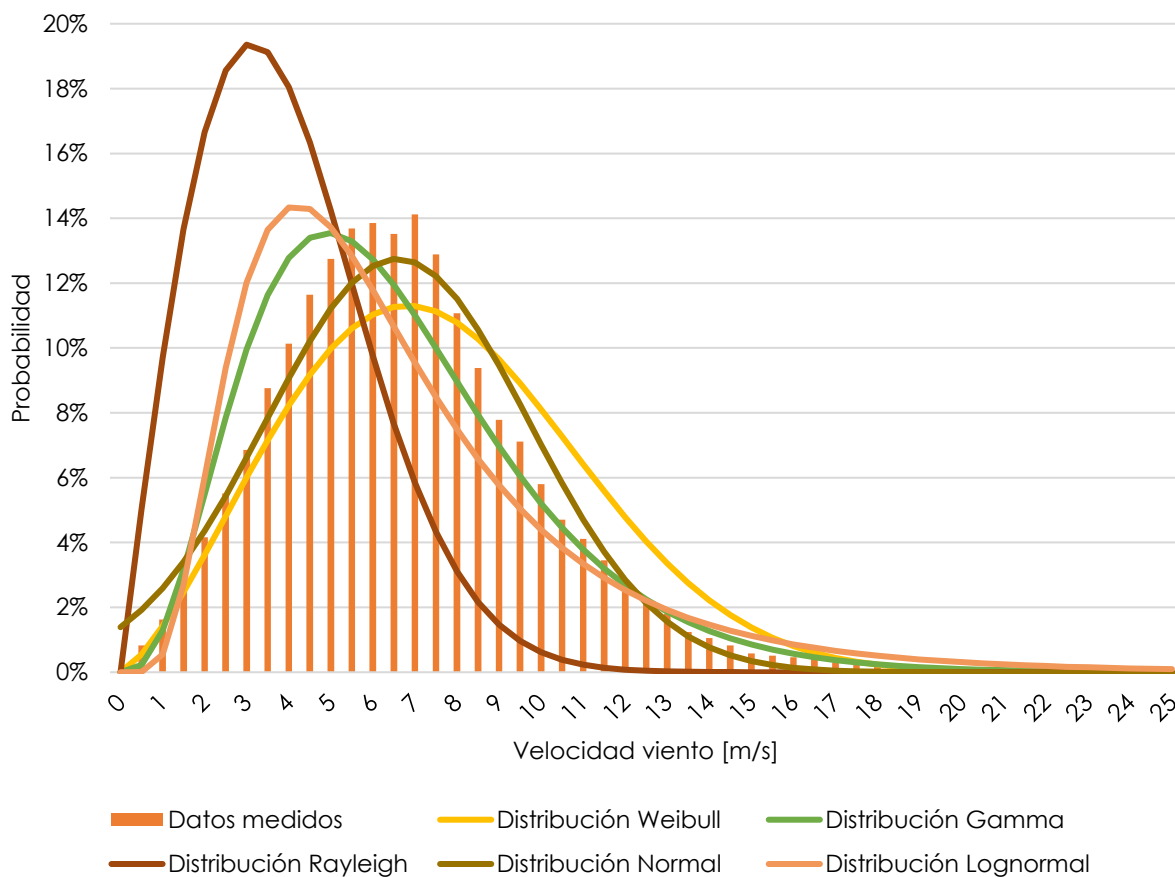
Finalmente, se compara la temperatura simulada por Meteonorm y la de la T_a , a través de una gráfica de dispersión (gráfica 3a) se observa que no existe relación, del mismo modo, se genera una regresión lineal en la que su coeficiente de determinación (R^2) es 0.5577, reafirmando lo observado. Por otra parte, se realizó una serie de tiempo (gráfica 3b) en la que se observa que las temperaturas registradas por la T_a es superior a la simulada por Meteonorm, resultando en una media de 16.2 y 10.8 °C y una desviación estándar de 7.7 y 7.6 °C, para la T_a y la simulada por Meteonorm, respectivamente.



Gráfica 6: Comparación de temperatura simulada Meteonorm y T_a .
a. Gráfica de dispersión. b. Serie de tiempo.

4.3 Distribuciones de probabilidad

Al realizar las funciones de densidad de probabilidad con los datos de la T_a se obtiene lo observado en la gráfica 7, donde las que se ajustan mejor a su comportamiento es la distribución Normal, Weibull y Gamma dejando la Lognormal y Rayleigh sesgadas hacia el lado izquierdo, mostrando que en estas funciones de densidad de probabilidad su mayor frecuencia es 4 y 3 m/s, respectivamente.



Gráfica 7: Funciones de densidad de probabilidad de T_a .

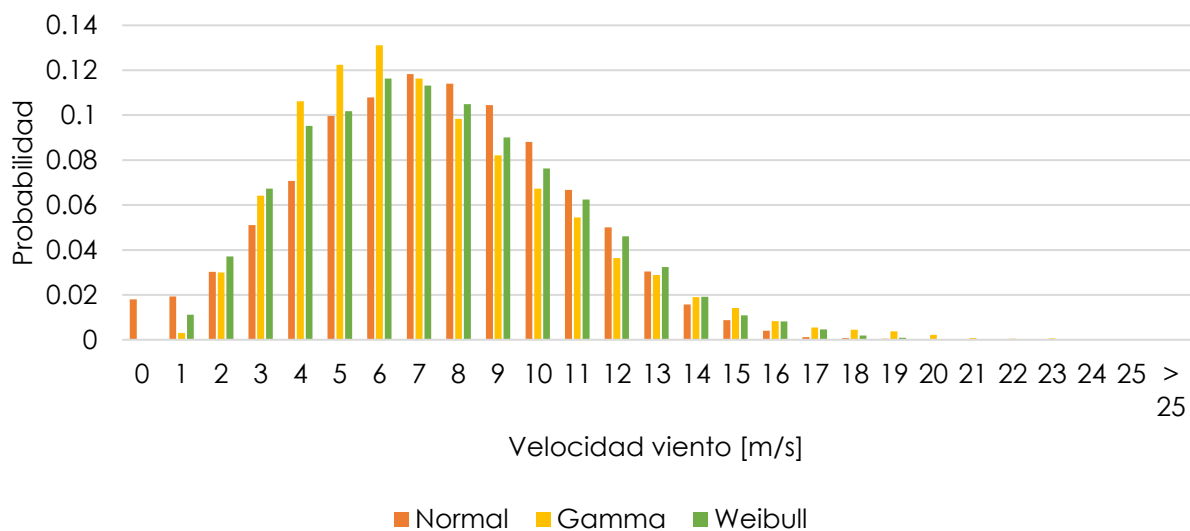
Para realizar las funciones de densidad de probabilidad es necesario calcular los parámetros de forma y escala, desviación estándar y media, con ello ya es

posible realizar cada una de las distribuciones y compararlo con los datos medidos. En la tabla 1 se resaltan en amarillo, verde y azul, la primera, segunda y tercera opción que mejor se ajusta, dado el coeficiente de determinación y la raíz del error cuadrático medio sugiere que la distribución normal es la mejor. Sin embargo, cuando se realizan las pruebas de bondad y ajuste tanto de Kolmogorov-Smirnov como de χ^2 muestra que la de mejor ajuste es la distribución de Weibull.

Tabla 3: Parámetros de forma y escala, coeficiente de Pearson, de determinación, raíz del error cuadrático medio y pruebas de bondad y ajuste para las funciones de densidad de probabilidad.

Parámetros	Distribución	Gamma	Lognormal	Normal	Rayleigh	Weibull
Factor de forma (α)		4.4127				2.222
Factor de escala (β)		1.4903				7.4542
Desviación estándar (σ)			0.57197	3.1306	5.247	
Media (μ)			1.7496	6.5762		
Coeficiente de Pearson (r)		0.9703	0.9183	0.9883	0.6004	0.9860
Coeficiente de determinación (R^2)		0.9414	0.8433	0.9768	0.3605	0.9722
Raíz del error cuadrático medio (RSME)		0.000127	0.000339	0.000047	0.002573	0.000056
Kolmogorov-Smirnov (K-S) estadística		0.06053	0.11115	0.08039	0.07626	0.05711
K-S valor p		0	0	0	0	0
χ^2 estadística		488	636.03	491.34	674	478.31
χ^2 valor p		0	0	0	0	0

Posteriormente se utiliza la ecuación con un año típico para las distribuciones de Weibull, Gamma y Normal (Gráfica 9) y se obtiene lo observado en la Tabla 4, esto se compara con el comportamiento histórico del PER I (Tabla 5) y se obtiene una sobreestimación del 15 al 23% de la potencia y un factor de planta de 31.97 a 34.22% comparado con el 27.75% promedio anual.



Gráfica 8: Función de densidad de probabilidad para un año típico.

Tabla 4: Generación de energía anual y factor de planta para las funciones de densidad de probabilidad.

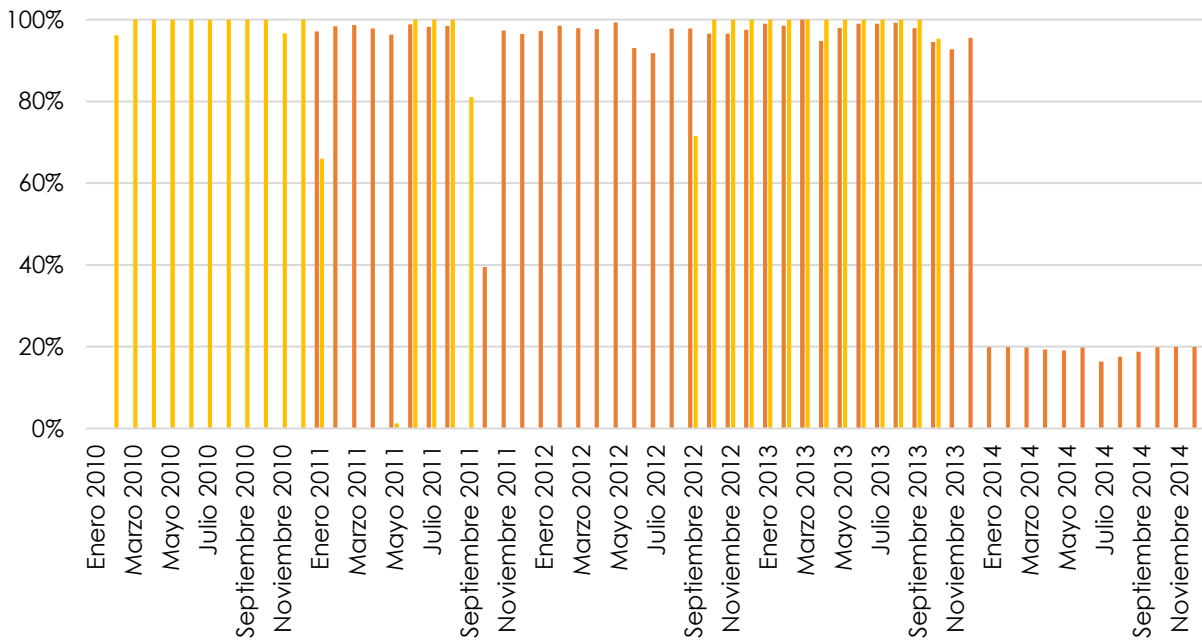
Distribución	Weibull	Gamma	Normal
Generación [kWh]	5,852,818	5,600,359	5,995,294
Diferencia con real	20.38%	15.19%	23.31%
Factor de planta	33.41%	31.97%	34.22%

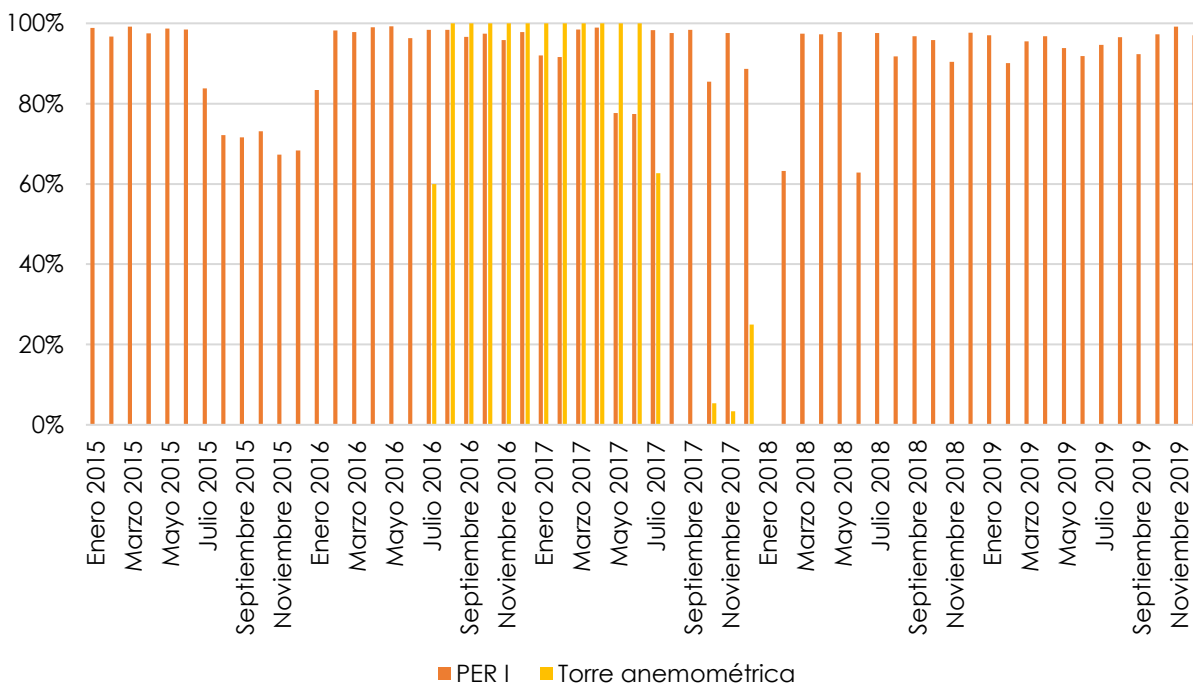
Tabla 5: Comportamiento histórico del PER I.

Año	Generación [kWh]
2010	24,503,665
2011	29,166,996
2012	23,501,178
2013	24,441,543
2014	25,046,684
2015	20,936,662
2016	24,154,694
2017	23,847,290
2018	23,184,760
Acumulado	218,783,472
Promedio anual	24,309,275
Promedio por aerogenerador	4,861,855
Factor de planta	27.75%

A pesar de trabajar con datos simulados, no era posible que se emparejaran lo suficiente como para hacer un análisis completo a través de esa manera; por lo tanto se decidió trabajar con los datos *in situ*, por lo que se buscó un periodo de tiempo donde ambas bases de datos se emparejaran, para una visualización más sencilla, se realizó la gráfica 9.

Para que el estudio pudiera ser de un año continuo se eligió el último periodo para emparejar, siendo éste desde Julio de 2016 hasta Julio de 2017.

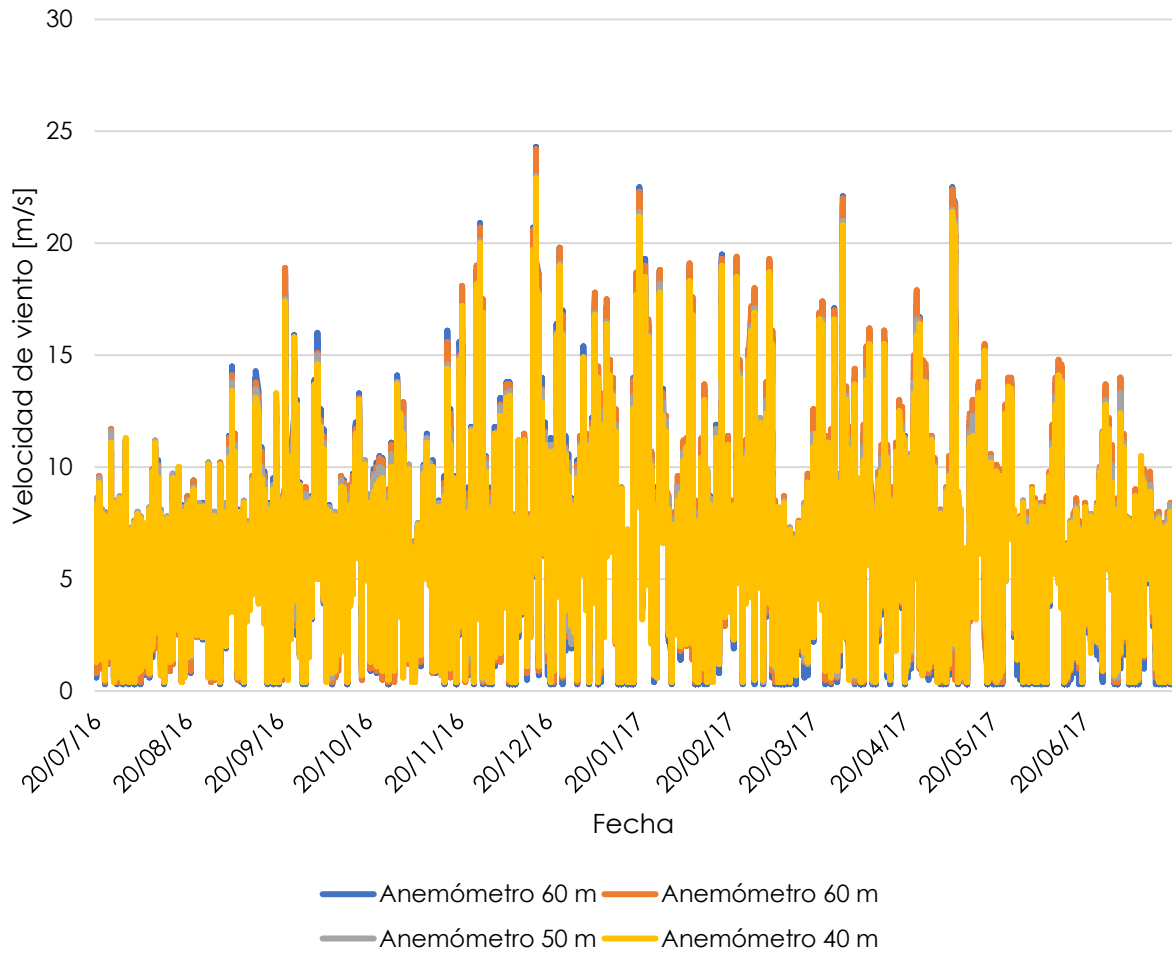




Gráfica 9: Información de operación del PER I y datos meteorológicos de la T_a .

4.4 Distribución del viento y otras variables meteorológicas

En la serie de tiempo de las velocidades de viento (Gráfica 10) se muestran los cuatro anemómetros de la T_a , en donde no es notable una diferencia, a pesar de existir 20 metros de diferencia entre los de menor altura y los de mayor. Por ello, se calcularon las estadísticas básicas para apreciar si existen diferencias (Tabla 6), en promedio solo hay diferencia de 0.29 m/s entre dichas alturas, algo que considerar también es que uno de los anemómetros a 60 m, tiene velocidad de viento promedio menor al anemómetro que se encuentra a 50 m.

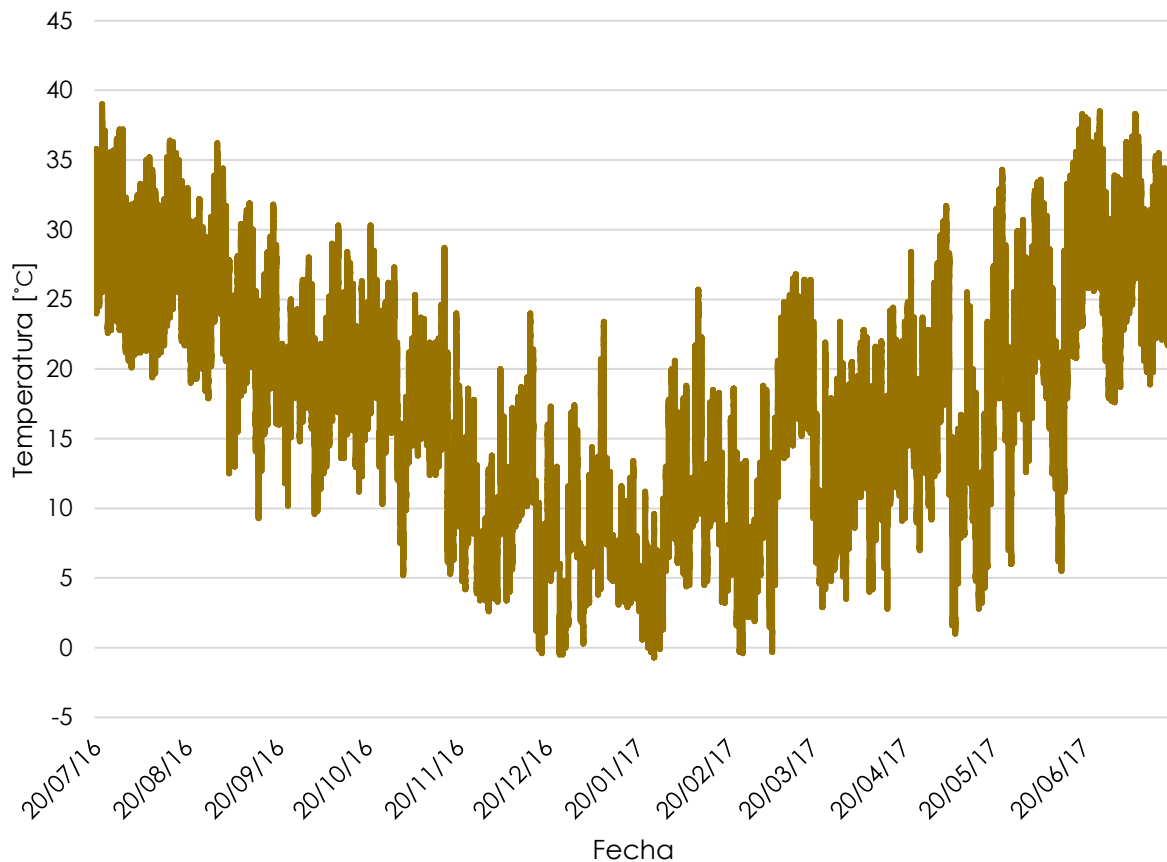


Gráfica 10: Serie de tiempo de las velocidades de viento a distintas alturas de la T_a .

Tabla 6: Estadísticas básicas de las velocidades de viento a distintas alturas y la temperatura del aire de la T_a .

	Anemómetro 60	Anemómetro 60	Anemómetro 50	Anemómetro 40	Temperatura del aire
Media	6.49	6.59	6.54	6.40	17.12
Desviación estándar	3.38	3.34	3.12	3.07	8.53
Mediana	6.1	6.2	6.2	6	17.2
Mínimo	0.3	0.4	0.4	0.4	-0.7
Cuartil 1	4.2	4.3	4.4	4.4	10.2
Cuartil 3	8.3	8.3	8.2	7.9	23.4
Máximo	24.3	24.2	23	22.9	39

En cuanto a temperatura se encuentra una distribución típica (Gráfica 11) en la que en los meses de Diciembre a Febrero se encuentran momentos en los que la temperatura es bajo cero; mientras que en los meses de Julio a Agosto, existen momentos con temperaturas superiores a los 35 °C; siendo la temperatura máxima (Tabla 6) de 39 °C al inicio del periodo de estudio (22 de Julio).

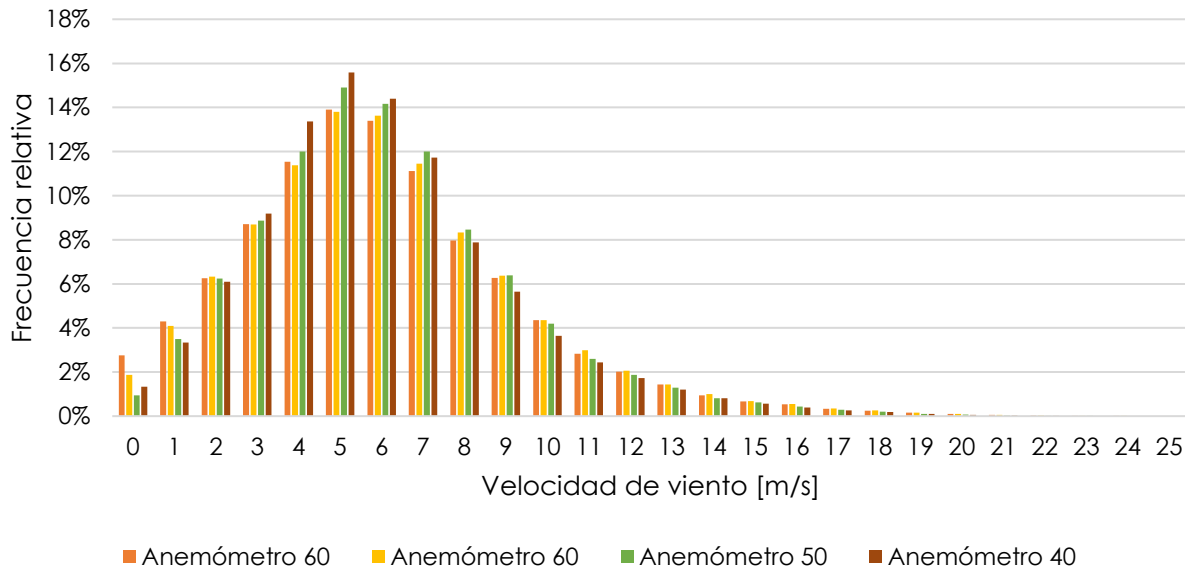


Gráfica 11: Serie de tiempo de la temperatura del aire de la T_a .

4.4.1 Distribuciones de frecuencias

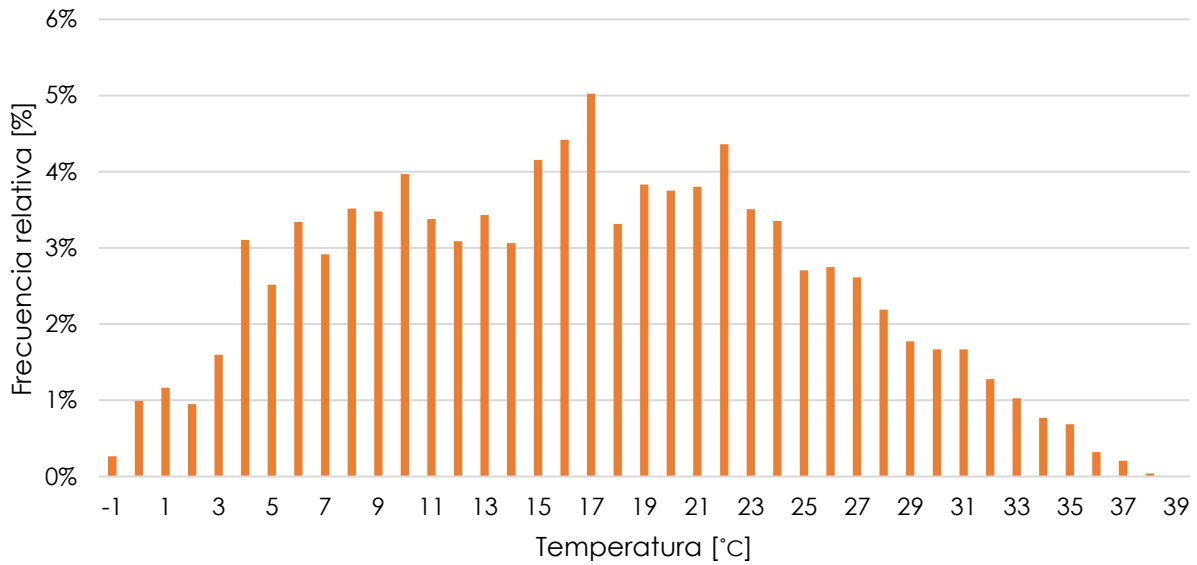
En su distribución de frecuencias, se observa que la velocidad de viento más frecuente es de 5 m/s (Gráfica 12), a pesar de que la media es de 6 m/s (Tabla 6); con velocidades de viento superiores a 12 m/s, con una menor frecuencia,

del menos del 1%; sin embargo, hay que recordar que estas velocidades de viento se encuentran a 40, 50 y 60 m sobre el nivel del suelo, destacando que los aerogeneradores se encuentran a una altura de 78 m, y que el nivel del suelo en el que se encuentran los aerogeneradores es superior al de la T_a .



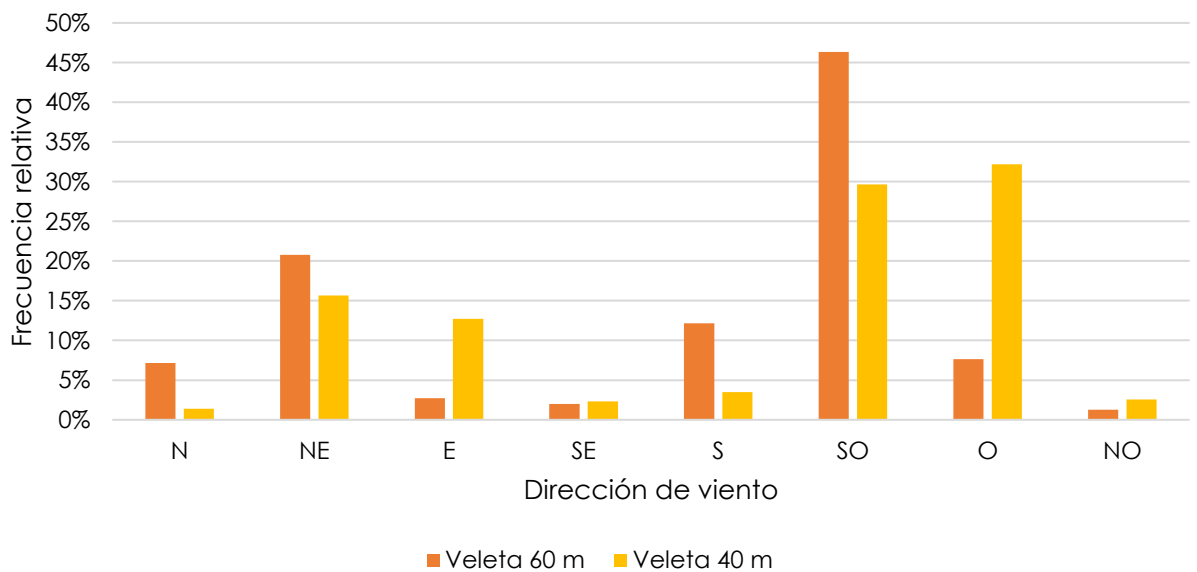
Gráfica 12: Distribución de frecuencias de las velocidades de viento a distintas alturas de la T_a .

La temperatura del aire con mayor frecuencia es de 17 °C (Gráfica 13) siguiendo una distribución más normal hacia ambos lados, esta coincide con la temperatura promedio anual, teniendo un máximo y mínimo de -0.7 y 39 °C (Tabla 6) observándose que suceden en mayor frecuencia. Las temperaturas bajas que altas, sumando una frecuencia mayor al 20% en las temperaturas de -1 a 8 °C y menos del 8% de 30 a 39 °C (Gráfica 13).



Gráfica 13: Distribución de frecuencias de la temperatura del aire de la T_a .

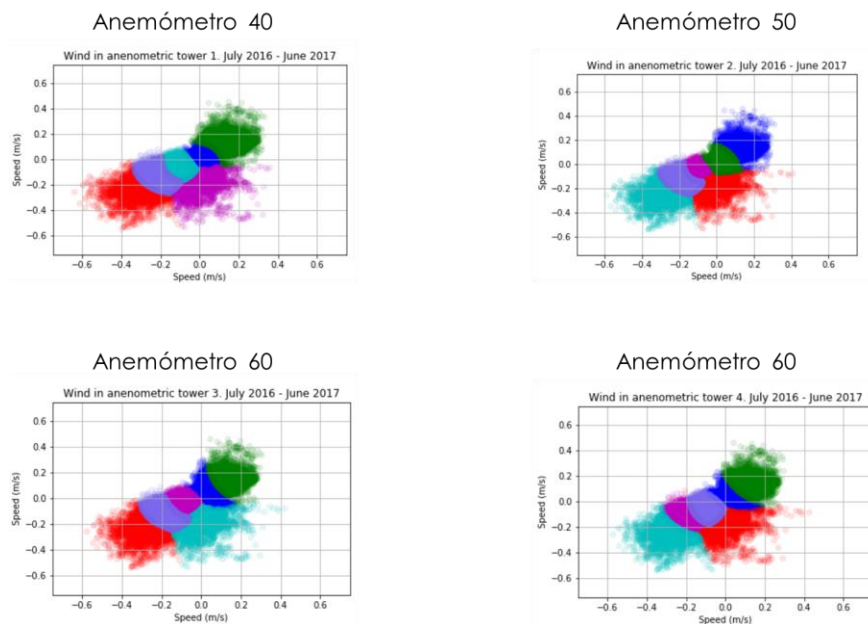
De manera general, en cuanto a la dirección del viento, los sectores del viento, con mayor frecuencia son del Suroeste y Oeste, notando un desfase entre la veleta de 60 y la de 40 m, siendo este de aproximadamente un sector desfasado.



Gráfica 14: Distribución de frecuencias de las direcciones del viento a distintas alturas de la T_a .

4.5 Estados del viento

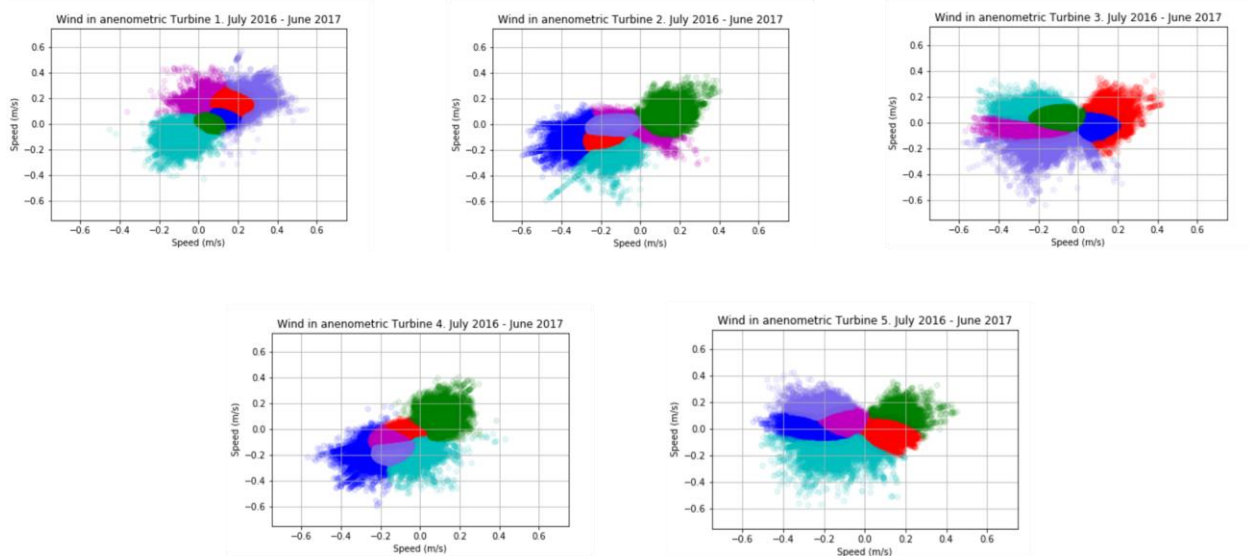
En la gráfica 16, se muestran los clusters que se generaron a partir del GMM para los cuatro anemómetros, en los que se nota una gran similitud, sin embargo, el software WindC11A (Arellano, 2020) no asocia los colores a nada en específico, ya que son análisis independientes, no puede identificarlos, por ejemplo el cluster en color verde en el anemómetro de 40 y los dos de 60 m, se observa que se refiere al mismo estado del viento, sin embargo, en el anemómetro de 50 m, se puede observar de color azul; del mismo modo, pasa con el cluster de color rojo en los anemómetros de 40 y 60 m que se encuentran de lado izquierdo de la gráfica, con los de color aqua, en los anemómetro de 50 y 60 m que se encuentran de lado derecho de la gráfica.



Gráfica 15: Clusters generados a partir del GMM para los 4 anemómetros de la T_a .

Se realizó el mismo análisis para cada uno de los aerogeneradores, en donde se observa que el cluster generado en el A_1 no existe una concordancia con

respecto a los demás, al no ser esto posible que el A_1 se comporte de distinta manera que los demás, se notó que se debía a que este se encuentra desfasado 180° , al realizar este giro, ya presenta el mismo comportamiento que los demás. Finalmente, al comparar cada uno de los aerogeneradores con el comportamiento de la T_a de manera gráfica, se destacó que el A_4 es el que presenta mayor similitudes entre ellos, por lo tanto, los análisis se realizarán con respecto a este.



Gráfica 16: Clusters generados a partir del GMM para los 5 aerogeneradores del PER I.

4.6 Perfil vertical del viento

4.6.1 Metodos de extrapolación y análisis de regresión no lineal

Para realizar las comparaciones entre el A_1 y la T_a se promedió los tres métodos de extrapolación (Tabla 7), y a partir de ellos se realizó una prueba T para conocer si existe una diferencia entre las medias o no; con los resultados obtenidos se observan que la extrapolación a la altura de 60 m, se aleja bastante

de la velocidad de viento medida en el A_1 , recordando que esta medición se obtiene a partir del anemómetro que se encuentra en la góndola, es decir, siendo una velocidad de salida, por lo tanto, no puede ser menor a la velocidad de viento de entrada, que para este caso está haciendo simulada. Las extrapolaciones de los anemómetro de 40 y 50 m, se aceptan más a la velocidad medida en el A_1 , sin embargo, sigue siendo menor.

Tabla 7: Prueba T de diferencia de medias del A_1 con respecto a la T_a .

A_1 vs T_a	Media	Media	Valor-t	P	Desv. Est.	Desv. Est.	Razón-F	P
A_1 vs T_a 60 m	7.35	4.56	59.96	0.00	3.70	2.26	2.67	0.00
A_1 vs T_a 60 m	7.35	4.62	58.70	0.00	3.70	2.24	2.73	0.00
A_1 vs T_a 50 m	7.35	7.03	6.13	0.00	3.70	3.23	1.32	0.00
A_1 vs T_a 40 m	7.35	7.11	4.47	0.00	3.70	3.26	1.29	0.00

Debido a la diferencia en las velocidades de viento extrapoladas de la T_a , se filtraron los datos en los que las velocidades de viento a 60 metros son mayores que a 50 y 40 metros, también se realizó por separado, la velocidad de viento a 60 con respecto a la de 50 metros y la de 50 con respecto a la de 40 metros.

En la Tabla 8 se destaca que sólo el 35% y 44%, se cumple que la velocidad del viento vaya aumentando con respecto a la altura, sin embargo, existe un 82% de cumplimiento en que la velocidad de viento de 50 m, es mayor a la de 40 m.

Tabla 8: Porcentaje de cumplimiento del perfil vertical del viento.

Anemómetro	$60_1 > 50$	$60_2 > 50$	$50 > 40$	$60_1 > 50 > 40$	$60_2 > 50 > 40$
Porcentaje	39%	50%	82%	35%	44%

Para evitar que con el análisis resulte velocidades de viento, extrapoladas menores a las velocidades de salida, se filtró la información en el que se cumpla que a mayor altura exista una mayor velocidad de viento.

El modelo de regresión logarítmico fue el que resultó en menor concordancia, para que la velocidad extrapolada fuera mayor a la velocidad medida en el aerogenerador, mientras que la regresión exponencial es la que resultó en mayor concordancia.

Tabla 9: Ajuste de los distintos análisis de regresión no lineal.

Modelo matemático	Exponencial	Logarítmico	Polinomial cuadrático
Ajuste	51%	33%	44%

Los modelos matemáticos para estas agresiones resultaron ser los siguientes:

- Regresión exponencial (Ecuación 4)

$$V(h) = (7.0209)e^{(3.4 \times 10^{-3})(h)} \quad (4)$$

- Regresión polinómica cuadrada (Ecuación 5)

$$V(h) = 7.3 \times 10^{-5}(h^2) + 0.0195(h) + 7.0671 \quad (5)$$

Sin embargo, al resultar este con sólo 51% de concordancia, se volvió a realizar la extrapolación, pero ahora sólo con los anemómetros de 40 y 50 m y con el A₄, finalmente, filtrando los datos en los que se cumplan que a mayor altura existan mayor velocidad de viento.

En la tabla 10, se destaca que el perfil de potencia en función de la velocidad y la altura encuentra un mejor ajuste, además de qué si calculamos su a, se

obtiene que en promedio es de 0.2367 y 0.2380, para el anemómetro de 50 y 60 m, respectivamente.

Tabla 10: Métodos de extrapolación para los anemómetros de 40 y 50 m con respecto al A₄.

Método	Logarítmico	De potencia z_0	De potencia $1/7$	De potencia α
Ajuste (40 m)	33.89%	33.49%	40.37%	59.67%
Ajuste (50 m)	34.82%	34.76%	40.40%	56.09%

Por último, si se realiza un nuevo filtrado descartando los datos de cuando la turbina no está generando energía eléctrica, la extrapolación de perfil de potencia en función de la velocidad y la altura aumenta hasta un 63.56%, cumpliendo que la velocidad de viento extrapolada sea mayor que la velocidad de viento medida en el A₄.

4.7 GMM – 5 variables

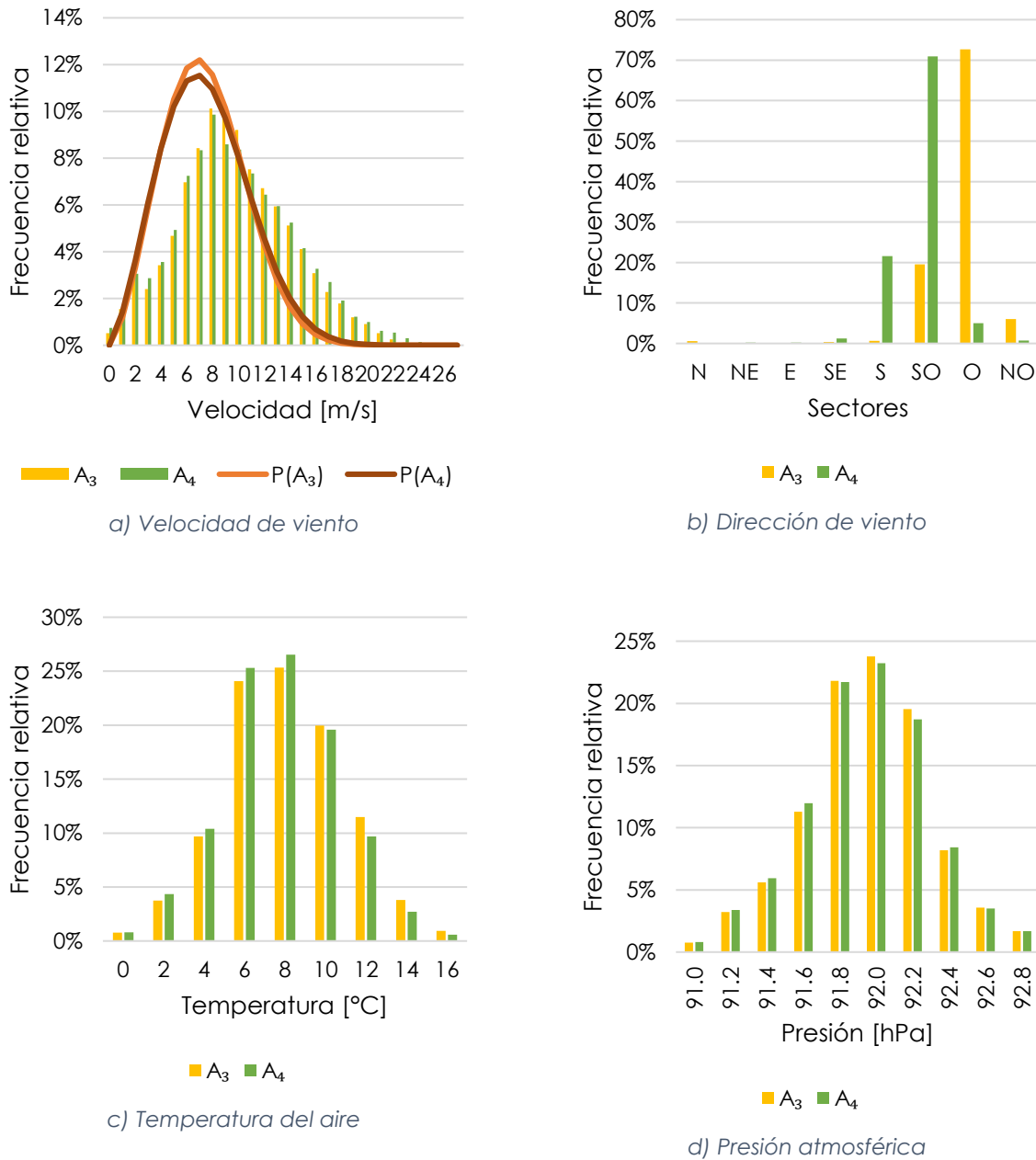
Al realizar el GMM con las cinco variables fue posible identificar los siguientes estados del viento:

- Frente frío.
- Vientos de Santa Ana.
- Día.
- Noche.
- Día caliente.

Siendo estos los primeros dos de mesoescala y los demás de escala local. Ya identificados cada uno de los estados del viento, se analizó cada una de las variables para ver el comportamiento de éstos.

Primeramente los frentes fríos (Tabla 11), se presentan con una velocidad promedio de 10 m/s, alcanzando una máxima de hasta 26 m/s; por otra parte, de acuerdo con la distribución de probabilidad de Weibull, la clase de viento con mayor probabilidad de ocurrencia es la de 7 m/s a diferencia de los 9 y 8 m/s que se muestran en la distribución de frecuencia del A_3 y A_4 , respectivamente, en el que se genera un sesgo negativo con respecto a la distribución de probabilidad de Weibull, con una dirección de viento predominante de suroeste-oeste. En cuanto a temperatura del aire se presenta con menos de 16 °C, sin embargo, en estos días se registran temperaturas que oscilan de 7 a 11 °C en su mayoría. Finalmente, su presión atmosférica se mantiene en los 92 hPa.

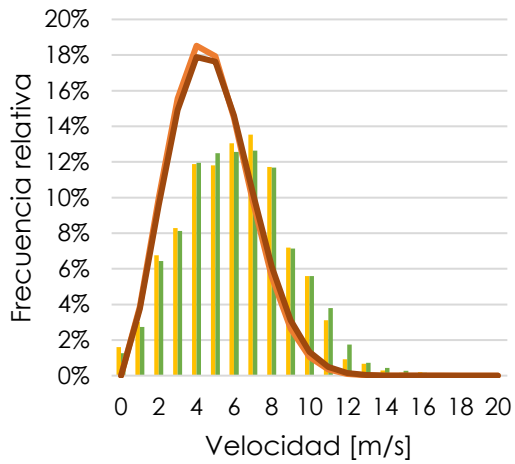
Tabla 11: Comportamiento general de los frentes fríos mediante distribuciones de frecuencias.



Los vientos de Santa Ana (Tabla 12) presentan velocidades de viento promedio de 7 m/s y máximas de hasta 20 m/s. En cambio, de acuerdo con la distribución de probabilidad de Weibull, las velocidades de viento de 5 m/s son las más probables que sucedan y las de 7 m/s son las que suceden en mayor medida

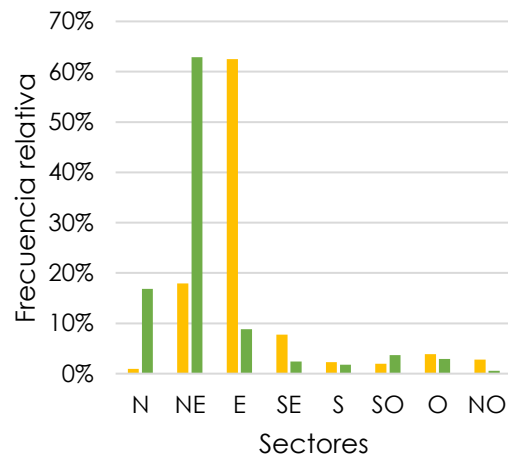
según la distribución de frecuencias. Donde se observa un sesgo negativo con respecto a la distribución de probabilidad de Weibull, desfasando hasta dos clases de viento la de mayor amplitud; con una dirección de viento predominante del noreste-este. Éstos se presentan con una temperatura del aire promedio de 16 °C, sin embargo, entre 10 - 21 °C ocurren más del 50% de las ocasiones, además de una presión atmosférica de 92.4 hPa con mayor ocurrencia.

Tabla 12: Comportamiento general de los Vientos de Santa Ana mediante distribuciones de frecuencias.



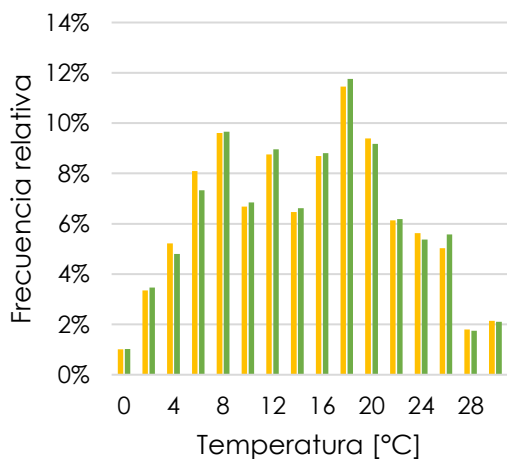
■ A₃ ■ A₄ — P(A₃) — P(A₄)

a) Velocidad de viento



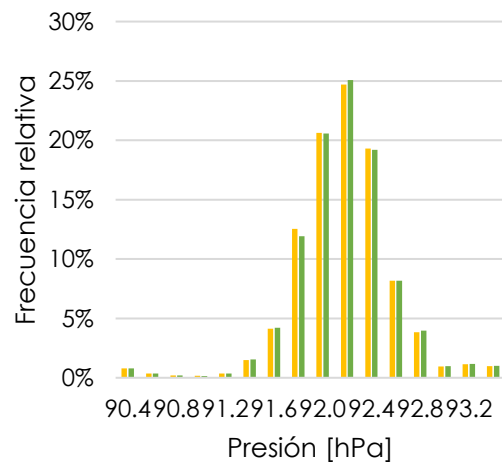
■ A₃ ■ A₄

b) Dirección de viento



■ A₃ ■ A₄

c) Temperatura del aire



■ A₃ ■ A₄

d) Presión atmosférica

Los estados locales de día y noche se diferencian en mayor medida en las temperaturas del aire, que durante el día (Tabla 13) son en de 26.6 °C y alcanza hasta los 40 °C, no obstante, en su mayoría se encuentran hasta 31 °C y durante

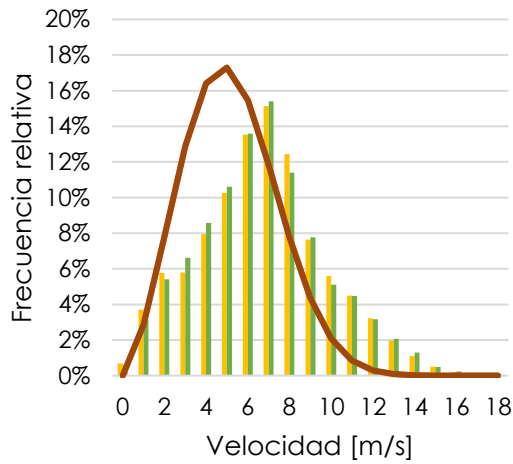
la noche (Tabla 14) la temperatura del aire promedio es de 16 °C, pero asciende hasta 26 °C, aun así, en su mayoría oscilan desde los 13 hasta los 20 °C.

Las velocidades de viento son en promedio de 8 m/s y máximas de hasta 20 m/s, pero poco frecuentes, en su mayoría oscilan de 5 a 10 m/s, donde es un poco mayor durante las noches; a diferencia de la distribución de probabilidad de Weibull, las velocidades de viento con mayor probabilidad de ocurrencia son de 6 m/s; por su parte, en la distribución de frecuencias suceden en mayor medida las velocidades de viento de 7 m/s, mostrando un sesgo negativo con respecto a la distribución de probabilidad de Weibull.

En cuanto la dirección de viento predominante es del suroeste-oeste; se esperaba un cambio con mayor impacto en las direcciones de viento entre día y noche, debido al efecto de vientos de valle y montaña, aunque el diferencial de altitudes en la zona es de 26 m, no se muestran diferencias en la dirección de viento.

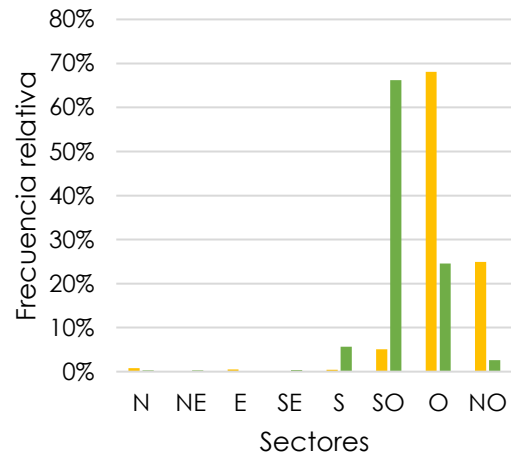
Por último, la presión atmosférica con mayor frecuencia es entre 91.8 y 92 hPa siendo un poco menor durante las noches.

Tabla 13: Comportamiento general durante los días mediante distribuciones de frecuencias.



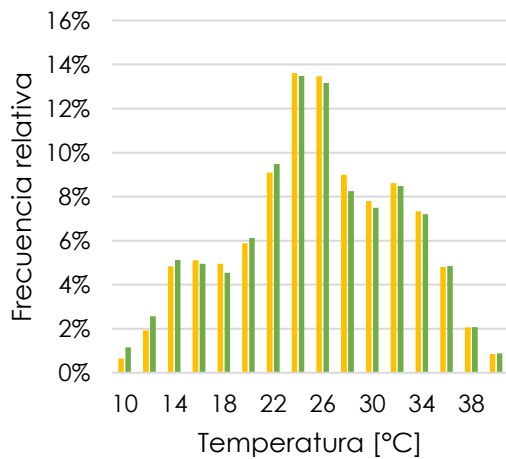
■ A₃ ■ A₄ — P(A₃) — P(A₄)

a) Velocidad de viento



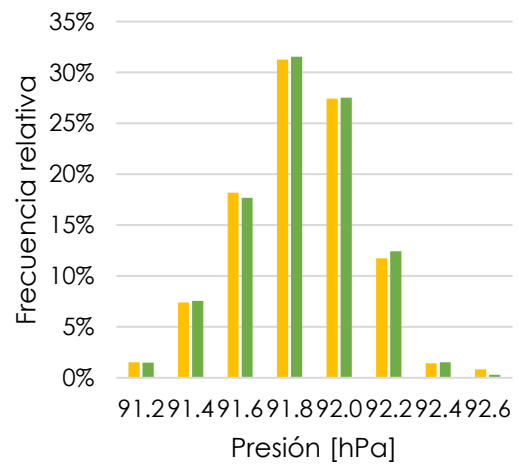
■ A₃ ■ A₄

b) Dirección de viento



■ A₃ ■ A₄

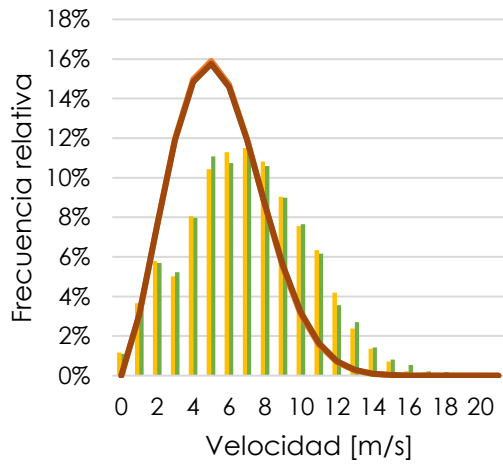
c) Temperatura del aire



■ A₃ ■ A₄

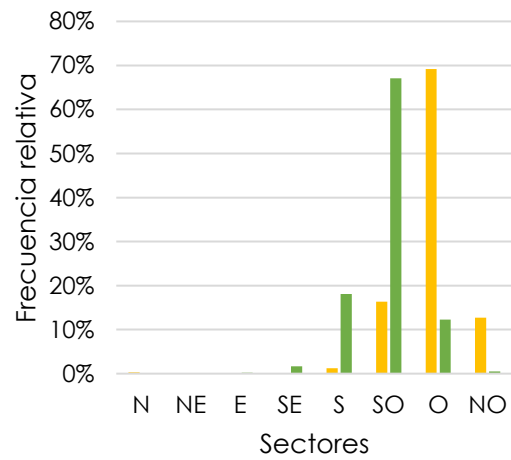
d) Presión atmosférica

Tabla 14: Comportamiento general durante las noches mediante distribuciones de frecuencias.



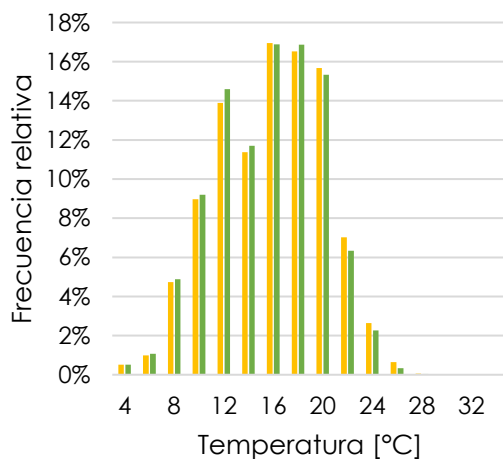
■ A₃ ■ A₄ — P(A₃) — P(A₄)

a) Velocidad de viento



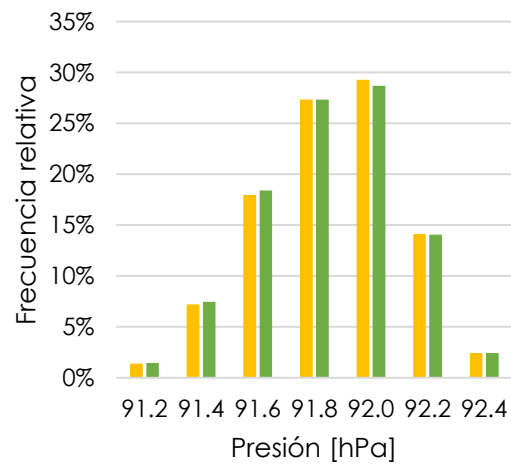
■ A₃ ■ A₄

b) Dirección de viento



■ A₃ ■ A₄

c) Temperatura del aire



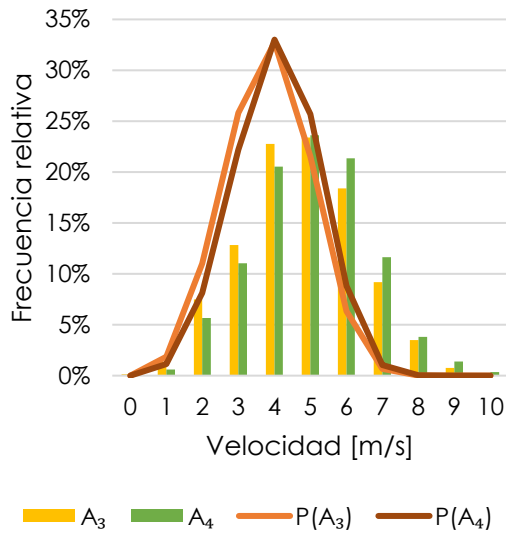
■ A₃ ■ A₄

d) Presión atmosférica

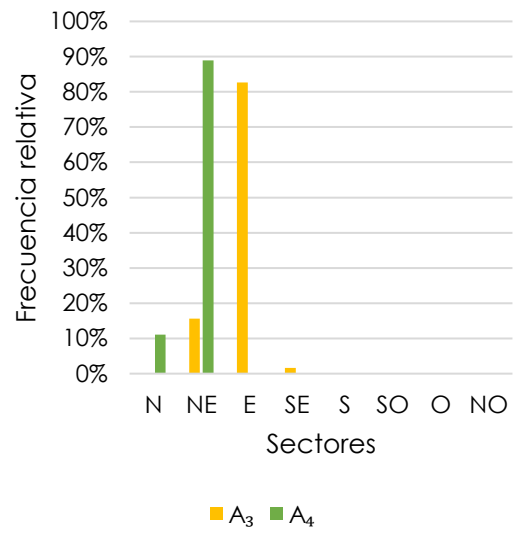
Durante los días calientes (Tabla 15) su mayor distinción es la temperatura promedio de 34 °C, sin embargo, su mayor frecuencia es desde los 31 hasta los 36 °. A diferencia de los estados locales de día y noche, durante los días calientes

las velocidades de viento de 4 m/s son las de mayor probabilidad de acuerdo con la distribución de Weibull, aunque, con base en su distribución de frecuencias las que suceden en mayor medida son las de 5 m/s, donde produce un sesgo negativo con respecto a la distribución de Weibull. Así mismo, su velocidad de viento promedio es menor, de 6 m/s y oscila entre 5 a 7 m/s, otro parámetro que cambia drásticamente es la dirección de viento predominante donde es del noreste-este, finalmente, en cuanto su presión atmosférica se mantiene igual que para día y noche, siendo la de mayor ocurrencia 91.8 hPa, sin embargo, le sigue la de 91.6 hPa.

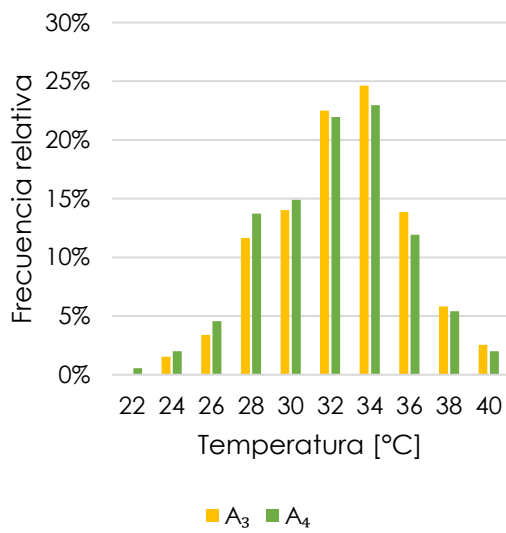
Tabla 15: Comportamiento general durante los días caliente mediante distribuciones de frecuencias.



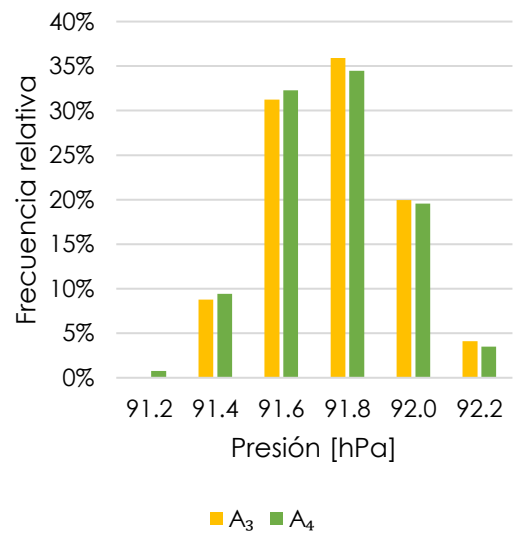
a) Velocidad de viento



b) Dirección de viento



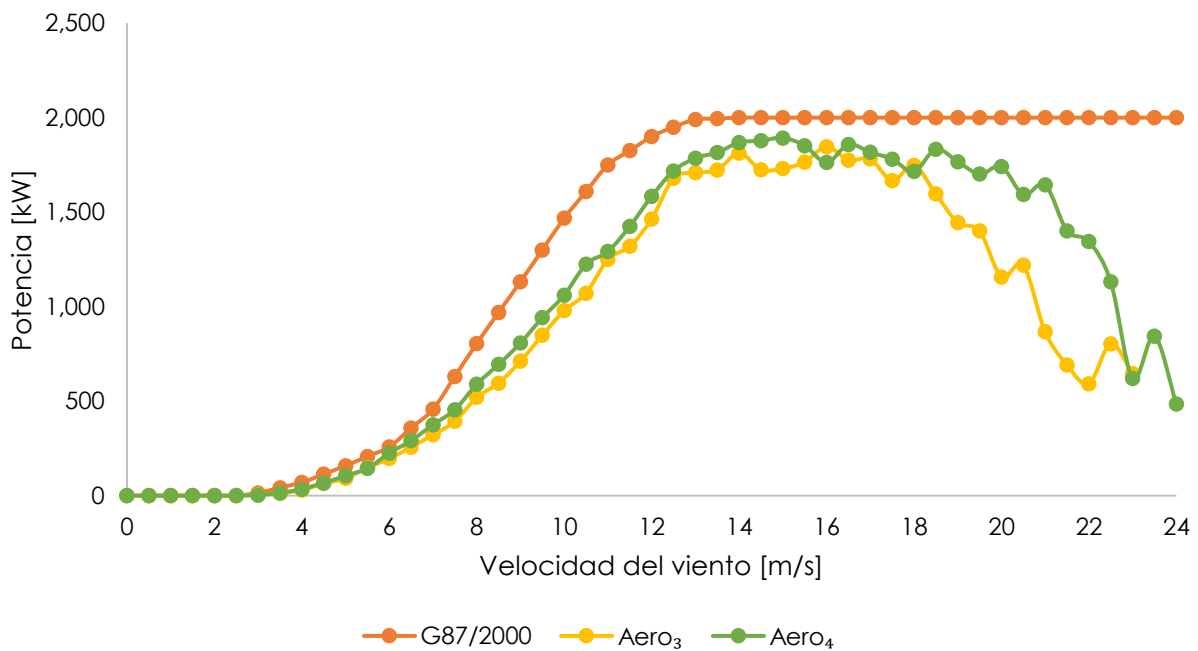
c) Temperatura del aire



d) Presión atmosférica

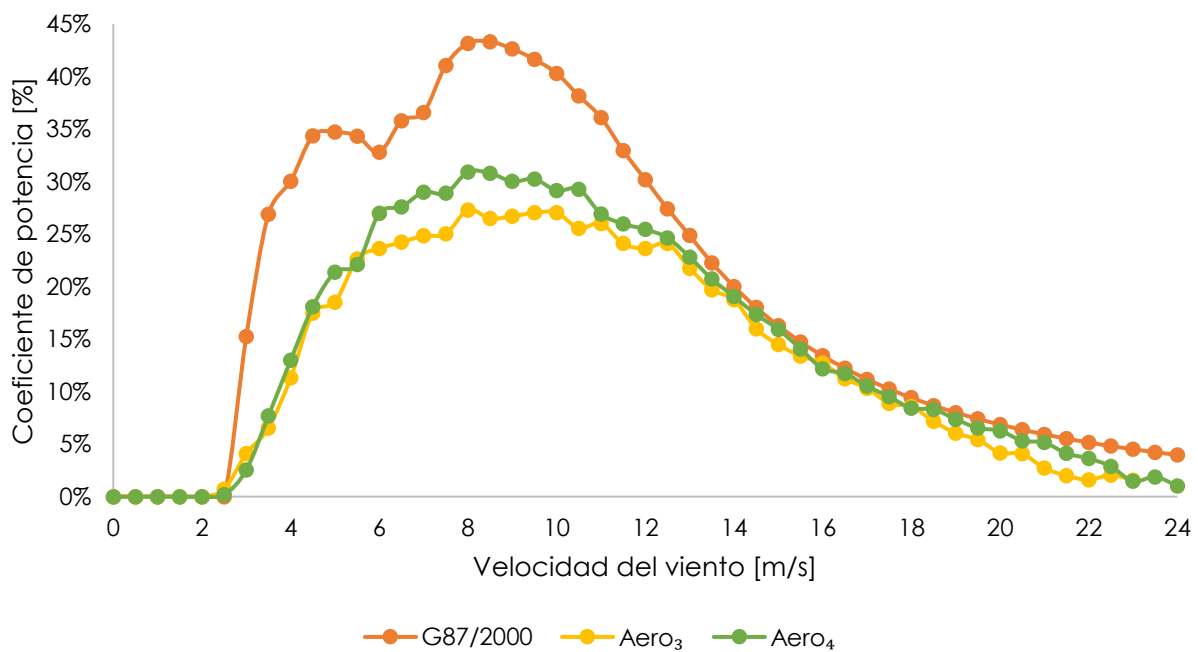
4.7.1 Curvas de potencia

Para los frentes fríos entre la velocidad de arranque y la nominal se observa una deficiencia (Gráfica 17), es decir, un 11.2% menor respecto a la potencia nominal del aerogenerador de 2 MW por este estado del viento. En esta sección se obtiene un mejor rendimiento en el A₄, donde resulta una deficiencia del 9.75% en promedio. Después de la velocidad de viento nominal y hasta los 18 m/s la deficiencia disminuye a 10.65%, nuevamente se obtiene un mejor rendimiento el A₄ con 9.05%. Posterior a esta velocidad la potencia generada disminuye drásticamente, hasta un 39.7% de deficiencia promedio y 32.9% para el A₄; esto se debe a la poca frecuencia en este rango de velocidades de viento, donde se alcanza una frecuencia acumulada de 5 horas en promedio para cada una de las velocidades.



Gráfica 17: Curva de potencia de los frentes fríos.

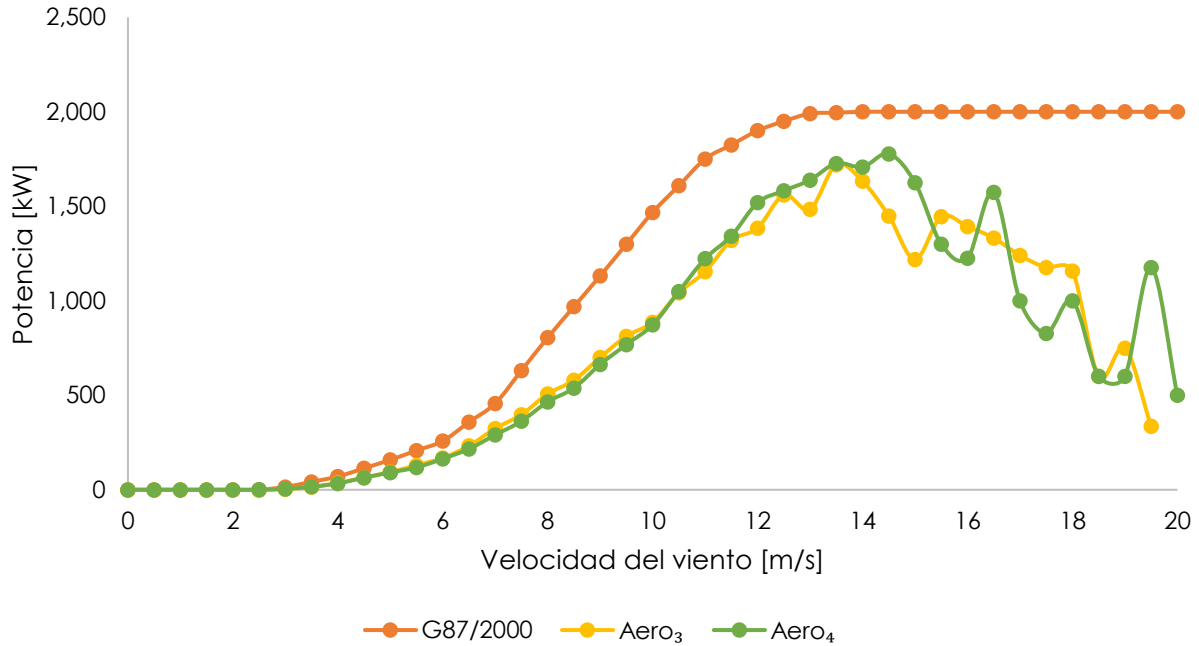
Asimismo, la curva de coeficiente de potencia (Gráfico 18) muestra notoriamente una deficiencia de aproximadamente 10.66% en la región entre la velocidad de arranque y la velocidad de viento nominal, en cambio, en la región posterior a la velocidad nominal de viento se observa que el coeficiente de potencia de los aerogeneradores del PER I varía en promedio 1.86% con respecto a la estándar proporcionada por el fabricante.



Gráfica 18: Curva de coeficiente de potencia de los frentes fríos.

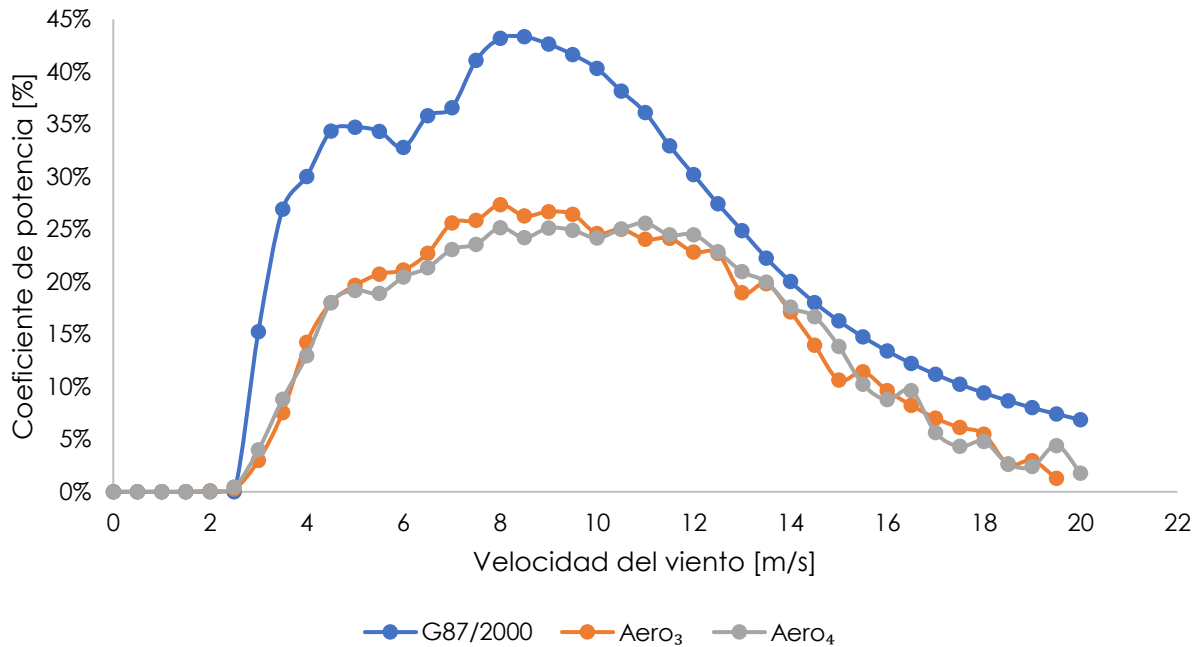
De acuerdo con la curva de potencia (Gráfica 19) para vientos de Santa Ana, los valores de velocidad de arranque y de potencia nominal, están por debajo de un 14.45% respecto a la potencia nominal, con una variación menor de 0.5% entre cada aerogenerador, en el que es mejor el A₄. Para velocidades de viento superiores a la nominal, la potencia generada es 45% menor en promedio con respecto a lo que debería producir en óptimas condiciones, a pesar de todo,

estas condiciones ocurren sólo poco más de 2 horas al año (Fig. 7) para cada uno de los puntos.



Gráfica 19: Curva de potencia de los vientos de Santa Ana..

Además, la curva de coeficiente de potencia (Gráfica 20) muestra notoriamente una deficiencia de aproximadamente 12.41% en la región entre la velocidad de arranque y la velocidad de viento nominal, en cambio, en la región posterior a la velocidad nominal de viento se observa que el coeficiente de potencia de los aerogeneradores varía 4.41% en promedio con respecto a la estándar.



Gráfica 20: Curva de coeficiente de potencia de los vientos de Santa Ana.

Para los estados del viento locales —día y noche— (Tabla 16), la potencia generada entre la velocidad de viento de arranque y la nominal sólo está por debajo un 12.65% en promedio con respecto a la potencia nominal generada para el día, donde resulta mejor para el A₃, con solo 11.8% de deficiencia. En el caso de la noche, se obtiene una potencia 11.35% en promedio menor con respecto a la potencia nominal, en este caso se consigue un mejor rendimiento el A₄, con 10.7% de deficiencia.

Tabla 16: Curvas de potencia de los estados del viento locales.

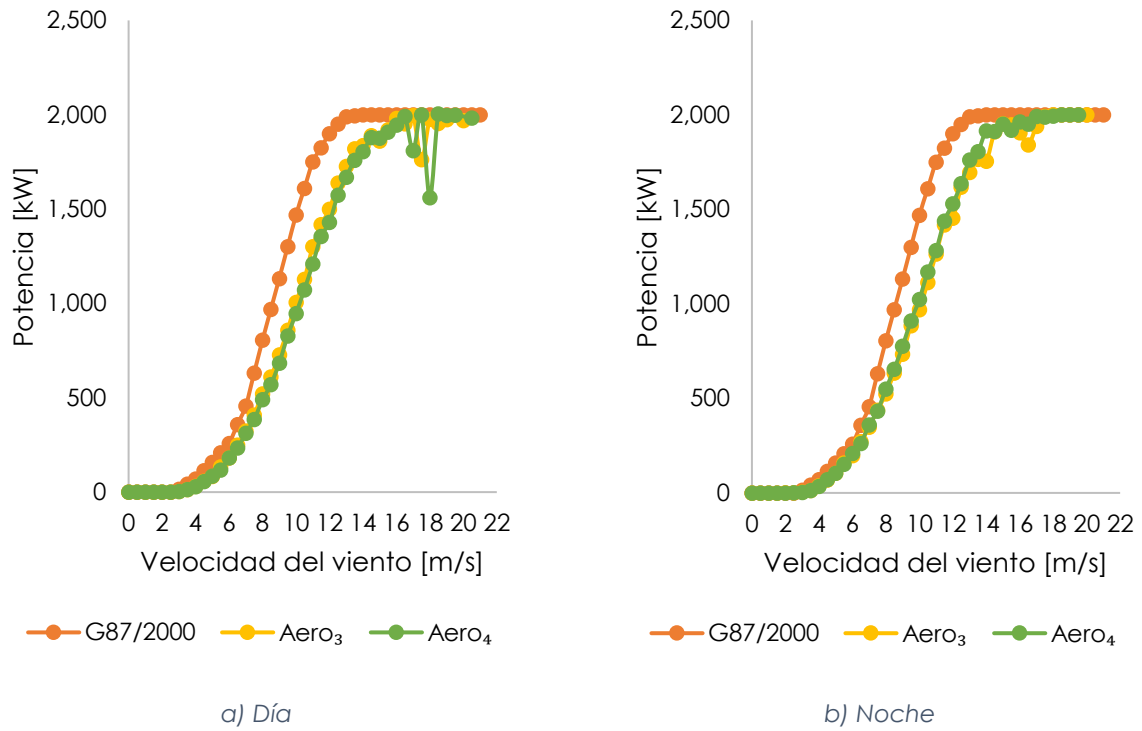
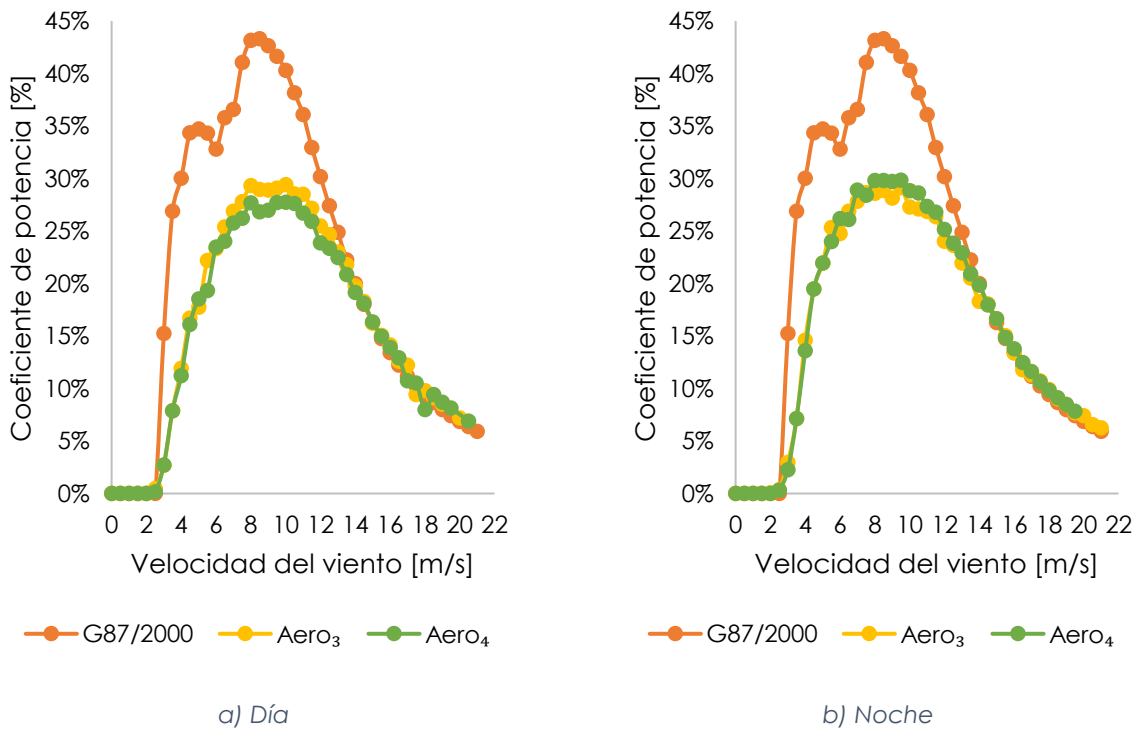
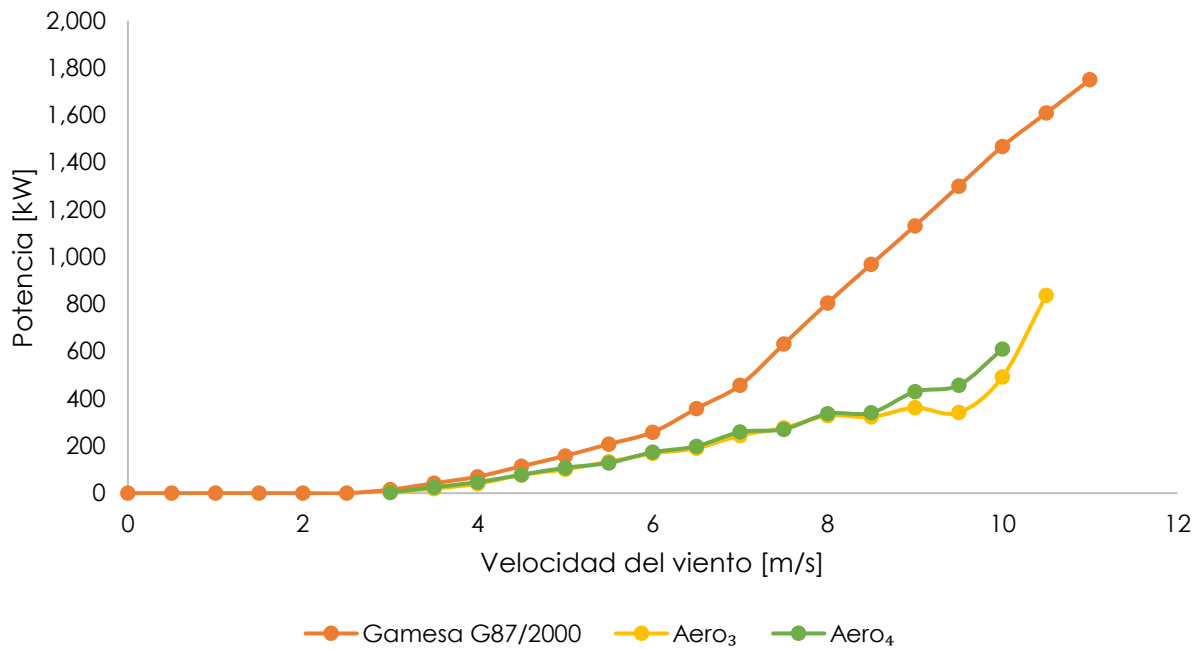


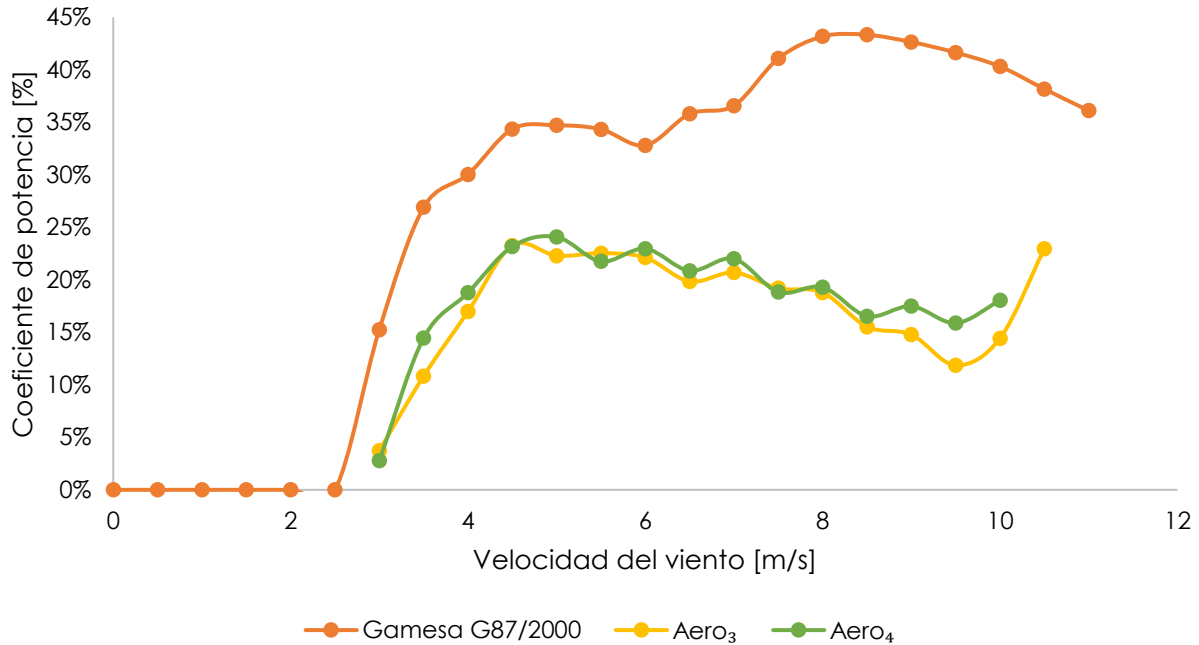
Tabla 17: Curvas de coeficiente de potencia de los estados del viento locales.



Para los días calientes (Gráfica 21), se observa en la curva de potencia que solo opera por debajo de la potencia nominal, además de ser el menos eficiente (Gráfica 22) está por debajo en promedio un 16.4% entre la velocidad de arranque y la nominal.



Gráfica 21: Curva de potencia durante los días calientes.



Gráfica 22: Curva de coeficiente de potencia durante los días calientes.

Por otra parte, para las velocidades superiores a la nominal durante el día (Tabla 17) se encuentra una deficiencia de 3.95%, en el que es mejor el A₃ con 3.5%, en cambio el A₄ disminuye hasta 1,500 kW para velocidades de viento de 18 m/s, este aumento en la velocidad de viento durante el día para estas velocidades sólo sucede en dos ocasiones al año.

Y durante la noche para las velocidades superiores a la velocidad de viento nominal se obtiene solo 1.65% de deficiencia, siendo mejor el A₄ con solo 1.5% de deficiencia.

Mientras tanto, durante el día se observa la curva de coeficiente de potencia (Gráfica 22) que entre la velocidad de viento de arranque y la nominal se

obtiene en promedio 10.88% por debajo del coeficiente de potencia estándar, donde es menor la deficiencia en el A_3 con 10.34%.

Por lo contrario, la noche (Tabla 18) resulta ser más eficiente, en donde existe muy poca variación entre cada aerogenerador, menos de 0.5%, además de resultar una deficiencia de 9.95% en promedio.

Durante los días calientes (Gráfica 22) se obtiene un 17.66% menos de coeficiente de potencia estándar, siendo éste el de menor eficiencia.

Por otra parte, para las velocidades superiores a la velocidad de viento nominal tanto en el día como en la noche (Tabla 18) el coeficiente de potencia no varía en más de 0.5% con respecto al estándar.

4.8 Aportación energética

De acuerdo con la ocurrencia de los estados del viento analizados, los frentes fríos son los que se presenta en un tiempo más prolongado, en promedio suman más de 85 días, y el de menor duración son los vientos de Santa Ana, con poco más de 18 días; más adelante días calientes con 20 días. Pese a eso, los vientos de Santa Ana (Tabla 18) aportan el 17.97% de la energía eólica generada al año bajo las condiciones de estos estados del viento estudiados. A diferencia de los días calientes que suceden en mayor frecuencia sólo aportan el 7.44%.

En cuanto a los estados del viento de escala local —día y noche— duran en promedio 20 y 34.7%, respectivamente; aun así, su aportación energética es 22.11 y 27.17%, respectivamente.

Tabla 18: Energía generada para cada uno de los estados del viento en el PER I [MWh & %].

Estado del viento	A ₃		A ₄	
Frente frío	1,459.05	30.92	1,566.84	31.60
Vientos de Santa Ana	1,046.70	22.18	1,092.64	22.04
Día	857.89	18.18	880.89	17.77
Noche	1,282.94	27.18	1,346.02	27.15
Día caliente	72.72	1.54	71.69	1.44
Total (MWh)	4,719.30	100 (%)	4,958.08	100 (%)

Capítulo V – Conclusiones y recomendaciones

Mediante el GMM se obtuvo una coincidencia superior al 90% entre los estados del viento identificados de los aerogeneradores 3 y 4, el de mejor relación fue el estado de mesoescala de vientos de Santa Ana con 99.19%, enseguida de 97.26% y 97.13% para los estados del viento de escala local de noche y día, respectivamente.

Por otra parte, de acuerdo con las distribuciones de probabilidad de Weibull en todos los casos se subestima el potencial eólico, en ellos resulta que sus mayores frecuencias sucedan por debajo de las velocidades de viento que ocurren realmente. Debido a esto, en la planeación del proyecto, la estimación del recurso eólico es menor a la que se recibe realmente, además de no contar con una medición real a la altura del buje, por lo que se opta por la modelación con base en el perfil vertical de velocidad de viento teórico.

Además, al analizar por separado cada aerogenerador, se encontró que el A_4 es más eficiente para los estados del viento de mesoescala —frentes fríos y vientos de Santa Ana— y para los eventos de escala local de día y días calientes; en donde representa 52.61% del tiempo de la información disponible.

Por otra parte, el A_3 sólo destaca en el estado de escala local de noche que genera una mayor potencia, esto significa mayor energía producida al año en éste; en el que representa 27.95% del tiempo de la información disponible.

Con relación a la potencia generada entre la velocidad de arranque y la velocidad nominal, durante los frentes fríos es cuando los aerogeneradores se acercan más a la curva de potencia estándar estando solo por debajo 11.2% en promedio. En cambio, posterior a la velocidad nominal, que se espera que se produzcan los 2,000 kW, el estado local de noche es el de mejor rendimiento con solo 1.65% menor en promedio, siguiendo el día con 3.95% menos.

En cuanto a energía eólica producida durante los estados del viento estudiados se generan 9,677.38 MWh/año, de esto el A₃ genera 4.82% menos energía al año con respecto al A₄.

Referencias

- Abatzoglou, J.T., Barbero, R. & Nauslar, N.J. (2013). Diagnosing Santa Ana winds in Southern California with synoptic-scale analysis. *Weather Forecasting*, 28, 704-710.
- Ahrens, C. D. & Henson, R. (2021), *Meteorology Today: An Introduction To Weather, Climate, And The Environment*. Cengage Learning, Boston, MA, USA.
- Arellano, M. (2020). *WindC11A*. Windows/Linux. Aguascalientes. [En línea]. Disponible en: <https://github.com/estudiovientos/saw/releases/tag/windc1ai>
- Carrillo, C., Montaña, A. O., Cidrás, J., & Díaz-Dorado, E. (2013). Review of power curve modelling for wind turbines. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 21, 572-581.
- Carta, J. A., & Mentado, D. (2007). A continuous bivariate model for wind power density and wind turbine energy output estimations. *Energy conversion and Management*, 48(2), 420-432.
- Carta, J. A., Ramirez, P. & Velazquez, S. (2009). A review of wind speed probability distributions used in wind energy analysis: Case studies in the Canary Islands. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 13(5), 933-955.
- Chang, T. P. (2011). Estimation of wind energy potential using different probability density functions. *Applied energy*, 88(5), 1848-1856.
- Comisión Estatal de Energía de Baja California. (2020). *Programa Presupuestario Estatal Ilumina Tu Día*. [En línea]. Disponible en: <https://bajacalifornia.gob.mx/Documentos/indicadoresbc/evaluaciones-externas/2021/EED%20Ilumina%20Tu%20Dia.pdf>
- Diario Oficial de la Federación. (2008). Tomo DCLXXXVII, No. 27. DECRETO por el que se expide la Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética. [En línea]. Disponible en: https://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/abro/laerfte/LAERFTE_abro.pdf
- Diario Oficial de la Federación. (2012). Tomo DCLXXIV, No. 15. DECRETO por el que se expide la Ley General de Cambio Climático. [En línea]. Disponible

en:

https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5249899&fecha=06/06/2012#gsc.tab=0

Diario Oficial de la Federación. (2013). Tomo DCCXXIII, No. 17. *DECRETO por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en Materia de Energía*. [En línea]. Disponible en: http://dof.gob.mx/nota_to_imagen_fs.php?cod_diario=255541&pagina=2&seccion=0

Diario Oficial de la Federación. (2015). Tomo DCLXII, No. 15. *DECRETO por el que se expide la Ley de Transición Energética*. [En línea]. Disponible en: https://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5421295&fecha=24/12/2015

Diario Oficial de la Federación. (2017). Tomo DCCLXX, No. 18. *ACUERDO por el que se emite el Manual de Pronósticos*. [En línea]. Disponible en: http://dof.gob.mx/nota_to_imagen_fs.php?codnota=5505475&fecha=23/11/2017&cod_diario=279002

Diario Oficial de la Federación. (2018). Tomo DCCCLXXII, No. 5. *ACUERDO por el que se emite el Manual para el Desarrollo de las Reglas del Mercado*. [En línea]. Disponible en: http://dof.gob.mx/nota_to_imagen_fs.php?cod_diario=279822&pagina=14&seccion=0

Diario Oficial de la Federación. (2020). CFE Intermediación de Contratos Legados S.A. de C.V. [En línea]. Disponible en: https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5594800&fecha=10/06/2020#gsc.tab=0

Gaddum, J. H. (1945). Lognormal Distributions. *Nature*, 156(3964), 463-466.

Gallegos, E. (27 de febrero de 2021). Castigan generar la energía eólica en BC. *La voz de la frontera*. <https://www.lavozdelafrontera.com.mx/local/castigan-generar-la-energia-eolica-en-bc-6414108.html>

Galton, F (1889). *Natural inheritance*. London: Macmillan.

García, K. (22 de febrero de 2024). México no cumplirá meta de energía limpia este año: generadores eólicos. *El Economista*.

Referencias

- <https://www.eleconomista.com.mx/empresas/Mexico-no-cumplira-meta-de-energia-limpia-este-ano-generadores-eolicos-20240222-0132.html>
- Global Energy. (14 de diciembre de 2021). Reactiva Gobierno de BC actividades en parque eólico La Rumorosa I. <https://globalenergy.mx/noticias/alternativas/eolica/reactiva-gobierno-de-bc-actividades-en-parque-eolico-la-rumorosa-i/>
- Global Modeling and Assimilation Office. (2020). [En línea]. Disponible en: https://gmao.gsfc.nasa.gov/reanalysis/MERRA-2/data_access/
- Global Wind Energy Council. (2016). Global wind report 2016. GWEC: Brussels, Belgium.
- Global Wind Energy Council. (2019). Global wind report 2019. GWEC: Brussels, Belgium.
- Global Wind Energy Council. (2023). Global wind report 2023. GWEC: Brussels, Belgium.
- Global Wind Energy Council. (2024). Global wind report 2024. GWEC: Brussels, Belgium.
- Hau, E., & Renouard, H. (2013). *Wind turbines: fundamentals, technologies, application, economics* (Vol. 3). Berlin: springer.
- Hellman, G. (1916). Über die Bewerbung der Luft in den untersten schichten der atmosphere. *Meteorologische Zeitschrift*, 34, 273-285.
- Hughes, M. & Hall, A. (2010). Local and synoptic mechanisms causing Southern California's Santa Ana winds. *Climate Dynamics*, 34, 847-857.
- International Renewable Energy Agency (2024), *Renewable capacity statistics 2024*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
- Jarabo, F., Perez, C., Elortegui, N., Fernandez, J., & Macias, J. (1988). El libro de las energías renovables. *SAPT-1988*.
- Jaramillo, O. A. & Borja, M. A. (2004). Wind speed analysis in La Ventosa, Mexico: a bimodal probability distribution case. *Renewable Energy*, 29(10), 1613-1630.
- Justus, C.G., Hargraves, W.R., Mikhail, A. & Graber, D. (1978). Methods for estimating wind speed frequency distributions. *Journal of Applied Meteorology* (1962-1982), 350-353.

- Lee, J. C., Stuart, P., Clifton, A., Fields, M. J., Perr-Sauer, J., Williams, L., ... & Housley, P. (2020). The Power Curve Working Group's assessment of wind turbine power performance prediction methods. *Wind Energy Science*, 5(1), 199-223.
- Li, G., & Shi, J. (2010). Application of Bayesian model averaging in modeling long-term wind speed distributions. *Renewable Energy*, 35(6), 1192-1202.
- Lutgens, F.K., Tarbuck, E.J., Herman, R.L. & Tasa, D. (2018). *The Atmosphere: An Introduction To Meteorology*. Pearson.
- Manwell, J. F., McGowan, J. G., & Rogers, A. L. (2010). *Wind energy explained: theory, design and application*. John Wiley & Sons.
- Milligan, M., Schwartz, M., & Wan, Y. H. (2003). *Statistical wind power forecasting models: Results for US wind farms*. National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, USA.
- Narváez, O. & Villegas, L. (2014). *Introducción a la investigación: guía interactiva*. Universidad Veracruzana. [En línea]. Disponible en: <https://www.uv.mx/apps/bdh/investigacion/unidad1/investigacion-tipos.html>
- Optis, M., & Perr-Sauer, J. (2019). The importance of atmospheric turbulence and stability in machine-learning models of wind farm power production. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 112, 27-41.
- Rolinski, T., Capps, S.B. & Zhuang, W. (2019). Santa Ana Winds: A descriptive climatology. *Weather Forecasting*, 34, 257-275.
- Romero, R.C., Zavala H.J. & Raga, G.B. (2007). Midsummer gap winds and low-level circulation over the eastern tropical Pacific. *Journal of Climate*, 20, 3768-3784.
- Sánchez-Pérez, P.A., Robles, M. & Jaramillo, O.A. (2016). Real time Markov chains: Wind states in anemometric data. *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, 8, 023304.
- Secretaría de Bienestar. (2023). *Ilumina tu día*. [En línea]. Disponible en: https://www.bajacalifornia.gob.mx/bienestarbc/Programas/Ilumina_tu_dia
- Secretaría de Bienestar. (2024). *Tarjeta Ilumina tu día*. [En línea]. Disponible en: <https://retys.bajacalifornia.gob.mx/Portal/TyS/490?organismold=74>

Referencias

- Secretaría de Energía. (2018). *Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2018-2032*. [En línea]. Disponible en: <https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/331770/PRODESEN-2018-2032-definitiva.pdf>
- Secretaría de Energía. (2023). *Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2023-2037*. [En línea]. Disponible en: <https://biblioteca.semarnat.gob.mx/janium/Documentos/Ciga/libros2023/CD008843.pdf>
- Secretaría de Energía. (2024). *Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2024-2038*. [En línea]. Disponible en: <https://www.gob.mx/sener/articulos/programa-de-desarrollo-del-sistema-electrico-nacional-2024-2038>
- Soukissian, T. (2013). Use of multi-parameter distributions for offshore wind speed modeling: The Johnson SB distribution. *Applied energy*, 111, 982-1000.
- Strutt, J. W. (1888). *Wave theory of light*. Encyclopædia Britannica.
- The Wind Power. (2024). *Parques eólicos en México*. [en línea]. Disponible en: https://www.thewindpower.net/windfarms_list_es.php?country=MX
- Torres, M. (12 de julio de 2022). Operan los cinco aerogeneradores del Parque Eólico La Rumorosa I. *Industrial News BC*. <https://www.industrialnewsbc.com/2022/07/12/operan-los-cinco-aerogeneradores-del-parque-eolico-la-rumorosa-i/>
- United Nations Framework Convention on Climate Change. (2015). *Paris agreement*. In *report of the conference of the parties to the United Nations framework convention on climate change (21st session, 2015: Paris)*. Vol. 4, No. 2017. Getzville, NY, USA: HeinOnline.
- United States Environmental Protection Agency. (2018). *Greenhouse Gas Equivalencies Calculator*. [En línea]. Disponible en: <https://www.epa.gov/energy/greenhouse-gas-equivalencies-calculator>
- Wang, J., Hu, J., & Ma, K. (2016). Wind speed probability distribution estimation and wind energy assessment. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 60, 881-899.
- Weatherburn, C. E. (1961). *A First Course in Mathematical Statistics*. Cambridge University Press.

- Weibull, W. (1939). *A Statistical Theory of the Strength of Materials*. Generalstabens Litografiska Anstalts Förlag, Stockholm.
- Westerling, A.L., Cayan, D.R., Brown, T.J., Hall, B.L. & Riddle, L.G. (2004). Climate, Santa Ana winds and autumn wildfires in southern California. *EOS, Transactions American Geophysical Union*, 85, 289.
- Wu, J., Wang, J., & Chi, D. (2013). Wind energy potential assessment for the site of Inner Mongolia in China. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 21, 215-228.
- Zafirakis, D.P., Paliatsos, A.G. & Kaldellis, J.K. (2012). Energy yield of contemporary wind turbines. *Comprehensive Renewable Energy*, 2, 113-168.
- Zamora, M. (2016). Variabilidad del potencial eólico y su relación con fenómenos meteorológicos en Baja California (Tesis (Doctorado)-Universidad Autónoma de Baja California, Mexicali, México).