



Centro de Investigación Científica de Yucatán, A.C.

Posgrado en Ciencias en Energía Renovable

ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DINÁMICO DEL
VIENTO PARA LA GENERACIÓN ELÉCTRICA

Tesis que presenta

CHRISTY CAROLINA PÉREZ ALBORNOZ

En opción al título de

DOCTOR EN CIENCIAS EN ENERGÍA RENOVABLE


Mérida, Yucatán, México

Junio 2023



DECLARACIÓN DE PROPIEDAD

Declaro que la información contenida en la sección de Materiales y Métodos, los Resultados y Discusión de este documento proviene de las actividades de investigación realizadas durante el período que se me asignó para desarrollar mi trabajo de tesis, en las Unidades y Laboratorios del Centro de Investigación Científica de Yucatán, A.C., y que a razón de lo anterior y en contraprestación de los servicios educativos o de apoyo que me fueron brindados, dicha información, en términos de la Ley Federal del Derecho de Autor y la Ley de la Propiedad Industrial, le pertenece patrimonialmente a dicho Centro de Investigación. Por otra parte, en virtud de lo ya manifestado, reconozco que de igual manera los productos intelectuales o desarrollos tecnológicos que deriven o pudieran derivar de lo correspondiente a dicha información, le pertenecen patrimonialmente al Centro de Investigación Científica de Yucatán, A.C., y en el mismo tenor, reconozco que si derivaren de este trabajo productos intelectuales o desarrollos tecnológicos, en lo especial, estos se registrarán en todo caso por lo dispuesto por la Ley Federal del Derecho de Autor y la Ley de la Propiedad Industrial, en el tenor de lo expuesto en la presente Declaración.

Firma:  _____
Christy Carolina Pérez Albornoz

Mérida, Yucatán, México, a 30 de mayo de 2020

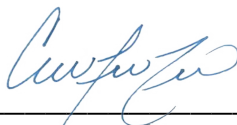
*CENTRO DE INVESTIGACIÓN CIENTÍFICA DE YUCATÁN, A. C.
POSGRADO EN CIENCIAS EN ENERGIA RENOVABLE*



RECONOCIMIENTO

Por medio de la presente, hago constar que el trabajo de tesis de **Christy Carolina Pérez Albornoz** titulado “**Análisis del comportamiento dinámico del viento para la generación eléctrica**”, fue realizado en la Unidad de Energía Renovable, en la línea de investigación **Conversión, Almacenamiento y Gestión de Energía**, en el laboratorio de Sistemas híbridos, del Centro de Investigación Científica de Yucatán, A.C. y el laboratorio de Energía (Facultad de Ingeniería, UADY), bajo la dirección del **Dr. Víctor Manuel Ramírez Rivera**, perteneciente al Programa de Posgrado en Ciencias en Energía Renovable de este Centro, y la codirección del **Dr. Mauricio Alberto Escalante Soberanis**, de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Autónoma de Yucatán.

Atentamente



Dra. Cecilia Hernández Zepeda
Directora de Docencia

Mérida, Yucatán, México, a 29 de junio de 2023

AGRADECIMIENTOS

Alcanzar una meta requiere, además de esfuerzo propio, el apoyo tanto de instituciones como de personas.

Por ello, en primer lugar, agradezco al CONAHCYT por la beca con folio No. 734159 otorgada durante mi estancia en el doctorado.

Agradezco al laboratorio de Sistemas híbridos de la Unidad de Energía Renovable del CICY y principalmente al laboratorio de Energía de la Facultad de Ingeniería, UADY por darme la oportunidad de desarrollar las actividades experimentales de este trabajo.

A mi director de tesis, Dr. Víctor Manuel Ramírez Rivera por haber confiado en mí y en mi propuesta de investigación y por su dirección durante este tiempo. A mi co-director, Dr. Mauricio Alberto Escalante Soberanis, por su guía, sus consejos, su apoyo incondicional, sus palabras y correcciones precisas que ayudaron a cumplir con esta meta. Gracias porque más que un asesor fuiste y eres un amigo.

A mis tutores, Dr. Juan Carlos Chavarría Hernández, por su asesoría y apoyo a lo largo de mi estancia doctoral y Dr. Michel Rivero Corona por su generosidad al compartir sus enseñanzas y opiniones no solamente para la elaboración de la tesis, sino también para mi formación profesional.

A los revisores, Dr. Luis David Patiño López y Dr. Rafael Cisneros Montoya por sus atinados comentarios para mejorar este documento.

A los técnicos del laboratorio de Energía por su disposición y soporte técnico tanto en el montaje experimental como en la recolección de datos.

A mis compañeros y amigos, que a lo largo de estos años me han brindado palabras de ánimo cuando lo he necesitado. Gracias, Héctor y Ana, por su comprensión, por caminar a mi lado aún en la distancia y nunca dejarme caer. Gracias Ángel por tu ayuda desinteresada sobre todo en el último año. Gracias Miguel, por entender mis ausencias, sé que tu paciencia estuvo a prueba numerosas ocasiones.

A mi familia, quienes me han impulsado a alcanzar mis objetivos y enseñado que a pesar de los obstáculos no es posible darse por vencido. Gracias por permanecer a mi lado a pesar de los malos ratos o el estrés, por entender mis desvelos y horarios cruzados. Gracias Mamá, por creer en mí y brindarme la oportunidad de vivir esta aventura.

Gracias Dios, por ser parte fundamental de mi vida y darme la inteligencia y capacidad de completar este trabajo.

ÍNDICE

| | |
|---|------|
| ÍNDICE | ii |
| ÍNDICE DE FIGURAS | iv |
| ÍNDICE DE TABLAS | vi |
| RESUMEN | vii |
| ABSTRACT | viii |
| INTRODUCCIÓN | 1 |
| OBJETIVO GENERAL..... | 3 |
| OBJETIVOS ESPECÍFICOS | 3 |
| JUSTIFICACIÓN | 4 |
| CAPÍTULO 1: | 9 |
| ANTECEDENTES | 9 |
| 1.1 El recurso eólico..... | 9 |
| 1.2 Capa límite atmosférica | 11 |
| 1.3 Estados de la capa límite atmosférica | 15 |
| 1.4 Parámetros usados para estimar de la estabilidad atmosférica y la turbulencia | 18 |
| 1.4.1. Longitud de Monin-Obukhov | 19 |
| 1.4.2. Número de gradiente de Richardson | 20 |
| 1.4.3. Número de flujo de Richardson | 21 |
| 1.4.4. Número en masa de Richardson | 22 |
| 1.4.5. Números de Deacon..... | 23 |
| 1.4.6. Relación de McVehil..... | 24 |
| 1.4.7. Relación de Högström | 24 |
| 1.4.8. Índice de Sutton y el perfil de viento logarítmico | 25 |
| 1.4.9. Cizalladura..... | 25 |
| 1.4.10. Intensidad de turbulencia | 26 |
| 1.4.11. Energía cinética turbulenta | 27 |
| 1.5 Clases de la estabilidad atmosférica | 37 |

| | | |
|------------------------------|--|----|
| 1.5.1. | Pasquill | 37 |
| 1.5.2. | Pasquill-Gifford | 38 |
| 1.5.3. | Turner..... | 38 |
| 1.5.4. | Gryning..... | 39 |
| 1.6 | Efectos de la estabilidad atmosférica en la energía eólica..... | 39 |
| 1.6.1. | Modelos frecuentes para determinar el perfil de viento..... | 42 |
| 1.6.2. | Correcciones en los modelos para determinar el perfil de viento..... | 44 |
| 1.7 | Producción de energía anual..... | 49 |
| CAPÍTULO 2: METODOLOGÍA..... | | 51 |
| 2.1 | Sitio y características de medición..... | 51 |
| 2.2 | Recurso eólico..... | 54 |
| 2.3 | Estabilidad atmosférica | 55 |
| 2.3.1. | Cizalladura del viento..... | 55 |
| 2.3.2. | Intensidad de turbulencia | 56 |
| 2.3.3. | Número en masa de Richardson | 56 |
| 2.3.1. | Longitud de Monin-Obukhov | 57 |
| 2.4 | Producción de energía | 58 |
| 2.5 | Análisis de alta frecuencia | 60 |
| 2.6 | Impacto económico | 62 |
| CAPÍTULO 3 | | 63 |
| RESULTADOS Y DISCUSIÓN..... | | 63 |
| 3.1 | Patrones de viento | 63 |
| 3.2 | Estabilidad atmosférica | 66 |
| 3.3 | Producción de energía | 72 |
| 3.4 | Alta frecuencia | 74 |
| 3.5 | Impacto económico..... | 77 |
| CONCLUSIONES..... | | 79 |
| BIBLIOGRAFÍA | | 81 |

ÍNDICE DE FIGURAS

| | |
|--|----|
| Figura 1.1. Definiciones de escala y diferentes procesos atmosféricos con escalas espaciales y temporales características | 10 |
| Figura 1.2. Diagrama de algunas áreas de aplicación para estudios de la capa límite atmosférica. | 12 |
| Figura 1.3. Perfiles verticales promedio de la temperatura potencial virtual, velocidad del viento y humedad relativa. | 13 |
| Figura 1.4. Evolución de la capa límite atmosférica durante el ciclo diurno. | 15 |
| Figura 1.5. Ilustración esquemática del a) origen térmico de la turbulencia, b) origen mecánico de la turbulencia. | 16 |
| Figura 1.6. Perfiles típicos de velocidad de viento para diferentes condiciones de estabilidad. | 17 |
| Figura 1.7. Diagrama de las condiciones térmicas de la estabilidad atmosférica. | 18 |
| Figura 1.8. Clasificación de los parámetros de estabilidad atmosférica. | 19 |
| Figura 1.9. Reproducción del espectro de Van der Hoven de la velocidad del viento horizontal | 30 |
| Figura 2.1. Procedimiento esquemático para la obtención de los resultados del estudio. | 51 |
| Figura 2.2. Ubicación de la estación de medición Telchac Puerto. A la izquierda se presenta una vista satelital y a la derecha el área local. | 52 |
| Figura 2.3. Torre de Comunicaciones usado como estación de medición meteorológica. | 53 |
| Figura 2.4. (a) Rosa de los vientos para la estación marina Cuenca de Yucatán de la NOAA. (b) Ubicación de la estación marina Cuenca de Yucatán de la NOAA usada en el estudio. | 57 |
| Figura 2.5. (a) Imagen del anemómetro sónico CSAT3B. (b) Ubicación del sensor de medición en la estación FIUADY. | 61 |
| Figura 3.1. Perfil del viento del sitio de medición para cada mes de estudio a a) 50 m y b) 20 m. | 63 |
| Figura 3.2. Rosa de los vientos del sitio a a) 20 m y b) 50 m. | 64 |

| | |
|---|----|
| Figura 3.3. Distribución de frecuencias de la velocidad del viento para la estación TCP a 20m y 50m. | 65 |
| Figura 3.4. Distribución de frecuencias de a) intensidad de turbulencia, b) número de Richardson en masa, y c) Longitud de Monin-Obukhov para un día típico a 20 m en la estación TCP. | 67 |
| Figura 3.5. Distribución de frecuencias de a) intensidad de turbulencia, b) número de Richardson en masa, c) Longitud de Monin-Obukhov y d) Cizalladura para un día típico a 50 m en la estación TCP. | 68 |
| Figura 3.6. Porcentajes de periodos clasificados como estable (S), inestable (U) y neutro (N) de acuerdo con los parámetros de estabilidad señalados en la tabla 1.2 para 20 m(arriba) y 50 m (abajo). | 69 |
| Figura 3.7. Dispersión de valores de a) intensidad de turbulencia, b) número de Richardson en masa, y c) Longitud de Monin-Obukhov para un día típico a 20 m en la estación TCP..... | 70 |
| Figura 3.8. Dispersión de valores de a) intensidad de turbulencia, b) número de Richardson en masa, c) Longitud de Monin-Obukhov y d) Cizalladura para un día típico a 20 m en la estación TCP. | 71 |
| Figura 3.9. Función de probabilidad (líneas y marcadores) y producción de energía anual (barras) estimada de acuerdo con la velocidad de viento bajo diferentes condiciones de estabilidad. | 73 |
| Figura 3.10. Densidad de espectro de energía en periodos de 8 horas para 3 días consecutivos en la estación FIUADY. | 75 |

ÍNDICE DE TABLAS

| | | |
|------------|---|----|
| Tabla 1.1. | Estructura de la capa límite atmosférica | 14 |
| Tabla 1.2. | Resumen de los parámetros utilizados en las mediciones de estabilidad atmosférica y turbulencia..... | 32 |
| Tabla 1.3. | Comparación entre los parámetros de estabilidad..... | 33 |
| Tabla 1.4. | Clasificación de la estabilidad atmosférica de acuerdo con Pasquill..... | 38 |
| Tabla 1.5. | Clases de estabilidad atmosférica según la escala Pasquill-Guifford | 38 |
| Tabla 1.6. | Clases de estabilidad atmosférica según la escala de Turner | 39 |
| Tabla 1.7. | Clases de estabilidad atmosférica según la escala de Gryning | 39 |
| Tabla 1.8. | Índice p para cada categoría de estabilidad atmosférica de Pasquill..... | 46 |
| Tabla 2.1. | Características técnicas de los sensores de medición usados en el estudio. | 53 |
| Tabla 2.2. | Características de la estación marina de la NOAA usada en la investigación..... | 57 |
| Tabla 2.3. | Intervalos de la Longitud de Monin Obukhov utilizados en el estudio para cada condición atmosférica..... | 58 |
| Tabla 2.4. | Datos de la turbina WES 30 | 60 |
| Tabla 2.5. | Características del anemómetro sónico utilizado en la estación FIUADY..... | 61 |
| Tabla 3.1. | Velocidad del viento y densidad de potencia del viento promedio mensual en el sitio de estudio. | 66 |
| Tabla 3.2. | Parámetros de operación de la turbina eólica WES 30 en la estación TCP..... | 74 |
| Tabla 3.3. | Contribución del espectro de energía de remolinos dominantes en la estación FIUADY por periodo de 8 horas. | 77 |
| Tabla 3.4. | Costo de generación de la energía contenida en los vórtices dominantes en la estación FIUADY..... | 78 |

RESUMEN

La energía eólica ha experimentado un rápido crecimiento en el mercado de la energía durante las últimas dos décadas, y este crecimiento no habría sido posible sin el desarrollo de turbinas eólicas que tienen amplias áreas de barrido y altos mástiles de viento que se extienden más allá de la capa límite superficial. Esto ocasiona que la producción de energía se vea afectada por las condiciones atmosféricas, definidas en términos de estabilidad atmosférica, que antes no se tenían en cuenta en la industria eólica.

En este estudio se describe la estabilidad atmosférica de una región costera de Yucatán, México, utilizando cuatro parámetros, cizalladura del viento, intensidad de turbulencia, número de Richardson en masa y la longitud de Monin-Obukhov. Utilizando datos de una torre meteorológico y una boya marina se determinan las condiciones de estabilidad atmosférica y se comparan sus resultados.

La condición atmosférica inestable a 50 m en el sitio resultó de 70% de ocurrencia durante el período de medición, seguida de 11% en condiciones neutras y 18% en condiciones estables. Además, se realizaron estimaciones de velocidad del viento para cada escenario de estabilidad atmosférica y se halló la variación en la energía producida para cada caso. Se obtuvo que las condiciones atmosféricas inestables entregan 9% más de energía que las estables, mientras que las condiciones neutras entregan hasta un 17% más de energía que las condiciones estables. Por lo tanto, considerar un estado neutro o no considerar la estabilidad atmosférica del sitio conduce a estimaciones sesgadas en la producción de energía.

También, utilizando datos de alta frecuencia (1 Hz) se halló la densidad espectral de energía para conocer los vórtices que pueden contribuir a la generación de energía y determinar los ingresos que se podrían tener al aprovecharlos.

ABSTRACT

Wind power has experienced rapid growth in the energy market over the last two decades, and this growth would not have been possible without the development of wind turbines that have wide swept areas and tall wind masts that extend beyond the surface boundary layer. This causes energy production to be affected by atmospheric conditions, defined in terms of atmospheric stability, that were previously disregarded in the wind energy industry.

This study describes the atmospheric stability of a coastal region of Yucatan, Mexico using four parameters, wind shear, turbulence intensity, bulk Richardson number and Monin-Obukhov longitude. For this, six months of data from a meteorological mast and a marine buoy are used to determine atmospheric stability conditions and compare their results.

The unstable atmospheric condition was predominant at 50 m at the site, with an 70% occurrence during the measurement period, followed by 11% in neutral and 18% in stable conditions. Wind speed estimations were performed for each atmospheric stability scenario, and the variation in the energy produced was derived for each case. Unstable atmospheric conditions deliver up to 9% more energy than stable conditions, while neutral conditions deliver up to 17% more energy than stable conditions. Therefore, considering a neutral state or not considering the atmospheric stability of the site may lead to a considerably biased energy production estimation.

Also, using high frequency data (1 Hz) the spectral energy density is found to know the vortices that can contribute to the generation of energy. Likewise, the income that can be had by taking advantage of these vortices was determined.

INTRODUCCIÓN

La energía eólica juega un papel importante en el sector de la energía (generación de electricidad), y se espera que esta tendencia continúe en el futuro cercano. Sin embargo, se deben abordar varios desafíos asociados con la generación de energía para aumentar su efectividad y acelerar la transición energética global [1]. Entre los principales desafíos que enfrenta la industria eólica hacia una integración total a la red eléctrica, se pueden mencionar una mayor eficiencia en el transporte, producción y almacenamiento de energía.

Se han propuesto muchas estrategias para mejorar los procesos de producción de energía eólica, como las mejoras de turbinas eólicas o aerogeneradores (AG), que tienen coeficientes de potencia elevados, diámetros de rotor aumentados y sistemas de control inteligente que permiten que los generadores eléctricos operen en condiciones no adecuadas. Además, se ha mejorado la aerodinámica y el control de las palas y los códigos de red se han vuelto cada vez más exigentes; por lo tanto, se requieren adaptaciones a la electrónica de potencia para cumplir con los códigos y la digitalización. A su vez, el pronóstico del viento es una herramienta clave para mejorar la eficiencia, confiabilidad y operación de los sistemas de energía eléctrica que tienen una alta penetración de energía eólica y otras fuentes de energía renovable (ER) variables [2]. El pronóstico del viento para la operación de parques eólicos generalmente se calcula en la mesoescala y de cinco minutos a una hora para el control primario, las operaciones de la planta y los mercados de energía, mientras que dicho pronóstico se calcula para uno a tres días para el compromiso y la programación de tareas. Las estimaciones más precisas (en el rango de minutos y segundos) se basan en datos de alta frecuencia (superiores a 1 Hz) para dar cuenta de la naturaleza dinámica del viento [3]. Las evaluaciones del recurso eólico son de primordial importancia ya que se pueden realizar para anticipar las acciones del operador de la red, mejorar la gestión del balance eléctrico y garantizar una mejor seguridad de la red, lo que conduce a una mayor rentabilidad del parque eólico [4].

La cantidad de energía que se puede extraer del viento depende en parte de la capacidad del AG. Con el tiempo, la industria eólica ha incrementado la capacidad de las turbinas al combinar tecnologías mejoradas en el AG, como aumentar la altura del buje para tener acceso a velocidades de viento más altas o aumentar el tamaño de las palas para obtener áreas de barrido más grandes que pueden generar energía en toda la gama de velocidad del viento en que opere

el AG [5]. En 1985, se tenían turbinas con un diámetro de rotor de 15 metros que alcanzaban una capacidad nominal de 0.05 MW [6]. En 2009, los AG tenían un diámetro de rotor promedio de 78.6 m y alcanzaron una capacidad promedio de 1.6 MW [7]. Para 2014, la capacidad promedio había aumentado a 2 MW [6], y para 2018, el diámetro promedio del rotor era de 118 m y la capacidad era de 3.5 MW en Dinamarca [8]. Los AG disponibles comercialmente con diámetros de rotor de hasta 164 m han obtenido una capacidad nominal de 8 MW [5]. En 2020, el diámetro medio del rotor de los AG era de aproximadamente 125 m. De manera similar, la altura del rotor aumentó de 30 m en 1990 a 90 m en 2020, lo que provocó que el AG alcanzara hasta 152 m sobre la superficie [9]. Estos aumentos han provocado que el área de barrido supere la capa superficial atmosférica, cuyo espesor está en el rango de los 100 m [10] y representa el 10% más bajo de la capa límite. La capa límite atmosférica (ABL, también conocida como capa límite planetaria o PBL) es la capa atmosférica donde ocurre casi todo el intercambio de calor, humedad, impulso, partículas de aerosol, gases y contaminantes.

Existen muchos enfoques disponibles para estudiar la ABL, incluida la termodinámica atmosférica, la dinámica de la capa límite turbulenta, el modelado numérico, los flujos de la capa límite, la química atmosférica, la meteorología y la micrometeorología. Particularmente para la industria eólica, se requiere una investigación cuidadosa de la estructura vertical de la capa límite para describir correctamente la variación de la velocidad del viento en función de la altura sobre la superficie [11]. Experimentalmente, se ha demostrado que la superficie de la Tierra tiene muy poca influencia sobre el viento a ~1 km sobre la superficie del suelo. Esta altura varía espacial y temporalmente en función de las condiciones imperantes. En capas por debajo de esta altura, el viento se ve afectado por la interacción con la superficie terrestre (bosques, edificios, etc.) [12] así como por fuerzas de flotabilidad. La interacción de ambos términos de forzamiento, mecánico y térmico, afecta fuertemente las características del viento y requiere una investigación profunda para comprender las características de la atmósfera. Se ha informado recientemente que la estabilidad atmosférica está involucrada en la comprensión de estas características. Las características importantes para la industria eólica incluyen el perfil vertical de la velocidad del viento, la dirección del viento (viraje), la intensidad de la turbulencia y la cizalladura del viento, ya que influyen fuertemente en el estado atmosférico [13]. Dentro de la industria eólica, se debe tener en cuenta la estabilidad atmosférica para aumentar la precisión de las predicciones del perfil de la velocidad del viento, las cargas del viento y los efectos de la estela [14].

OBJETIVO GENERAL

Analizar el impacto del comportamiento dinámico del viento en los pronósticos de generación eléctrica.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Determinar patrones de viento en el sitio de estudio en la mesoscala.
2. Determinar las condiciones de estabilidad atmosférica en el sitio de estudio en una mesoscala.
3. Desarrollar el método del análisis estadístico del comportamiento dinámico del viento.
4. Estimar el impacto técnico y económico de la implementación del método estadístico en los sistemas interconectados de gran generación.

JUSTIFICACIÓN

Los principales desafíos relacionados con el desarrollo sostenible, a saber, la seguridad energética, el cambio climático y el acceso a la energía, constituyen un argumento convincente para el uso de energías renovables a gran escala. La demanda mundial de energía durante 2020 disminuyó un 4.5%. Además, hubo un desplome de la demanda de petróleo y gas, generando caídas de 9.3% y 7% [15], respectivamente. A pesar de este comportamiento anómalo, la penetración de las energías renovables en el mercado energético no se detuvo, ni hubo retrocesos. Frente a esta tendencia a la baja, las energías renovables fueron la única fuente de electricidad que mantuvo un crecimiento constante.

En 2020, la energía solar y eólica aumentaron 238 GW de potencia instalada, lo que representa el aumento más significativo [15]. El crecimiento de estas dos fuentes de energía ha sido rápido, sustancial y continuo. Este crecimiento representó casi el 10% de la capacidad instalada total, 2,839 GW, al cierre del 2020. Para el 2021, la demanda mundial de energía se incrementó en casi 6%, y a pesar de varios factores como el aumento de los precios en insumos y atrasos en las cadena de suministros, las energías renovables, en particular la energía solar y eólica, también continuaron incrementando (17%) para alcanzar 3,146 GW de capacidad instalada [16]. De esta manera, las fuentes de energía renovable (ER) representaron el 29% del consumo total de energía final del mundo [17].

Entre las diferentes tecnologías de energía renovable, la energía eólica está creciendo rápidamente. Representó alrededor del 50% de la generación mundial de energía renovable en los últimos años [18] y aproximadamente el 21.5% de la generación total de electricidad del mundo en 2020 [19]. Esta fuente de energía podría cubrir más de un tercio de las necesidades energéticas mundiales (35%), convirtiéndose en la principal fuente de generación del mundo [5]. A pesar de la volatilidad en varios mercados, las instalaciones anuales han superado los 50 GW cada año desde 2014 [20]. A pesar de todas las restricciones de movilidad derivadas del problema de salud mundial, el mercado de la energía eólica vivió uno de los mejores años pues creció un 50% respecto al año anterior. El crecimiento obtenido durante 2020 marcó un récord ya que se agregaron 93 GW a la capacidad instalada. La capacidad instalada aumentó un 14%, alcanzando los 743 GW [21], respecto a 2019. En el 2021, 102 GW fueron agregados a la capacidad instalada representando un crecimiento del 13.5%. Con ello, la capacidad instalada fue mayor a 845 GW [17].

Se espera que este aumento continúe debido a la competitividad de las energías renovables en comparación con las fuentes de generación convencionales en términos de costos operativos decrecientes. En los últimos diez años, el costo nivelado promedio de la energía solar fotovoltaica a gran escala ha caído un 85%, mientras que los costos de la energía eólica terrestre un 64%, dejando el costo nivelado de la electricidad en 0.048 USD/kWh para la energía solar fotovoltaica y 0.033 USD/kWh para la energía eólica [22] a comparación del gas cuyo precio estuvo en 0.140 USD/kWh en el 2021 [23] Se deben a la necesidad de redes inteligentes y políticas de descarbonización en muchos países, priorizando las ER para mitigar el cambio climático y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero [24].

La energía eólica compite con la generación de combustibles fósiles debido a su rápida disminución de los costos por kWh y su capacidad para abastecer una parte importante de la demanda eléctrica, como ya lo hace en varios países. A nivel mundial, la capacidad operativa de energía eólica representó aproximadamente más del 6% de la generación total de electricidad en 2020 y más del 7% en 2021. Por treceavo año consecutivo, China lideró los cinco principales aumentos en el mercado eólico, seguida de Estados Unidos, Brasil, Holanda y España. En América Latina, la energía eólica se ha convertido en la fuente de ER de más rápido crecimiento, con cerca de 34 GW distribuidos en 26 países de la región [24]. A pesar de los cambios en la política regulatoria de México en los últimos cuatro años, México agregó 2.8 MW a su capacidad instalada para tener 7.8 GW a finales del 2021 [16].

En México, el Inventario Nacional de Energías Limpias (INEL) estimó que el potencial eólico nacional probado es superior a 25,000 GWh/año, mientras que el potencial eólico posible es superior a 87,000 GWh/año. A finales de 2016, se contaba con una generación eléctrica bruta de 9,937 GWh/año, representando un 19.17% de la generación nacional por energías renovables [25]. En el año 2017, el 5.5% de la capacidad de generación total, equivalentes al 4,163 MW, del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) provino de centrales eólicas. Para el mismo 2017, la generación con energía eólica fue de 10,620 GWh representando el 3.2% del total del SEN. Entre 2018 y 2032 se prevé la adición de 14,819 MW de nueva capacidad equivalente al 22.1% del crecimiento nacional [26]. Regiones como Baja California, Veracruz, Oaxaca y Yucatán tienen potencial de capacidad eólica y algunas cuentan con parques eólicos [25].

Específicamente, la Península de Yucatán tiene una capacidad técnica de 6,125 MW y una generación anual de 14,802 GWh [27]. Como resultado de la primera subasta de largo plazo en México se adjudicaron cuatro proyectos de energía eólica a la región [28], de los cuales tres ya

se encuentran en operación: el “Parque Eólico Dzilam Bravo, Eólica del Golfo 1” con capacidad de generar 240 GWh/año que fue inaugurado en 2019 [29], el Parque Eólico Progreso que generará 90 MW inaugurado en agosto del 2020 [30] y el Parque Eólico Tizimín con capacidad de generar 321 GWh/año inaugurado a finales del 2020 [31].

Para el año 2015, México vivía un momento único en la historia de su sector eléctrico ya que la Comisión Federal de Electricidad (CFE), que controlaba toda la generación y transmisión eléctrica del país se dividía en otras empresas y comenzaba a competir seriamente con generadores privados. Para esto fue necesario promulgar dos nuevas leyes fundamentales para el sector, la Ley de la Industria Eléctrica y la Ley de Transición Energética. Como resultado de éstas, a principios del año 2016 comenzó la operación del Mercado Eléctrico Mayorista junto con otras formas de compraventa (subastas). En una subasta se pueden comercializar tres productos: energía acumulable, denominada así porque es la energía que se acumula de forma anual; potencia, entendida como la capacidad de la central de generar energía eléctrica en determinados momentos del año y certificados de energía limpia (CEL) [28], que son instrumentos que acreditan que un porcentaje de la energía proviene de fuentes de energía limpia [32].

Estos incrementos aunados a otras 2 subastas propiciaron una mayor participación de la energía eólica en el SEN pues se tuvieron como resultado 2,366 MW de capacidad contratada [25]. Esto ocasionó que, en 2018, el 0.72% de la producción de energía primaria, equivalentes a 13,088 GWh del SEN proviniera de centrales eólicas. Para el 2019, la generación con energía eólica fue de 16,727 GWh representando el 0.95 % del total del SEN [33]. Con esto, durante dos años, México se encontró entre los 10 mejores instaladores en la región latinoamericana por su incremento anual en capacidad, pero en 2020 hubo una disminución debido a cambios en la política gubernamental en materia de energía [24].

En el caso de los proyectos de energía renovable, como la generación eoloelectrónica, se comercializó energía ya que por la naturaleza variable de su combustible le es complicado competir con las fuentes de generación convencionales suministrando potencia. En la subasta se pactan los precios que se mantendrán durante un plazo de 15 años de la energía contratada y entregada. El déficit y el excedente anual (“desbalances”) implican por su parte un riesgo de mercado; por ello la empresa generadora debe contar con herramientas de pronóstico certeras del potencial eólico del viento para poder pronosticar la energía que es capaz de producir.

Si bien la instalación de parques eólicos es cada vez más frecuente, existen factores importantes a considerar para su exitoso desarrollo. Uno de estos factores es una evaluación adecuada del recurso eólico para cuantificar la disponibilidad de energía en un sitio potencial. La velocidad del viento es el factor más importante ya que de ella depende la energía eólica. La mejor manera de evaluar la energía eólica es analizando las mediciones meteorológicas para cada ubicación de turbina propuesta. Desafortunadamente, esta actividad requiere mediciones a largo plazo y recursos financieros sustanciales.

Por esta razón, cuando no se dispone de datos de viento, se realizan análisis estadísticos para estimar el valor de la velocidad del viento, sin embargo, se enfocan en analizar al viento de una forma estática en periodos largos (10 minutos) que no toman en cuenta las ráfagas, vórtices y turbulencias que se generan en muy corto plazo (30 segundos o menos). La función de densidad de probabilidad de Weibull es la distribución ampliamente utilizada para describir las estadísticas de velocidad del viento [34]. Esta información permite conocer algunos parámetros críticos, como la velocidad máxima del viento, la velocidad del viento más probable y la velocidad del viento con mayor entrega de energía, entre otros encontrados en el sitio [35].

Los parámetros estimados por la distribución de Weibull son esenciales para cuantificar la producción de energía de un aerogenerador, la cual depende principalmente de la distribución de frecuencias de la velocidad del viento [36]. Por otro lado, la generación de energía de un aerogenerador está influenciada por el perfil del viento a la altura del buje y la intensidad de la turbulencia. Altos valores de intensidad de turbulencia disminuyen la disponibilidad de energía. Debido a esto, los sitios más adecuados para la explotación del recurso eólico son aquellos donde la velocidad del viento es alta y el nivel de intensidad de la turbulencia es moderado. Por ello, es necesario contar con otro tipo de métodos estadísticos que consideren esos fenómenos a corto plazo, es decir métodos que analicen el comportamiento dinámico del viento. Para ello se requiere el acceso a datos de alta frecuencia de un período de estudio, de tal manera que se puedan analizar patrones del viento a lo largo del año tomando en cuenta diversos fenómenos que suceden en periodos muy cortos.

Teniendo el método se espera que la incorporación de los efectos dinámicos en modelos estadísticos de predicción tenga un mejor rendimiento que el caso sin incorporar dichos efectos; también será posible estimar con mayor precisión la energía que es posible obtener del sitio, de tal forma que se reduzcan los riesgos de penalización por no suministrar la energía pactada para el mercado mayorista.

Así mismo, con el análisis de datos de alta frecuencia se pueden identificar las variaciones que por su tamaño puedan influir en gran medida en el potencial del viento y/u ocasionar daño estructural en las turbinas eólicas de tal forma que disminuyan su productividad eléctrica.

CAPÍTULO 1: ANTECEDENTES

La demanda por energía limpia, verde y sustentable ha generado fuerte interés en la energía eólica. El viento se considera la pieza central de la energía eficiente y económica, pues se encuentra altamente disponible en la naturaleza a un precio razonable y distribuido equitativamente [36]. La energía eólica se ha caracterizado por sus instalaciones estables y reducción de sus precios en una industria competitiva [37]. En 2018, la energía eólica fue una de las formas más económicas de generar electricidad en muchos mercados; y aunque, en los próximos años se requieran cambios en los modelos de negocios, incremento de la relación costo-eficiencia, integración de redes de energía renovable, seguridad en el tiempo de suministro, entre otros, la energía eólica está bien posicionada para esta transición [38].

Tal como la mayoría de las fuentes de energía renovable e incluso la energía de los combustibles fósiles, la energía eólica proviene, en último término, del Sol [39]. La rotación terrestre y la diferencia de temperatura de la superficie debido al calentamiento y enfriamiento desigual ocasionan los vientos.

1.1 El recurso eólico

El flujo de aire o viento puede ser clasificado en tres categorías: el viento medio, responsable de la advección; la turbulencia que son los vórtices causados por las ráfagas superpuestas en el viento medio, y las ondas que transportan humedad, calor y contaminantes entre otros [40].

El recurso eólico tiene un comportamiento variable. Sus constantes variaciones pueden ser diurnas, sinópticas y/o estacionales como se muestra en la Figura 1.1. Tanto la dirección como la velocidad del viento varían en la misma escala de tiempo [41].

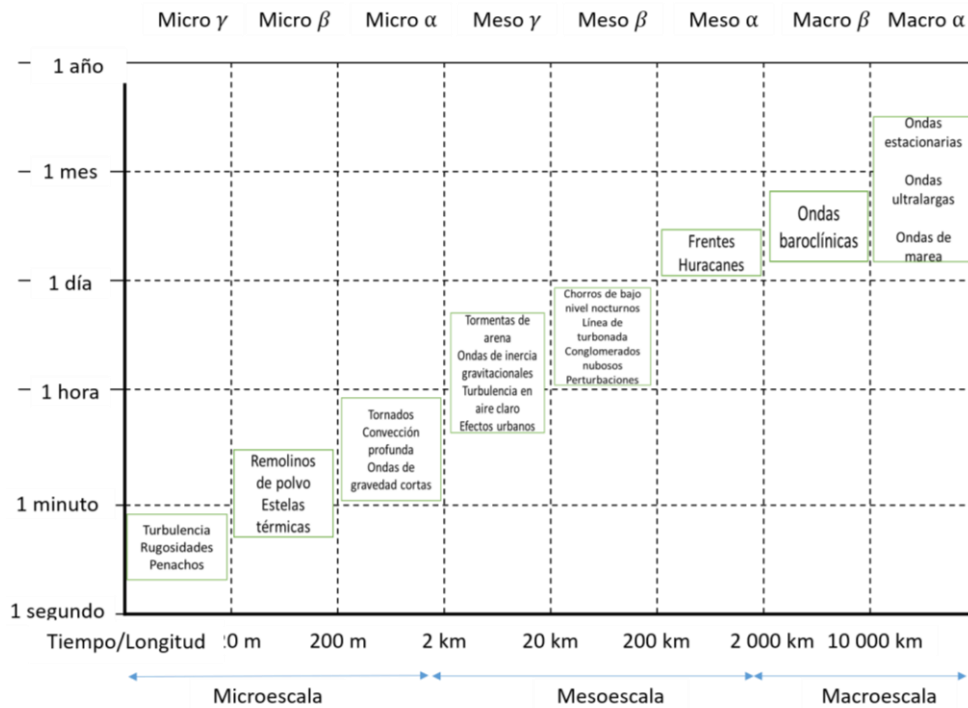


Figura 1.1. Definiciones de escala y diferentes procesos atmosféricos con escalas espaciales y temporales características [42].

Para evaluar el potencial eólico del sitio, las variables anemométricas principales a medir son la velocidad y la dirección del viento, la temperatura y la presión atmosférica [43]. Sin embargo, los valores claves son los dos primeros puesto que al ser el viento un flujo de aire, no todo el viento sirve para generar energía. Por lo general, para que las palas de un aerogenerador de eje horizontal giren, se necesitan vientos moderados por encima de los 4 m/s y por debajo de los 25 m/s. No obstante, cada aerogenerador está diseñado para una determinada velocidad de viento, a partir de la cual generalmente se conseguirá la máxima potencia.

Los datos de dirección y velocidad del viento están disponibles en varias formas dependiendo de la frecuencia y periodo de medición. Generalmente se utilizan intervalos para promediar la velocidad del viento en los estudios de evaluación de recursos que incluyen periodos de 1 o 2 minutos (observaciones del clima), 10 minutos (la norma para programas de monitoreo de energía eólica), por hora, mensuales y anuales [43]. Estas mediciones generalmente se realizan a frecuencias de 1 Hz y son procesadas para calcular los promedios, mínimos, máximos y desviación estándar en escala de tiempo de 10 minutos a un año de duración, dependiendo de la aplicación [35], [44].

Para la evaluación de la energía eólica durante varios años, se han utilizado series de datos en el dominio del tiempo con entradas principales de promedios de 10 minutos [36].

La mejor manera de evaluar la energía eólica es realizar mediciones meteorológicas para cada ubicación de turbina propuesta. Desafortunadamente, esa actividad requiere mucho tiempo y recurso económico. Por ello, cuando los datos del viento no están disponibles se han utilizado análisis estadísticos para estimar el recurso eólico. Los enfoques de predicción de la energía eólica a mediano y largo plazo han ido cambiando a lo largo de los últimos 30 años [45].

La variación de la velocidad del viento se caracteriza por una función de distribución de probabilidad y pueden representarse mediante varias funciones de densidad de probabilidad como la función gamma, la función beta, la función log-normal y las distribuciones de Rayleigh y Weibull [46].

La distribución comúnmente utilizada para representar la velocidad del viento es la densidad de probabilidades de Weibull [34]; es ampliamente utilizada en la industria de la energía eólica pues proporciona una forma simple de representar la distribución del viento ya que solo se basa en dos parámetros: el parámetro de forma (k) y el parámetro de escala (A) [47]. Con esta herramienta es posible conocer algunos parámetros importantes como la velocidad máxima, la velocidad más probable, la velocidad con mayor carga energética, entre otros que se pueden encontrar en el sitio [35]. En diversos estudios esta distribución con dos parámetros se ajusta apropiadamente al histograma de frecuencias de la velocidad del sitio en cuestión [11], [48], pero en otros casos como cuando se tienen datos de viento de baja velocidad otras distribuciones periódicas capturan mejor la forma de la distribución real del viento como por ejemplo la función de probabilidades de Weibull de tres parámetros [46], [47].

1.2 Capa límite atmosférica

En dinámica de fluidos, la capa límite se refiere a la región de un fluido en contacto con una superficie (o, más generalmente, con una interfaz) donde tienen lugar los procesos de transferencia de calor, cantidad de movimiento y masa, incluidos los trazadores (como aerosoles, material particulado, y contaminantes). La capa límite viscosa corresponde a la región en la que se producen variaciones de velocidad debido a las interacciones del flujo de fluido con una interfaz. En aplicaciones de meteorología y energía eólica, la ABL (o capa límite planetaria) se puede definir como la región donde la superficie de la Tierra afecta a la atmósfera, es decir, una

región formada por la interacción entre la superficie y la atmósfera. En esta capa atmosférica ocurre casi todo el intercambio de calor, humedad, impulso, partículas de aerosol, gases y contaminantes. Dado que la mayoría de las actividades humanas se llevan a cabo dentro de esta capa, la capacidad de estudiar adecuadamente la física de la ABL es de gran importancia práctica en varios campos de investigación [49]. Esta extensión se puede observar en la nube de palabras que se presenta en la Figura 1.2, donde el tamaño de la fuente se relaciona con su relevancia en las publicaciones de la última década (2010-2019).

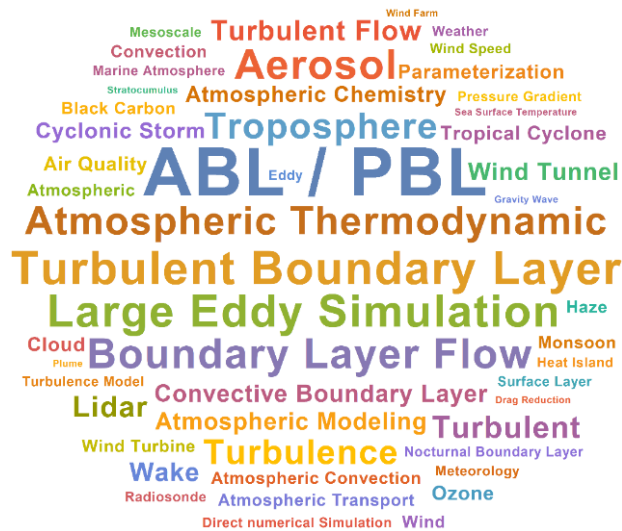


Figura 1.2. Diagrama de algunas áreas de aplicación para estudios de la capa límite atmosférica. Fuente de datos: Scopus. Consultado 22/03/2021.

La dirección del viento y las fluctuaciones dentro de la ABL son de creciente interés en varias áreas de investigación, como la micrometeorología [49] y la energía eólica. El viento se origina de la interacción entre el calentamiento solar no homogéneo en la superficie de la Tierra, la orografía y las características de la superficie de la Tierra (especialmente en la microescala, donde se observan parques eólicos) y la rotación de la Tierra [50].

La altura de la ABL suele variar entre 0.3 y 3 km [50], [51] y ha sido determinada a partir de los perfiles verticales de temperatura y humedad derivados de técnicas de teledetección [52]. La altura de la ABL tiene variaciones espacio-temporales y se extiende desde decenas a cientos de metros en condiciones estables hasta varios kilómetros en entornos convectivos. Por lo tanto, el grosor de la ABL varía no solo diariamente sino también estacional y latitudinalmente, con una capa más delgada durante los períodos fríos y en latitudes más altas. La estructura de la capa límite sobre una superficie plana está bien caracterizada, mientras que la estructura sobre

terrenos complejos está muy afectada por mecanismos de mezcla, que incluyen la advección asociada con la topografía local. En esta capa, las cantidades físicas, como la velocidad del viento, la temperatura y la humedad relativa, cambian rápidamente en el espacio y el tiempo [41]. La Figura 1.3 presenta la estructura vertical de la ABL a partir de su temperatura potencial virtual media $\overline{\theta}_v$, velocidad del viento horizontal U , y humedad.

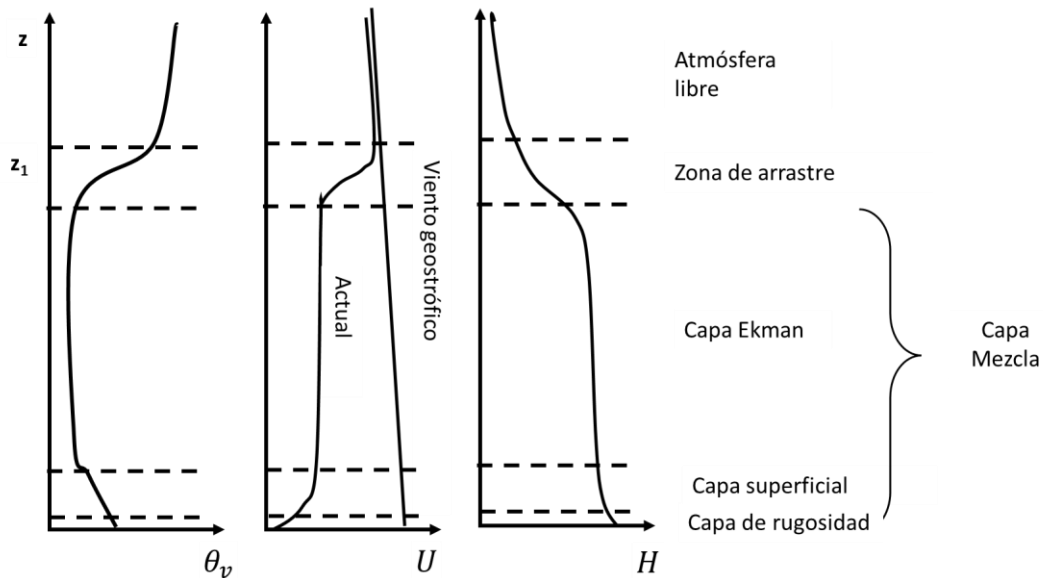


Figura 1.3. Perfiles verticales promedio de la temperatura potencial virtual, velocidad del viento y humedad relativa.

En la escala vertical, la ABL puede dividirse en tres capas y subcapas. La subcapa más baja (no ilustrada en la Figura 1.3) tiene solo unos pocos milímetros de altura [50]; por lo tanto, no es relevante para aplicaciones de energía eólica. Esta subcapa está contenida dentro de la *capa de rugosidad*, que considera la vegetación, edificios y árboles, y corresponde a la capa más baja adyacente a la superficie. Se extiende desde la superficie hasta 2-5 veces la longitud característica de los elementos de rugosidad. Debido a las múltiples escalas de longitud y formas de los elementos rugosos, el flujo dentro de esta capa es totalmente tridimensional. La *capa superficial* se encuentra por encima de la capa de rugosidad y tiene una altura de decenas de metros. Dentro de estas dos capas, la generación de turbulencias está dominada por la acción mecánica (cizalladura del viento); así, la temperatura potencial, velocidad del viento y humedad presentan fuertes variaciones con la altura [51], [53]. La tercera capa corresponde a la *capa exterior* o *capa de Ekman*. En esta capa se observa un equilibrio entre el gradiente de tensión turbulento, el gradiente de presión atmosférica y la fuerza de Coriolis, lo que conduce a una

homogeneidad horizontal. Esta capa superior generalmente cubre el 90% de la ABL [50] y presenta poca variación con la altura. Además, la dirección del flujo cambia gradualmente para coincidir con la del viento geostrófico. En estas tres capas, la turbulencia es causada por la interacción entre la cizalladura del viento (mecánica), las térmicas (convección) y los vientos fuertes (Coriolis y gradientes de presión); así, componen la llamada *capa mixta* (ML por sus siglas en inglés). La capa mixta también se denomina capa mixta convectiva o capa límite convectiva. Finalmente, la *zona de arrastre* corresponde a la región en la que se produce la transición de la capa mixta a la atmósfera libre. En la *atmósfera libre* se mantiene el equilibrio entre el gradiente de presión y la fuerza de Coriolis. La zona de arrastre es una capa de turbulencia intermitente que cubre la capa límite y su espesor aumenta con la turbulencia y la magnitud térmica. Las principales características de las tres capas principales se resumen en la Tabla 1.1.

Tabla 1.1. Estructura de la capa límite atmosférica (modificada de [54]).

| Altura [m] | Capa | Intercambio | Flujo | Estabilidad |
|------------|-------------|-------------|-----------|-------------|
| >1000 | Ekman | Turbulento | Variable | X |
| 10-60 | Superficial | Turbulento | Constante | X |
| 0.001 | Laminar | Laminar | Constante | |

La ABL desarrolla una estructura térmica bien definida que evoluciona con el ciclo diurno en función de la radiación solar incidente. Durante los días soleados y condiciones de baja velocidad del viento, se generan movimientos turbulentos a gran escala (convección térmica) debido al calentamiento del suelo, y provocan el desarrollo de la ML basada en el aire arrastrado desde la capa superior y la actividad turbulenta. Además, las partículas que “se emiten en” o “penetran” en la capa, como los contaminantes, se dispersan verticalmente [55]. La ML se caracteriza por inestabilidad estática y convección turbulenta, y generalmente está cubierta por una capa estáticamente estable o inversión de cobertura, donde la temperatura aumenta con la altura [51]. La capa de inversión (de noche) o la zona de arrastre (de día) no permite que las estructuras turbulentas que ascienden en la ML penetren en la capa; por lo tanto, esta capa representa el límite entre la ABL y la atmósfera libre.

Por la noche, se presenta una capa límite estable (SL, por sus siglas en inglés) de menor espesor ya que la ABL tiende a estratificarse. La SL emerge por la noche caracterizada por una turbulencia débil debido a la cizalladura del viento. Además, entre la capa estable y la capa de inversión, se establece una nueva capa, que se denomina capa residual (RL por sus siglas en inglés). La capa residual se produce cuando la superficie se enfría y la turbulencia en la capa de

mezcla disminuye. La RL desaparece bajo la acción de la capa mixta cuando evoluciona desde la capa superficial hasta llegar a la zona de transición. La evolución de la ABL a lo largo de un ciclo diurno se muestra en la Figura 1.4.

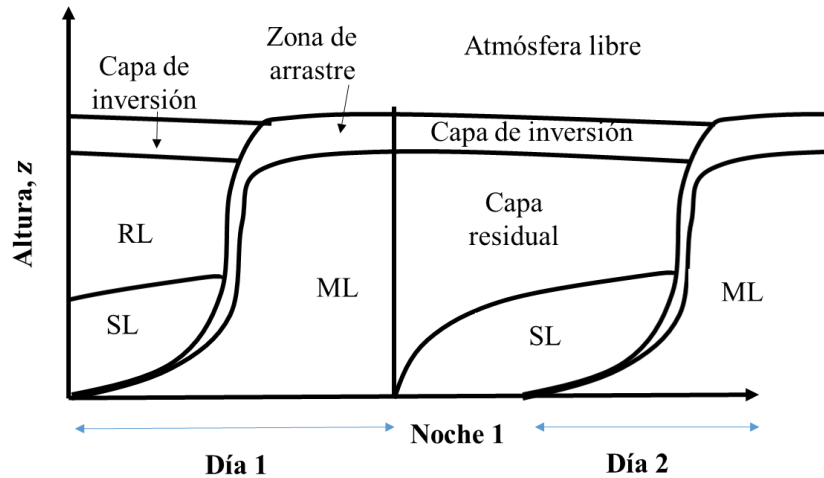


Figura 1.4. Evolución de la capa límite atmosférica durante el ciclo diurno.

Como se mencionó anteriormente, la ABL juega un papel importante en muchas áreas, desde la dispersión de contaminantes hasta la meteorología, y recientemente se ha aplicado en la industria eólica. Para esta industria, la ABL es importante ya que dentro de esta capa operan grandes AG y parques eólicos [56]. Además, las condiciones de flujo en esta capa como la velocidad y dirección del viento, la cizalladura del viento y el nivel de turbulencia, relevantes para los sitios de energía eólica, pueden verse afectadas en gran medida por la estratificación atmosférica de la ABL [57].

1.3 Estados de la capa límite atmosférica

La principal característica de la ABL es su naturaleza turbulenta, por lo que presenta una enorme variabilidad en sus escalas espaciales y temporales. La estabilidad atmosférica se refiere a la capacidad de la atmósfera para reaccionar (mitigando o mejorando) a pequeñas perturbaciones [51]. La turbulencia del aire puede ser de origen térmico o mecánico (Figura 1.5). Se tiene un origen térmico cuando se genera por un gradiente de temperatura vertical que sigue al calentamiento o enfriamiento del suelo. Por otro lado, la turbulencia inducida mecánicamente se debe a factores meteorológicos, inducida por la rugosidad de la superficie terrestre o por la cizalladura del viento en altura [58].

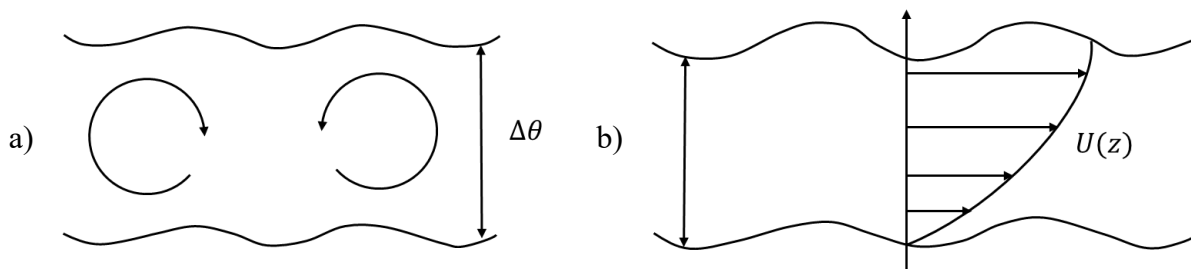


Figura 1.5. Ilustración esquemática del a) origen térmico de la turbulencia, b) origen mecánico de la turbulencia.

La estabilidad del flujo depende de todos los procesos que actúan sobre él, por ejemplo, cizalladura del viento, flotabilidad, inercia, fuerza de Coriolis, etc. Si se ignoran todos los procesos excepto la flotabilidad, se está estudiando la estabilidad estática. Si se incluyen los procesos de flotabilidad y cizalladura del viento, se está estudiando la estabilidad dinámica [51]. En la capa límite inferior, la estabilidad depende en gran medida de la distribución vertical de la temperatura y la posterior mezcla convectiva del aire adyacente a la superficie [41]. Este turbulento proceso de intercambio entre la tierra y la atmósfera tiene lugar en la capa superficial atmosférica [59].

En particular, la capa superficial se caracteriza por gradientes de viento verticales y estabilidad atmosférica ya que, según los meteorólogos, los flujos de cantidad de movimiento, calor y humedad varían menos del 10% de sus valores superficiales. Además, la influencia de la fuerza de Coriolis es insignificante y, en consecuencia, puede definirse como una capa de flujo constante [49].

En términos de estabilidad, el gradiente de temperatura vertical cuenta con diferentes estados de la atmósfera: estable, neutral, neutralmente estable o inestable [60].

La atmósfera inestable se caracteriza por una fuerte mezcla de aire que conduce a la reducción de los gradientes de velocidad y temperatura en la dirección vertical; por lo tanto, se espera un perfil aplanado. Mientras que la atmósfera estable se caracteriza por una ligera mezcla entre las capas de la atmósfera, provocando un mayor gradiente vertical de temperatura y velocidad. En la atmósfera neutra, se produce una mezcla limitada, por lo que el gradiente vertical en la velocidad del viento tiende a permanecer constante. La Figura 1.6 muestra los perfiles de viento para las tres condiciones descritas anteriormente.

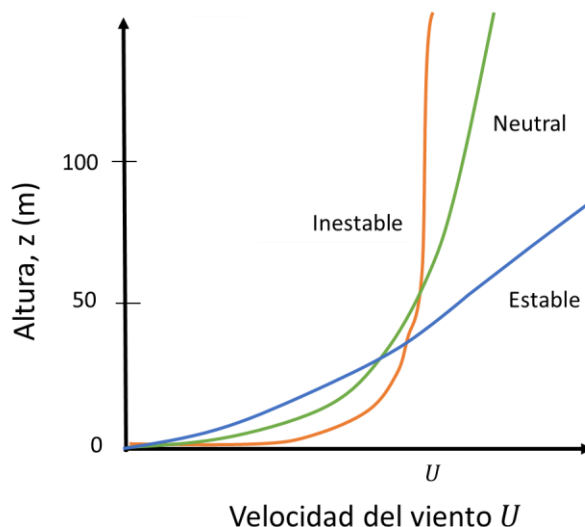


Figura 1.6. Perfiles típicos de velocidad de viento para diferentes condiciones de estabilidad.

La supresión de la turbulencia aumenta con la estabilidad atmosférica, y en el caso más simple, se puede explicar en términos del movimiento de una parcela de aire con respecto a su entorno considerando procesos adiabáticos; es decir, la parcela no intercambia calor y los procesos son reversibles. En condiciones inestables, la parcela de aire tiene una temperatura más alta que su entorno; así, se expande y se eleva. Como resultado, la turbulencia puede extenderse verticalmente hasta alturas considerables. Por el contrario, en condiciones estables, la temperatura de la parcela es más baja que la de su entorno, por lo que se comprime y se hunde, lo que inhibe cualquier movimiento vertical del aire y da como resultado una mezcla más débil en la dirección vertical [61]. Finalmente, en condiciones neutras, la parcela de aire tiene la misma temperatura que su entorno y, por lo tanto, permanece al mismo nivel, lo que conduce a una mezcla débil. En general, con poca mezcla vertical, la atmósfera estará estratificada, es decir, se producirá una estratificación, como es el caso de las condiciones neutras y estables [58], que se presentan en la Figura 1.7.

Desde el punto de vista termodinámico, esta clasificación se puede realizar en función de la tasa de caída de la temperatura de una parcela de aire, que corresponde al cambio de temperatura con la altura y depende de las propiedades de la parcela de aire. Generalmente, los días despejados producen condiciones inestables durante el mediodía (alto calentamiento superficial) y condiciones estables durante la noche. Sin embargo, durante los días nublados se suelen presentar condiciones neutras durante todo el día [60].

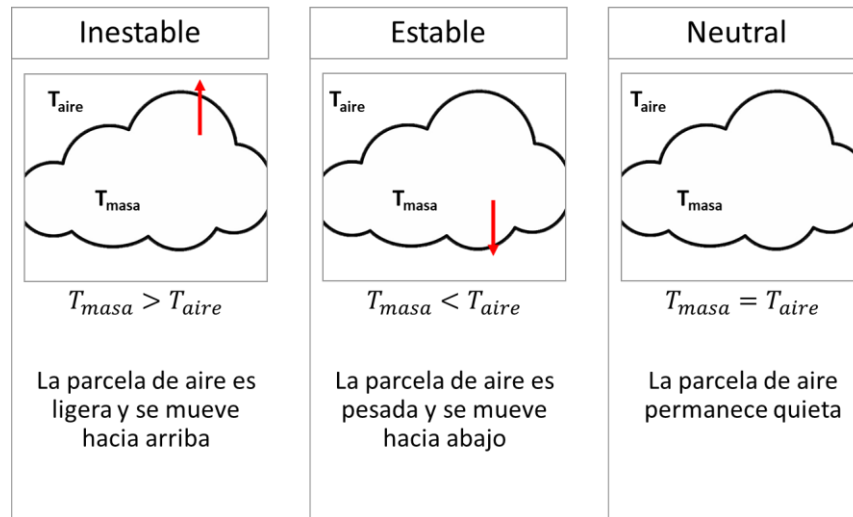


Figura 1.7. Diagrama de las condiciones térmicas de la estabilidad atmosférica.

Los estados de la ABL son relevantes para las aplicaciones de energía eólica, ya que los AG modernos alcanzan alturas por encima de la capa superficial hacia la capa exterior de la ABL [62]; por lo tanto, la evolución de la turbulencia en la capa atmosférica se vuelve crítica. De hecho, la estabilidad atmosférica está estrechamente relacionada con los fenómenos turbulentos que ocurren en diferentes escalas espaciales y temporales para AG y parques eólicos. Para estimar la condición de la atmósfera, se han propuesto diferentes enfoques, como se discutirá más adelante.

1.4 Parámetros usados para estimar de la estabilidad atmosférica y la turbulencia

Varios parámetros han sido introducidos para describir cualitativa y cuantitativamente la estabilidad atmosférica. Estos parámetros se pueden clasificar en directos e indirectos (Figura 1.8). Los parámetros directos se refieren a aquellos en los que la condición de estabilidad atmosférica se determina directamente a partir del parámetro correspondiente. A su vez, los parámetros indirectos estiman la estabilidad atmosférica a partir de la turbulencia asociada al sitio. La elección de estos parámetros depende de varios factores, incluido el problema específico a resolver, las instalaciones e instrumentos disponibles [14]. Por ejemplo, utilizar un perfilador SoDAR (Sonic Detection and Ranging) permite obtener varios parámetros a diferentes alturas. Estas mediciones se realizan para parámetros indirectos, como intensidad de turbulencia, cizalladura, energía cinética del viento y tasa de disipación, además de lecturas básicas, como velocidad del viento, dirección del viento y desviación estándar del viento para sus tres

componentes [63]. Sin embargo, para obtener parámetros derivados de las mediciones de temperatura, como el número de Richardson, es necesario agregar módulos especiales, lo que aumenta el costo del proceso de medición. En las siguientes subsecciones, se describirán los parámetros comúnmente utilizados para clasificar el estado de la ABL (ilustrados en la Figura 1.8).

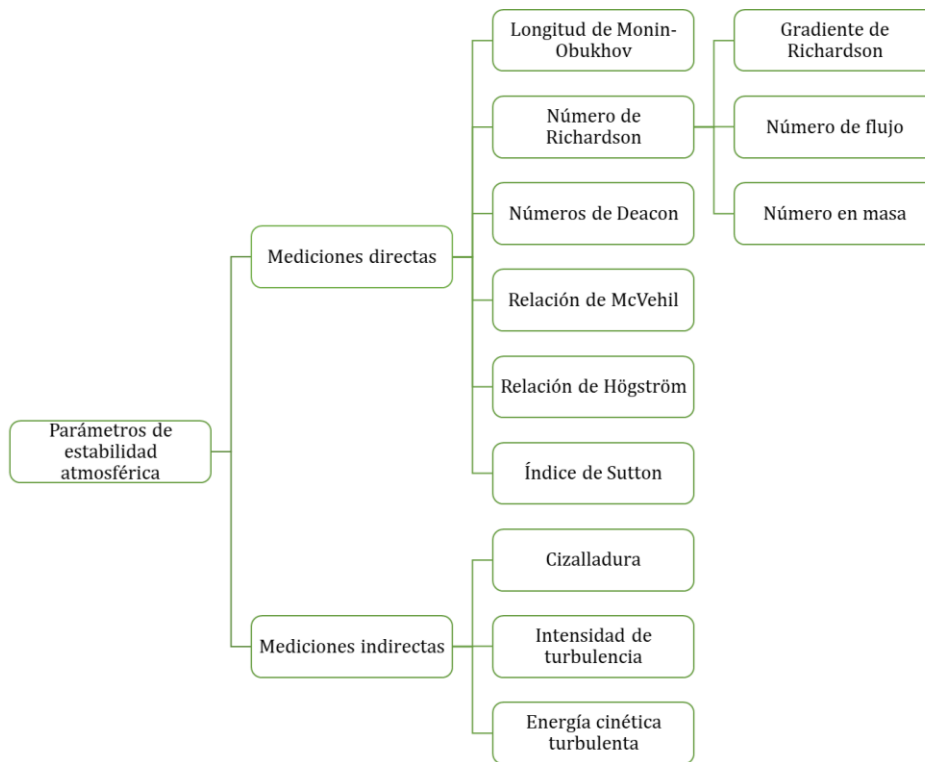


Figura 1.8. Clasificación de los parámetros de estabilidad atmosférica.

1.4.1. Longitud de Monin-Obukhov

La longitud de Monin-Obukhov (L) es una longitud característica definida en términos de mecanismos de producción de turbulencia y representa una relación dimensional que a menudo se utiliza como parámetro de escala. L indica los parámetros de mezcla atmosférica presentes en la capa superficial según la teoría de similitud de Monin-Obukhov (*MOST*) [64], [65]. En esta teoría, L representa la relación entre la producción de turbulencia mecánica y convectiva [66]. A partir de esta relación, la longitud L de Obukhov puede interpretarse físicamente como la altura de una columna de aire en la que los factores de flotabilidad dominan sobre los factores de estrés mecánico (generación o disipación) producidos por la turbulencia [54], [67].

L se define como:

$$L = -\frac{u_*^3 \theta_v}{\kappa g (\overline{\omega' \theta'})} \quad (1)$$

donde, k es la constante Von Karman ($\kappa \approx 0.04$), g es la aceleración debida a la gravedad, $\overline{\omega' \theta'}$ es el flujo de calor sensible cinemático, $\theta_v = \theta(1 + 0.61r)$ es la temperatura virtual potencial y $u_* = \left(\overline{u'v'^2} + \overline{v'w'^2} \right)^{1/4}$ es la velocidad de fricción o esfuerzo cortante [40], [64], [68], [69].

Basado en este parámetro, la atmósfera es inestable cuando L es negativa [70]. La atmósfera es estable cuando L presenta valores positivos [58]. A medida que L se acerca al infinito, la atmósfera tiende a mostrar condiciones neutrales [71]. En condiciones muy estables, el uso de este parámetro puede dar lugar a errores debido a la dificultad de medir con precisión los flujos superficiales, que se basa en su pequeño tamaño y carácter intermitente [65].

1.4.2. Número de gradiente de Richardson

En la mayoría de los modelos meteorológicos, el parámetro de estabilidad se estima generalmente a partir de un parámetro adimensional conocido como número de gradiente de Richardson (Ri). Ri es un parámetro alternativo que proporciona una medida de estabilidad a través de la presencia o ausencia de turbulencia en un fluido con estratificación estable [72]. Ri es un indicador de turbulencia, así como un índice de estabilidad. Este parámetro se expresa en forma de gradiente y representa la relación entre las fuerzas de flotabilidad y la producción de turbulencia de corte, y se define de la siguiente manera:

$$Ri = \frac{\frac{g}{\theta_v} \left(\frac{\partial \theta_v}{\partial z} \right)}{\left[\left(\frac{\partial u}{\partial z} \right)^2 + \left(\frac{\partial v}{\partial z} \right)^2 \right]} \quad (2)$$

donde θ_v es la temperatura virtual, z es la altura, y u , v son las componentes horizontales de la velocidad del viento [73]. De esta forma, Ri relaciona la temperatura potencial con la componente del viento en la dirección media del viento [50], y es sensible a pequeños cambios en los perfiles de temperatura. De acuerdo con la ecuación 2, el número de gradiente de Richardson requiere información sobre los perfiles verticales de temperatura y velocidad de viento que se pueden obtener a partir de las mediciones. En la práctica, a menudo se estiman a partir de aproximaciones de diferencias finitas.

Hay dos criterios de estabilidad dinámica asociados con Ri : un flujo laminar se vuelve turbulento cuando $Ri < R_C$ y un flujo turbulento se vuelve laminar cuando $Ri > R_T$, con R_C que representa el número crítico de Richardson y R_T representa la supresión de la turbulencia. Aunque no se ha llegado a un consenso sobre los valores que toman R_C y R_T , reportes han indicado que $R_C = 0.21 - 0.25$ y $R_T = 1.0$. Un aspecto a destacar es que el Ri de un flujo no turbulento debe reducirse a R_C antes que comience la turbulencia; sin embargo, una vez que el flujo se vuelve turbulento permanecerá en ese estado hasta que Ri alcance valores superiores a R_T [40]. De (2) se puede inferir que el signo de Ri está determinado por el gradiente de temperatura [58]. La condición atmosférica es inestable para $Ri < 0$, neutral para $Ri = 0$ y estable para $Ri > 0$ [50], [74].

1.4.3. Número de flujo de Richardson

El número de flujo de Richardson R_f es otro parámetro que caracteriza la estabilidad térmica del flujo. Este parámetro adimensional es la relación entre el término de producción flotante y el término de producción mecánica [75], y proporciona una medida de la energía cinética turbulenta que es irreversible y se convierte en energía potencial de fondo mediante la mezcla turbulenta [76]. Este parámetro adimensional indica la eficiencia de la mezcla y comúnmente se expresa de la siguiente manera:

$$R_f = \frac{\frac{g}{\theta_v}(\overline{\omega'\theta_v'})}{(u'w')\frac{\partial \bar{u}}{\partial z} + (v'w')\frac{\partial \bar{v}}{\partial z}} \quad (3)$$

donde θ_v , z , u y v se definieron previamente [51]. En esta ecuación, los números primos se refieren a la fluctuación con respecto a sus valores medios correspondientes, y la línea superior denota el valor promedio. En comparación con la definición del número de gradiente de Richardson, esta expresión relaciona la producción de energía cinética turbulenta y la cizalladura, que son consecuencias de los movimientos térmicos convectivos y la acción dinámica del viento, respectivamente [58].

Cuando $R_f < 0$, el flujo es turbulento o dinámicamente estable; de lo contrario, cuando $R_f > 0$, el flujo se vuelve laminar o dinámicamente estable. La estabilidad dinámica se refiere a la capacidad de una parcela de fluido para recuperarse de la perturbación de su estado estacionario

[77]. Para flujos neutrales, R_f es cero [50]. Cuando R_f se aproxima a $R_{f,c} \approx 0.20$ se alcanza un equilibrio entre la generación y destrucción de remolinos de turbulencia [58].

El uso de este parámetro requiere una extensa instrumentación para obtener los flujos de calor y momento, y el gradiente vertical de la velocidad del viento.

1.4.4. Número en masa de Richardson

Uno de los parámetros más utilizados para caracterizar la condición de estabilidad atmosférica es el “número de Richardson en masa” (R_B), que corresponde a la relación entre los dos principales términos de forzamiento en el flujo de la ABL: fuerzas de flotabilidad y de cizalladura. Para calcular este valor se requieren mediciones de temperatura y velocidad a diferentes alturas en el rango del disco del rotor, las cuales se pueden obtener de LiDAR, SoDAR o torres anemométricas; sin embargo, dichos equipos no siempre están disponibles para parques eólicos [40], [78], [79]. R_B se calcula de la siguiente manera:

$$R_B = \left(\frac{g}{\theta_{vs}} \right) \frac{\theta_v(z) - \theta_{vs}}{u(z)^2 + v(z)^2} z, \quad (4)$$

donde z es la altura sobre el suelo, θ_{vs} es la temperatura virtual cerca de la superficie y $u(z)$, $v(z)$ son los componentes horizontales de la velocidad del viento en z .

Cuando $z = h$, donde h es la altura de la ABL, R_B se convierte en el número crítico en masa de Richardson (R_B^C) definido por [80]

$$R_B^C = \left(\frac{g}{\theta_{vs}} \right) \frac{\theta_v(h) - \theta_{vs}}{u(h)^2 + v(h)^2} h. \quad (5)$$

Para condiciones de mar abierto, la ecuación (4) se puede simplificar aún más haciendo dos suposiciones: i) la temperatura potencial virtual está cerca de la temperatura del aire, y ii) solo se observa el componente horizontal de la velocidad, u . Con esto R_B se puede calcular de la siguiente manera:

$$R_B = \frac{gz(T_a - T_s)}{(273.15 + T_a)u^2}, \quad (6)$$

donde T_a es la temperatura del aire y T_s es la temperatura del agua en la superficie del mar [81]. Para este parámetro, valores de $R_B < -0.02$ corresponden a atmósfera inestable, mientras que

$R_B > 0.02$, hay una atmósfera estable y una atmósfera cuasi neutral cuando $-0.02 \leq R_B \leq 0.02$ [81], [82].

Este parámetro se puede aproximar usando observaciones de velocidad y temperatura a diferentes alturas. Sin embargo, los puntos de datos en los sondeos a veces están significativamente separados en dirección vertical [40]. En la práctica, R_B se calcula como una aproximación de diferencia finita usando diferentes niveles mayores que z hasta que se supera el R_i crítico (comúnmente $R_{iC} = 0.25 - 0.30$) [14], [73]. Sin embargo, el valor crítico para R_B no está bien definido, generando incertidumbre en la probabilidad de turbulencia para valores cercanos al correspondiente número crítico de Richardson.

Con el valor de R_B es posible encontrar L usando expresiones empíricas dadas por [14]

$$\frac{z}{L} = \begin{cases} R_B & R_B < 0 \\ \frac{R_B}{1-5R_B} & 0 < R_B < 0.2 \end{cases} \quad (7)$$

donde z es la altura de medición.

1.4.5. Números de Deacon

El parámetro del perfil de viento de Deacon (β) es un índice que depende de la estabilidad estática [77]. Este parámetro describe la variación de la velocidad del viento en función de la altura, y se define de la siguiente manera:

$$\beta = -\frac{\partial \ln(\partial U / \partial z)}{\partial \ln z}, \quad (8)$$

donde U es la velocidad del viento y z la altura [58], [83]. Según Martin [84], β es proporcional a la curvatura local del perfil del viento; por lo tanto, daría cuenta de las desviaciones observadas de la ley logarítmica en la estabilidad no neutral y se aplicaría a todos los rangos de estabilidad. En comparación con los parámetros anteriores, el número de Deacon se basa en las propiedades geométricas del perfil de velocidad en lugar de las cantidades físicas. Con base en este parámetro, se obtienen condiciones inestables para $\beta > 1$, condiciones estables para $\beta < 1$ y una atmósfera neutra cuando $\beta = 1$ [49], [85].

1.4.6. Relación de McVehil

Otro método para estimar la estabilidad es usar la razón entre dos coeficientes definidos como coeficientes de momento (K_M) y calor (K_H). Estos coeficientes se pueden calcular de la siguiente manera:

$$K_M = \frac{\tau}{\rho \partial u / \partial z} \quad , \quad K_H = - \frac{H_v}{c_p \rho \partial \theta_v / \partial z} \quad , \quad (9)$$

donde τ es el esfuerzo cortante horizontal, H_v es el flujo de calor vertical, θ_v es la temperatura potencial, ρ es la densidad del aire, z es la altura y c_p es la capacidad calorífica a presión constante [86].

Si la relación $K_M/K_H > 1$ la turbulencia está dominada por la cizalladura del viento. Si la relación es $K_M/K_H < 1$ domina la mezcla convectiva. Por lo tanto, cuando $K_M/K_H = 1$ se supone que la atmósfera está en condiciones casi neutrales e inestables [86] ya que ambos coeficientes están en el mismo orden de magnitud.

1.4.7. Relación de Högström

El método de Högström estudia la difusión atmosférica en un rango de unos pocos kilómetros con una precisión bastante buena para condiciones térmicamente estables [87]. La relación de Högström (S) se utiliza frecuentemente en micrometeorología para obtener una descripción más completa de la turbulencia existente en un sitio. Esta relación combina el estado dinámico del aire con el estado estático. Esta relación se define como:

$$S = \frac{\frac{dT}{dz}}{\langle u \rangle^2} \quad , \quad (10)$$

donde el numerador representa el perfil de temperatura vertical y el denominador introduce los efectos de desestabilización debido a la energía cinética del viento, como la segunda potencia de la media de la velocidad del viento [58]. Sin embargo, las mediciones requeridas para obtener estos parámetros son muy difíciles de realizar. De esta expresión, se puede observar que el signo de S es determinado por el gradiente de temperatura. Típicamente si $S > 0^\circ C s^2 / m^3$, hay una atmósfera estable; si $S < 0^\circ C s^2 / m^3$, hay una atmósfera inestable y, si $S = 0^\circ C s^2 / m^3$, se tiene una atmósfera neutral [58], [88].

1.4.8. Índice de Sutton y el perfil de viento logarítmico

Sutton definió un parámetro que relaciona el perfil del viento en dos niveles a través de un índice llamado Índice de Turbulencia de Sutton (n). Este parámetro surge de un estudio de turbulencia eólica para proporcionar un indicador muy sensible del grado de turbulencia [89]. El índice de Sutton se define como

$$\frac{u(z_1)}{u(z_2)} = \left(\frac{z_1}{z_2}\right)^{n/(2-n)}, \quad (11)$$

donde z_1, z_2 son dos alturas.

Este índice solo considera los efectos generales de la turbulencia y la mezcla convectiva en el perfil del viento. El índice de Sutton es 0 cuando hay una máxima turbulencia (y así se obtiene un perfil vertical plano ya que $u(z_1) = u(z_2)$) y 1 en casos de mínima turbulencia [58]. El valor de 0.25 es asignado a la neutralidad [90].

1.4.9. Cizalladura

El exponente de cizalladura del viento (γ) es una medida indirecta de la estabilidad que describe el grado de estabilidad atmosférica en función de la presencia o no de un flujo estratificado [91]. Usualmente, este parámetro se utiliza cuando las medidas de la velocidad del viento a la altura del rotor no están disponibles.

Una forma de calcular fácilmente este exponente adimensional cuando se conocen las velocidades del viento a dos alturas es a partir de la ley de potencias o el perfil exponencial de Hellmann dado como:

$$\gamma = \frac{\ln(u_2) - \ln(u_1)}{\ln(z_2) - \ln(z_1)}, \quad (12)$$

donde u_2 y u_1 son velocidades del viento a alturas z_2 and z_1 , y el exponente γ es llamado cizalladura o exponente de Hellman [11], [12], [34], [36], [92]–[94].

En condiciones atmosféricas neutras (despreciando la flotabilidad) y en terreno abierto, el exponente de Hellman suele tomar un valor de 1/7 durante el día y 1/2 durante la noche. Sin embargo, este exponente varía con la estabilidad atmosférica y la rugosidad de la superficie [12],

[66], [92], [95]. Según este parámetro, la atmósfera se considera estable si $\gamma > 0.36$, neutra para $0.26 < \gamma < 0.36$ y convectiva para $\gamma < 0.26$ [96].

Las variaciones del viento a lo largo de la altura del AG están asociadas con la carga mecánica y el rendimiento energético. La velocidad del viento puede variar significativamente a través del disco del rotor, lo que implica una fuerte cizalladura del viento. Esta condición indica que prevalecen flujos fuertemente estratificados, lo que comúnmente se encuentra en regímenes estables. A su vez, este gradiente de velocidad induce una fuerza mayor en la parte superior del AG que en la parte inferior. Por lo tanto, la alta cizalladura del viento produce cargas de flexión en las palas y torsión en la góndola y la torre, lo que puede dañar los componentes del AG. Además, estas condiciones pueden reducir la generación de energía en un 26% en comparación con las condiciones sin cizallamiento [91]. Por el contrario, los valores bajos de cizalladura del viento sugieren capas atmosféricas bien mezcladas y un perfil de velocidad más uniforme [95].

1.4.10. Intensidad de turbulencia

En aplicaciones de ingeniería eólica, se debe determinar la distribución de velocidad dentro de una región de interés y el comportamiento estocástico del aire, es decir, las fluctuaciones del flujo de aire. En los flujos turbulentos, algunos parámetros varían estocásticamente tanto en el tiempo como en el espacio, y estas variables generalmente se calculan a partir de la suma del valor medio y el valor fluctuante. Con base en la naturaleza estocástica de los flujos de viento, se pueden usar varias medidas comúnmente aplicadas en el análisis estadístico para estudiar y representar su estructura turbulenta. Estas medidas incluyen la varianza y la covarianza [67].

En los proyectos de energía eólica, la intensidad de la turbulencia (IT) de la velocidad del viento horizontal suele utilizarse para cuantificar rápidamente las variaciones de la velocidad del viento en intervalos cortos porque estas variaciones están estrechamente relacionadas con la estabilidad atmosférica [36], [41]. De esta forma, la IT también se puede utilizar para describir las condiciones atmosféricas, ya que la estabilidad atmosférica está relacionada con las fluctuaciones de velocidad en la capa límite [65], [94]. IT es un descriptor estadístico que relaciona el nivel general de turbulencia con el promedio de la velocidad del viento. Los niveles bajos de turbulencia indican una atmósfera estable, mientras que los niveles más altos de fluctuaciones de la velocidad del viento (turbulencia) indican una atmósfera convectiva.

La IT se define como la relación entre la desviación estándar de la velocidad del viento (σ) y la velocidad media del viento (\bar{U}), y viene dada por la siguiente ecuación [35], [97]:

$$IT = \frac{\sigma}{\bar{U}}, \quad (13)$$

Cuando hay observaciones de u , v , y w , se pueden calcular las componentes de la intensidad de turbulencia: latitudinal (IT_u), longitudinal (IT_v) y vertical (IT_w) [65].

La magnitud de la IT se puede utilizar como un indicador de la condición de flujo, siendo turbulento para $IT > 12\%$ y laminar si $IT < 9\%$. Una atmósfera neutra tiene valores intermedios ($9\% < IT < 12\%$) [91].

Las condiciones estables están, generalmente, asociadas con una IT bajo, mientras que una IT más alta está relacionada con condiciones inestables. Sin embargo, la intensidad de turbulencia puede estar presente en condiciones estables [68].

La alta turbulencia es una característica indeseable para la turbina eólica, ya que afecta significativamente su rendimiento. Los valores altos de IT están asociados con una reducción en la generación de energía eólica, un aumento de las cargas aerodinámicas en la turbina y daños por fatiga en el rotor. Sin embargo, reduce la duración de la estela dentro de un parque eólico, lo que aumenta la producción total de energía. Todos estos problemas provocan un desgaste que acorta la vida útil del AG [36]. Sin embargo, para la generación de energía eólica, una atmósfera inestable es más ventajosa ya que produce velocidades de viento más altas más altas. Una atmósfera estable es el peor de los casos porque incluye tanto una mayor cizalladura como una menor velocidad del viento [69]. Existe una estrecha relación entre la turbulencia atmosférica y la cizalladura del viento; por lo tanto, si se obtienen valores bajos de IT , se esperarán valores altos de cizalladura del viento, y viceversa [91].

1.4.11. Energía cinética turbulenta

En meteorología, la energía cinética turbulenta (TKE) es uno de los indicadores más importantes de la intensidad de la turbulencia en la ABL. La TKE está directamente relacionada con el transporte de impulso y calor a través de la capa límite e indica un límite de energía que estimula la creación y destrucción de remolinos. La TKE es la suma de las fuentes y mecánicas de la turbulencia [98].

Los valores de la *TKE están* directamente relacionados con la altura de la capa de mezcla. Generalmente, la *TKE* aumenta con la altura hasta que encuentra un máximo en el nivel donde domina la convección libre. Los valores más altos de *TKE* ocurren al mediodía (altamente convectivo) y los valores más bajos ocurren durante la noche [40], [99].

La *TKE* se puede calcular como:

$$TKE = \frac{1}{2}(\sigma_u^2 + \sigma_v^2 + \sigma_w^2), \quad (14)$$

donde σ_u^2 , σ_v^2 , y σ_w^2 son las variaciones en las velocidades (m/s) latitudinal (u), longitudinal (v), y vertical (w). Los valores obtenidos con esta ecuación indican que la atmósfera es neutra cuando $0.7 < TKE < 1.0$, estable para valores con $TKE < 0.7$ e inestable para $TKE > 1.0$ en m^2s^{-2} [65], [91].

Una de las teorías que estudian la turbulencia fue desarrollada por Kolmogorov, que describe la cantidad y variación de la energía cinética del fluido a lo largo de diferentes escalas de longitud desde un enfoque estadístico.

En los flujos turbulentos, existe una transferencia de energía que va del flujo medio al turbulento en grandes escalas, en donde las fuerzas exteriores actúan sobre el fluido, mientras que en escalas pequeñas (pequeños remolinos) tiene lugar la disipación viscosa. Esto implica que continuamente hay una transferencia de energía en cascada desde las escalas mayores (representada por la escala de longitud) a las menores (representada por la escala de Kolmogorov) [40], [67]. Este modelo es conocido como cascada de energía, y explica que la energía cinética siempre se transfiere desde las grandes escalas hasta las más pequeñas.

En movimientos turbulentos, la energía cinética se disipa continuamente del fluido por los efectos de la viscosidad. Por lo tanto, es importante suministrar energía continuamente para evitar que se deteriore rápidamente. En el modelo de cascada de energía, la tasa de entrada de energía es igual a la tasa de transferencia, que a su vez es igual a la tasa de disipación [98].

Para las escalas intermedias entre la escala inicial (ℓ_o) y la escala de disipación (ℓ_D), es decir, el rango inercial ($\ell_D \ll \ell \ll \ell_o$), el espectro de energía a la frecuencia $k = 1/\ell$ depende de la tasa de disipación (ε) y es independiente de la viscosidad del fluido (ν) [98] y está dado por:

$$E(k) \approx C\varepsilon^{2/3}k^{-5/3} \quad (15)$$

donde C es la constante de Kolmogorov en el rango de 1.53 y 1.68 [40].

La tasa de disipación es difícil de medir directamente debido a la alta resolución espacial requerida, pero puede inferirse usando métodos indirectos como el espectro del subrango inercial o con formulaciones empíricas combinadas de datos obtenidos de instrumentos sónicos.

Una forma para estimar la tasa de disipación es a partir del espectro de frecuencia en el subrango inercial dado por

$$\varepsilon = \frac{2\pi}{U} \left[\frac{f^{5/3} S_u(f)}{C} \right]^{3/2}, \quad (16)$$

donde U es la velocidad media de flujo, C es la constante de Kolmogorov para la componente de la velocidad, $f^{5/3} S_u(f)$ es la intensidad media espectral compensada en el subrango inercial del componente de flujo y f es la frecuencia [100].

Se conoce como espectro de energía a la descomposición de la cantidad total promedio de energía cinética en el aporte de energía cinética en cada escala de longitud.

A primera vista la turbulencia se ve como un laberinto de movimientos. Sin embargo, la turbulencia puede idealizarse como una variedad de remolinos o vórtices de diferentes tamaños que se comportan de manera ordenada cuando se muestran en forma de espectro [40].

El análisis del espectro de frecuencia del viento fue introducido por Van der Hoven en 1957 [101]. Este método ha sido reconocido como una herramienta útil que describe con mayor detalle la variabilidad de la velocidad del viento ya que, permite identificar patrones de variación y la distribución de energía turbulenta. Este análisis espectral se ha convertido en una herramienta estadística para estudiar la turbulencia y detectar los movimientos de onda suponiendo una brecha espectral a frecuencias de aproximadamente 1 h (brecha que separa la mesoescala de la microescala). Sin embargo, estudios recientes han demostrado que aunque esta brecha existe no está tan definida como Van der Hoven presenta y que además depende de las condiciones

geográficas del sitio [50]. En la figura 1.9 se muestra un ejemplo del espectro del viento medido cerca del suelo.

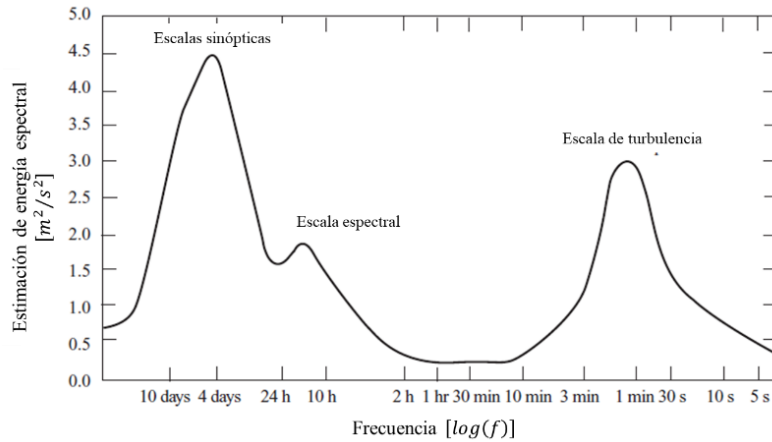


Figura 1.9. Reproducción del espectro de Van der Hoven de la velocidad del viento horizontal [101].

Cuando las series temporales se descomponen en variables de frecuencia, se puede distinguir la contribución de los remolinos de las diferentes escalas al estado general de la turbulencia [67]. Es posible observar que hay un periodo de poca energía, entre 2 h y 10 min en los que es indiferente escoger otra escala temporal pues al ser una zona casi constante no existiría una diferencia significativa en la energía espectral. Este método suele usarse en el análisis dinámico, ya que al usar el dominio de la frecuencia se puede separar la velocidad promedio del viento de los componentes de la turbulencia además de describir la amplitud y duración de las ráfagas de viento [3], [41].

La densidad de potencia espectral es usada para describir la relación entre la frecuencia y las amplitudes de las ondas sinusoidales que componen la velocidad del viento fluctuante. En otras palabras, el espectro de energía describe un intervalo de frecuencias donde se pueden observar los intervalos que contribuyen de mayor forma con energía.

El análisis espectral usando el método de la Transformada de Fourier (*FFT*), es una forma de identificar las frecuencias más significativas en las que oscila una serie de tiempo. Este análisis proporciona herramientas que permiten determinar la influencia de diferentes fenómenos que modulan su comportamiento a mayor o menor escala.

Usando esta herramienta es posible hallar el espectro de energía discreta que está definida como:

$$E(n) = 2 \cdot |FFT(n)|^2, \quad (17)$$

donde n es el número total de datos. Este concepto suele relacionarse con la energía cinética turbulenta por unidad de masa y también puede utilizarse para los espectros de la varianza [40].

Como se observó, la mayoría de los parámetros utilizados para estimar el estado de la atmósfera se basan en un equilibrio entre la flotabilidad (convección) y las fuerzas de cizallamiento, que se expresan en términos de diferentes cantidades físicas. Este proceso indica la dificultad de abordar la estabilidad atmosférica. Además, la selección de los criterios de estabilidad depende de la información disponible y, cuando sea posible, la estabilidad de la ABL debe determinarse en función de diferentes parámetros. La información proporcionada por cada parámetro es complementaria y puede conducir a una mejor estimación del estado de la ABL. La Tabla 1.2 resume las principales características de los parámetros discutidos con sus medidas de estabilidad. En este caso, U se refiere a inestable, N se refiere a neutral y S se refiere a estable. La información ilustrada en la Tabla 1.3 proporciona una comparación entre estos parámetros, que se basa en resultados informados previamente.

Tabla 1.2. Resumen de los parámetros utilizados en las mediciones de estabilidad atmosférica y turbulencia.

| Parámetro | Ecuación | Datos requeridos | Condiciones atmosféricas |
|-----------|--|---|---|
| L | $L = -\frac{u_*^3 \theta_v}{kg(\overline{\omega' \theta'})}$ | $\theta_v, \overline{\omega' \theta'}, k, g, u_*$ | U: $L < 0$ N: $L \rightarrow \infty$ S: $L > 0$ |
| Ri | $Ri = \frac{\frac{g}{\theta_v} \left(\frac{\partial \theta_v}{\partial z} \right)}{\left[\left(\frac{\partial u}{\partial z} \right)^2 + \left(\frac{\partial v}{\partial z} \right)^2 \right]}$ | θ_v, g, u, v, z | U: $Ri < 0$ N: $Ri \sim 0$ S: $Ri > 0$ |
| R_f | $R_f = \frac{\frac{g}{\theta_v} (\overline{\omega' \theta'})}{(u'w') \frac{\partial \bar{u}}{\partial z} + (v'w') \frac{\partial \bar{v}}{\partial z}}$ | θ_v, g, u, v, w, z | U: $R_f < 0$ N: $R_f = 0$ S: $R_f > 0$ |
| R_B | $R_B = \left(\frac{g}{\theta_{vs}} \right) \frac{\theta_v(z) - \theta_{vs}}{u(z)^2 + v(z)^2} z$ | $\theta_{vs}, \theta_v(z), g, z, u(z), v(z)$ | U: $R_B < -0.02$ N: $-0.02 \leq R_B < 0.02$ (cuasineutral) S: $R_B > 0.02$ |
| β | $\beta = -\frac{\partial \ln(\partial U / \partial z)}{\partial \ln z}$ | z, U | U: $\beta > 1$ N: $\beta = 1$ S: $\beta < 1$ |
| $McVehil$ | $K_M = \frac{\tau}{\rho \partial u / \partial z}$ $K_H = -\frac{H}{c_p \rho \partial \theta_v / \partial z}$ | $\tau, H, \theta_v, c_p, z$ | U: $K_M / K_H > 1$ N: $K_M / K_H = 1$ S: $K_M / K_H < 1$ |
| S | $S = \frac{\frac{dT}{dz}}{\langle u \rangle^2}$ | $\frac{dT}{dz}, u$ | U: $< 0 \text{ } ^\circ\text{C s}^2/\text{m}^3$ N: $S = 0 \text{ } ^\circ\text{C s}^2/\text{m}^3$ S: $S > 0 \text{ } ^\circ\text{C s}^2/\text{m}^3$ |
| γ | $\frac{u_2}{u_1} = \left(\frac{z_2}{z_1} \right)^\gamma$ | u_2, u_1, z_2, z_1 | U: $\gamma < 0.26$ N: $0.26 < \gamma < 0.36$ S: $\gamma \geq 0.36$ |
| IT | $IT = \frac{\sigma}{U}$ | σ, U | Para 20 m: U: $TI > 12\%$ N: $9\% < TI < 12\%$ S: $TI < 9\%$ Para 50 m: U: $TI > 6\%$ N: $4.5\% < TI < 6\%$ S: $TI < 4.5\%$ |
| TKE | $TKE = \frac{1}{2} (\sigma_u^2 + \sigma_v^2 + \sigma_w^2)$ | $\sigma_u^2, \sigma_v^2, \sigma_w^2$ | U: $TKE > 1.0$ N: $0.7 < TKE < 1.0$ S: $TKE < 0.7$ |

Tabla 1.3. Comparación entre los parámetros de estabilidad.

| Parámetro | Ventajas | Desventajas | Aplicaciones |
|-----------|---|---|---|
| L | <ul style="list-style-type: none"> ▪ Parámetro de estabilidad comúnmente utilizado para estudiar la ABL. ▪ Sirve como enfoque básico para describir la turbulencia atmosférica en la capa superficial. ▪ Puede relacionarse con varios parámetros de estabilidad, como Ri, R_f, R_B, β, etc. ▪ Se puede medir en el sitio con el uso de un anemómetro sónico y técnicas de correlación. | <ul style="list-style-type: none"> ▪ Requiere mediciones del flujo de calor y el momento en la capa superficial, lo que puede ser muy costoso. ▪ Solo describe la turbulencia en la capa superficial y con el supuesto de una capa de flujo constante. ▪ Se aplica a las velocidades de viento medias a corto plazo y no a la caracterización del viento a largo plazo (es decir, meses, años). ▪ La incertidumbre aumenta en condiciones neutrales. | <ul style="list-style-type: none"> ▪ Describir la distribución vertical de WS a través del ABL [102]. ▪ Contrarrestar las limitaciones en el modelado de perfiles de viento con la ley de potencia para diferentes velocidades [103]. ▪ Analizar el impacto de la estabilidad atmosférica y la topografía en el rendimiento del WT y las propiedades de la estela [68], [104]. |
| Ri | <ul style="list-style-type: none"> ▪ Los efectos térmicos se pueden cuantificar. ▪ Está relacionado con las clases de estabilidad atmosférica. ▪ Es el parámetro más usado en meteorología eólica para distinguir los estados de estabilidad atmosférica. | <ul style="list-style-type: none"> ▪ Requiere mediciones a dos alturas diferentes en la atmósfera para estimar el gradiente vertical. ▪ Calcular los gradientes numéricos de Richardson usando diferencias finitas puede dar lugar a evaluaciones sesgadas. ▪ La frecuencia de muestreo de la radiosonda no es representativa para realizar estudios de las variaciones y estructura de la ABL. ▪ Se requiere una alta precisión de las mediciones de la velocidad del viento para medir los flujos. ▪ Se utiliza para las capas atmosféricas inferiores. ▪ Las incertidumbres surgen de imprecisiones en el cálculo del perfil | <ul style="list-style-type: none"> ▪ Este factor es fundamental en el transporte y dispersión de contaminantes a escala local y regional [40], [105]. ▪ Analizar la influencia de los regímenes atmosféricos regionales en diferentes terrenos [106]. ▪ Modelar tanto del recurso eólico como la potencia de aerogeneradores en terrenos complejos bajo diferentes condiciones de estabilidad atmosférica utilizando diversas técnicas como CFD, ANN, etc. [107], [108]. ▪ Caracterizar la mezcla turbulenta en el interior de los océanos [109]. |

| | | | |
|-------|---|--|--|
| | | vertical del viento cuando se utilizan anemómetros y otros sensores para las mediciones. | <ul style="list-style-type: none"> ▪ Caracterizar el impacto de la turbulencia atmosférica en las palas de las turbinas eólicas [74]. |
| R_f | <ul style="list-style-type: none"> ▪ Se utiliza para definir la estructura local y la evolución de la turbulencia además de caracterizar la estabilidad térmica del flujo. ▪ Es un parámetro clave en el modelado de flujos oceánicos y atmosféricos. | <ul style="list-style-type: none"> ▪ Es difícil medirlo bajo condiciones de alta estratificación debido a la disminución del flujo turbulento. | <ul style="list-style-type: none"> ▪ Parametrizar las capas superficiales sobre diferentes terrenos [110]. ▪ Caracterizar el salto de estabilidad y flotabilidad en estelas de aerogeneradores [111]. ▪ Caracterizar el transporte turbulento [75], [112]. ▪ Modelar la turbulencia de flujos geofísicos para identificar la intermitencia global en los flujos atmosféricos [113]. |
| R_B | <ul style="list-style-type: none"> ▪ Es el método de medición menos exigente para la caracterización de la estabilidad y ofrece un enfoque más práctico para los diseñadores de parques eólicos. ▪ A menudo se utiliza como umbral para la aparición de procesos de mezcla turbulenta a pequeña escala parametrizados en modelos. ▪ Es una forma más simple que relaciona la diferencia de temperatura potencial vertical dentro de un intervalo de altura. ▪ Requiere mediciones de la velocidad del viento a una altura ▪ Es posible obtenerlas de un solo instrumento (generalmente SODAR o LIDAR). | <ul style="list-style-type: none"> ▪ Requiere sensores de temperatura absoluta bien calibrados para reducir tanto sesgo en la evaluación de gradientes de temperatura potenciales. ▪ Es más sensible a las variaciones en las alturas de medición utilizadas. ▪ Es difícil de obtener porque requiere instrumentos que midan simultáneamente a diferentes alturas. ▪ Este parámetro no considera la variabilidad de la dirección del viento. | <ul style="list-style-type: none"> ▪ Se utiliza comúnmente en estudios observacionales y de modelado para la estimación de la altura de la capa límite [78], [114], [115]. ▪ Análisis de la estabilidad en la capa superficial [116], [117]. ▪ Caracterizar de las condiciones de la energía eólica marina [118], [119]. ▪ Caracterizar la evolución de la cizalladura del viento en la ABL [120]. ▪ Caracterizar el efecto de estratificación del flujo de aire <ul style="list-style-type: none"> • en ventilación de edificios [121]. • En ciclones tropicales [122]. |

| | | | |
|----------|---|---|--|
| β | <ul style="list-style-type: none"> ▪ Puede expresarse en términos de <i>MOST</i> o emitirse como funciones de <i>Ri</i>. ▪ Estos presentan un banco de pruebas rígido para validar modelos de <i>MOST</i> para funciones de similitud. | <ul style="list-style-type: none"> ▪ Se necesitan datos de alta calidad para parametrizar la capa límite de la superficie. ▪ Este parámetro es muy difícil de medir debido a la presencia de segundas derivadas. ▪ No es un parámetro derivado físicamente. | <ul style="list-style-type: none"> ▪ Caracterizar la capa superficial [49]. |
| γ | <ul style="list-style-type: none"> ▪ Este parámetro se utiliza normalmente en parques eólicos para inferir la estabilidad local. ▪ Este exponente relaciona esencialmente la corrección de estabilidad y los aspectos de longitud de rugosidad de la ley logarítmica en un factor. ▪ Se están desarrollando varios métodos para estimarlo cuando solo se dispone de datos de superficie. ▪ Puede estimarse utilizando dos anemómetros de copa a dos alturas diferentes. | <ul style="list-style-type: none"> ▪ Se necesitan datos de velocidad del viento a diferentes alturas de al menos un año. ▪ Las mediciones de la velocidad y la dirección del viento deben realizarse a alturas similares a las torres de turbinas previstas y esto puede resultar excesivamente costoso. ▪ Un coeficiente de cizalladura del viento derivado de una altura no se aplica a una extrapolación desde otra altura. ▪ El uso de un solo valor de coeficiente de cizalladura del viento para todo el año puede simular bien la producción de energía, pero no la producción de energía por hora. ▪ Descuida la información sobre las características de rugosidad del área. ▪ Mide indirectamente la estabilidad a través de la cizalladura del viento. | <ul style="list-style-type: none"> ▪ Describir la relación entre la estabilidad atmosférica y la cizalladura del viento [93], [123]. ▪ Analizar el impacto de la cizalladura del viento en el desempeño de las turbinas eólicas [92], [124]. |

| | | | |
|------------|--|--|---|
| <i>TI</i> | <ul style="list-style-type: none"> ▪ Este parámetro se utiliza normalmente en parques eólicos para inferir la estabilidad local. ▪ Se utiliza para el diseño de estructuras de aerogeneradores y el cálculo de cargas aerodinámicas. ▪ Sirve como base para definir las clases de turbulencia utilizadas en la elección de las turbinas eólicas. ▪ Se puede obtener directamente de las mediciones a la altura del buje. ▪ El diseño de estructuras de soporte de aerogeneradores depende de la variación de este parámetro. ▪ Mide directamente las fluctuaciones de turbulencia. | <ul style="list-style-type: none"> ▪ Está determinado empíricamente. ▪ Es necesario disponer de una larga serie de datos para obtener valores más precisos debido a su variación. ▪ Desprecia el componente vertical del viento. ▪ Su sensibilidad se basa en el tipo de instrumento y metodología utilizada. ▪ No distingue la proporción de turbulencia producida por cizalladura o térmicamente. | <ul style="list-style-type: none"> ▪ Analizar el efecto de la topografía y la estabilidad atmosférica en el desempeño de las turbinas eólicas [36], [56], [104], [125], [126]. ▪ Modelar el comportamiento de las estelas en la turbina eólica con varias condiciones atmosféricas en la ABL [127]. ▪ Evaluar la influencia de la intensidad de turbulencia en las cargas de las turbinas eólicas [128]. ▪ Estudiar las características de la <i>TI</i> en parques eólicos marinos [129]. |
| <i>TKE</i> | <ul style="list-style-type: none"> ▪ Permite estimar la tasa de disipación de energía. ▪ Al ser un parámetro obtenido a partir de mediciones del viento en tres dimensiones, permite describir la energía cinética total disponible del flujo. ▪ A través de este parámetro es posible conocer el origen de la turbulencia en condiciones meteorológicas reales. ▪ Puede ofrecer más información que otros parámetros como <i>TI</i> ya que es una cuantificación absoluta. | <ul style="list-style-type: none"> ▪ Es difícil de estudiar ya que es un proceso disipativo y su ecuación no es conservadora. ▪ Este parámetro varía con la altura. ▪ La definición de criterios de estabilidad con TKE para aplicaciones de energía eólica aún está iniciando. | <ul style="list-style-type: none"> ▪ Analizar el desempeño de las turbinas eólicas bajo diferentes características atmosféricas: <ul style="list-style-type: none"> • Estabilidad atmosférica [130]. • turbulencia [59], [131]. ▪ Estimar la tasa de disipación de energía en la ABL [132], [133]. ▪ Evaluar el recurso eólico [97]. ▪ Analizar el comportamiento de las estelas de las turbinas eólicas bajo diferentes condiciones atmosféricas [134]. |

1.5 Clases de la estabilidad atmosférica

El análisis de la estabilidad atmosférica se puede realizar utilizando parámetros complejos, como los mencionados en el apartado anterior. Sin embargo, presentan limitaciones para las mediciones requeridas como los datos de entrada; por lo tanto, se requieren métodos más precisos y confiables que proporcionen valores razonables a partir de las observaciones meteorológicas, lo que sigue siendo un desafío. Una posible solución para implementar una metodología de estimación de estabilidad robusta y confiable sería utilizar dos o más de estos parámetros para determinar el estado de la atmósfera ya que se complementan entre sí.

Estos métodos se basan en el uso de variaciones de velocidad de viento (σ) obtenidas de mediciones meteorológicas estándar para determinar las clases de estabilidad. Alternativamente, para correlacionar la estabilidad con diferentes variables atmosféricas por ejemplo, cobertura de nubes, insolación, temperatura, velocidad de viento, flotabilidad y humedad), estos métodos pueden usarse para establecer diferentes categorías de estabilidad. Algunas de las clasificaciones reportadas con más frecuencia se describen a continuación.

1.5.1. Pasquill

El esquema de clasificación de estabilidad más antiguo se atribuye a Frank Pasquill [135], quien introdujo el concepto de expresar el estado de la atmósfera en términos de categorías de estabilidad. Este método para clasificar la estabilidad atmosférica surge de observaciones de superficie disponibles de forma rutinaria [136].

Las clases de estabilidad de Pasquill (Tabla 1.4) se basan en los criterios de gradiente de temperatura vertical. La estabilidad se clasifica en siete clases (A-G) que se pueden caracterizar en términos de intensidad del viento, insolación y cobertura de nubes [58], [123].

Esta clasificación es válida en condiciones de viento estacionario y en terrenos abiertos sin turbulencia dinámica generada por edificios y depende de las interacciones aire-suelo; por lo tanto, genera un perfil de viento constante con la altura. Debido a esto su aplicación en la industria eólica es limitada.

Tabla 1.4. Clasificación de la estabilidad atmosférica de acuerdo con Pasquill

| Categoría atmosférica | Clase | Descripción | Turbulencia | |
|-----------------------|-------|-------------------------|--------------|----------|
| | | | °C/100 m | |
| Superadiabático | A | Muy inestable | < -1.9 | Alta |
| | B | Moderadamente inestable | -1.9 a - 1.7 | |
| | C | Ligeramente inestable | -1.7 a - 1.5 | |
| Adiabático | D | Neutral | -1.5 a - 0.5 | Moderada |
| Subadiabático | E | Ligeramente estable | -0.5 a 1.5 | Baja |
| | F | Moderadamente estable | 1.5 a 4.0 | |
| | G | Muy estable | ≥ 4.0 | |

1.5.2. Pasquill-Gifford

Gifford modificó la clasificación de Pasquill dando lugar a la clasificación de Pasquill-Gifford (referida como PG) [137]. Gifford introdujo coeficientes de dispersión que representan las desviaciones estándar en la dirección del viento [138]. Esta clasificación asume que la estabilidad en las capas cercanas al suelo depende de la radiación neta y de la velocidad del viento, que son indicadores de vórtices convectivos y mecánicos, respectivamente [139]. Siguiendo la clasificación PG, la estabilidad se puede dividir en seis categorías, como se informa en Tabla 1.5.

Tabla 1.5. Clases de estabilidad atmosférica según la escala Pasquill-Guifford

| Clase | Descripción |
|-------|--------------------------|
| A | Extremadamente inestable |
| B | Moderadamente inestable |
| C | Ligeramente inestable |
| D | Neutral |
| E | Ligeramente estable |
| F | Moderadamente estable |

1.5.3. Turner

La clasificación de Turner comienza con la clasificación de estabilidad de Pasquill-Guifford, pero Turner extendió la clasificación a las áreas urbanas. Se basa en observaciones meteorológicas horarias tomadas en las estaciones de las oficinas meteorológicas [139], [140]. La clasificación incluye siete clases de estabilidad (Tabla 1.6):

Tabla 1.6. Clases de estabilidad atmosférica según la escala de Turner

| Clase | Descripción |
|-------|--------------------------|
| 1 | Extremadamente inestable |
| 2 | Moderadamente inestable |
| 3 | Ligeramente inestable |
| 4 | Neutral |
| 5 | Ligeramente estable |
| 6 | Moderadamente estable |
| 7 | Extremadamente estable |

1.5.4. Gryning

El uso de $1/L$ como medida de estabilidad fue sugerido por Gryning [141], quien define las clases de estabilidad de acuerdo con la siguiente tabla (Tabla 1.7):

Tabla 1.7. Clases de estabilidad atmosférica según la escala de Gryning

| Clase | Descripción | Condición |
|-------|-----------------------------------|---------------------------------------|
| -4 | Extremadamente inestable | $-50 \text{ m} < L < 0 \text{ m}$ |
| -3 | Muy inestable | $-100 \text{ m} < L < -50 \text{ m}$ |
| -2 | Inestable | $-200 \text{ m} < L < -100 \text{ m}$ |
| -1 | Cerca de la inestabilidad/neutral | $-500 \text{ m} < L < -200 \text{ m}$ |
| 0 | Neutral | $ L \geq 500 \text{ m}$ |
| 1 | Cerca de la estabilidad/neutral | $200 \text{ m} < L < 500 \text{ m}$ |
| 2 | Estable | $50 \text{ m} < L < 200 \text{ m}$ |
| 3 | Muy estable | $10 \text{ m} < L < 50 \text{ m}$ |
| 4 | Extremadamente estable | $0 \text{ m} < L < 10 \text{ m}$ |

1.6 Efectos de la estabilidad atmosférica en la energía eólica

La estabilidad atmosférica podría afectar las aplicaciones de energía eólica de tres formas interrelacionadas: generación de energía eólica, fatiga mecánica y control. A gran escala, la generación de energía eólica se obtiene mediante parques eólicos. Un parque eólico consiste en un grupo de AG interconectados eléctricamente ubicados en un área específica. La ubicación del AG debe minimizar los efectos de sombra debido a sus estelas. A su vez, los efectos de estela dependen de varios factores, entre ellos la estabilidad atmosférica [142]–[144], lo que implica que el campo de velocidad dependiente del tiempo varía y al igual que la producción de parque eólico. El modelado de la potencia de salida de un parque eólico generalmente requiere la consideración de diferentes subsistemas, como i) el campo de velocidad, ii) las características del AG, iii) los sistemas eléctricos y electrónicos, iv) la interconexión eléctrica, y v) los controladores y

operadores, cuya pertinencia depende del modelado final. El mayor problema en la integración de la energía eólica es su variabilidad espacio-temporal.

Asumir una condición de estabilidad neutral podría ser razonable. Sin embargo, tal suposición puede conducir a estimaciones conservadoras de velocidad del viento [92]. Ciertamente, la naturaleza rara vez es neutral y la turbulencia influye mucho en el perfil vertical del viento. Además, la turbulencia está íntimamente relacionada con la estabilidad atmosférica, con flujos inestables que tienden a ser turbulentos y flujos estables que tienden a ser laminares¹. En general, la turbulencia afecta el rendimiento energético de un AG debido al aumento de las cargas. Por lo tanto, también afecta la vida útil de un AG y los costos involucrados en la operación y mantenimiento de un parque eólico.

Por este motivo, minimizar los errores durante la previsión y evaluación de la energía eólica es un objetivo clave, ya que afecta a la estabilidad de la red y tiene importantes efectos económicos asociados. Las fuentes de errores incluyen condiciones atmosféricas que afectan la velocidad del viento y la *TKE*. En general, la estabilidad atmosférica tiene un efecto sobre la turbulencia [68], el viraje del viento, la cizalladura del viento, la dinámica del flujo y la producción de energía [57], [91], [94], [96], [145] que son parámetros importantes para el AG y el parque eólico. Además, las condiciones de viento diabático y las condiciones neutras tienen efectos sobre las cargas de la torre y el rotor. Las diferencias son de aproximadamente un 16% para cargas de torre y un 11% para cargas de rotor [65].

El efecto de la estabilidad atmosférica en los perfiles de viento verticales se evalúa para estimar el recurso eólico, optimizar las ubicaciones de AG y calcular la generación de energía eólica [69], [71], [146]. A una velocidad del viento particular, se produce una mayor generación

¹ Desde una perspectiva de dinámica de fluidos, el flujo en las capas de interés siempre es turbulento. Esto se puede observar a partir del número de Reynolds ($Re = uL/\nu$) para una parcela de aire que se mueve con una velocidad de 1 m/s en un sistema cuya longitud característica es 1 m y la viscosidad cinemática es 1.48×10^{-5} m²/s. El número de Reynolds resultante es $Re = 67,567$ que corresponde a un régimen turbulento. Velocidades más altas y/o escalas de longitud, como las típicas de la energía eólica, implican números de Reynolds más grandes. Sin embargo, para aplicaciones de energía eólica, un flujo laminar se considera un flujo en capas en lugar de un flujo caótico basado en una perspectiva macroscópica.

de energía en condiciones estables que en condiciones muy inestables, con una diferencia del 15% en la producción de energía promedio [104]. Además, estudios recientes sobre la estabilidad atmosférica relacionada con el rendimiento de un AG han presentado resultados divergentes para cada condición específica del sitio [147].

En su estudio de investigación [94], analizó datos de 2.5 meses y concluyó que se obtenía mayor potencia a velocidades bajas con valores de turbulencia altos que en condiciones de turbulencia más baja. Sucede lo contrario para velocidades medias (10-14 m/s); alta turbulencia conduce a menos potencia. Sin embargo, no se encontraron diferencias significativas en las curvas de potencia al analizar otros parámetros como la energía cinética turbulenta, la cizalladura del viento o el viraje del viento. Finalmente, hubo una alta producción anual de energía cuando no se consideraron los factores atmosféricos, lo que generó riesgos financieros para los operadores y fabricantes.

Bardal [148] analizó los efectos de la cizalladura del viento y la turbulencia en un aerogenerador con datos obtenidos de una estación LIDAR (detección y medición de luz). Encontraron diferencias superiores al 1.2% en la producción energética anual media, lo que puede conducir a un sesgo importante en los ingresos económicos de un gran parque eólico.

En otro estudio, la diferencia entre la producción anual de energía en condiciones inestables y neutras fue de aproximadamente un 4% [96]. Los autores también analizaron el impacto de la intensidad de turbulencia (IT), encontrando que puede haber diferencias de hasta un 3% entre una IT baja y alta.

En concreto, se han realizado varios estudios en mar abierto para conocer cómo afecta la estabilidad atmosférica a la producción de energía. En [149], los autores concluyen que la velocidad del viento está sobreestimada ya que la altura de la capa atmosférica mixta también está sobreestimada en condiciones atmosféricas neutras e inestables. Por lo tanto, los autores desarrollaron un modelo para encontrar el perfil del viento sobre el nivel del mar, considerando las condiciones de estabilidad atmosférica.

Por otro lado, [81] propusieron un método para estimar la velocidad media a cierta altura en condiciones de mar abierto, teniendo en cuenta las variaciones en la estabilidad atmosférica. Después de probar el método en una turbina eólica, se obtuvieron resultados favorables con

ligeras desviaciones (1%-2.5%) entre los resultados medidos y previstos bajo estratificación inestable.

Además, se han llevado a cabo varios estudios para áreas costeras para determinar la estabilidad atmosférica [14], [145], [150], [151]. Otro estudio de investigación tuvo como objetivo conocer el impacto que las condiciones atmosféricas podrían causar en la energía extraída del aerogenerador. Se obtuvo que existe un menor rendimiento durante el día (-10% / -8%) y en condiciones inestables (-11% / -3%) mientras que en horario nocturno (23% / -23%) y en condiciones estables (33% / 37%), el rendimiento fue mayor [152].

En todos estos estudios se concluyó que una de las principales causas de variación de la producción es la estabilidad atmosférica. Por lo tanto, son necesarios modelos que incorporen con precisión este aspecto. Por ejemplo, en el caso de la Península de Yucatán, existen condiciones muy particulares que no se presentan en otros lugares. Aunque la península de Yucatán se encuentra entre el Golfo de México y el Mar Caribe, tiene una baja intensidad de turbulencia. Este aspecto le da a la velocidad del viento una característica constante, lo que le permite generar una potencia moderada pero continua. Además, en estos estudios, los parámetros generalmente empleados en micrometeorología se utilizan para determinar la estabilidad del sitio, y no se hacen comparaciones con otros parámetros típicamente utilizados en la industria eólica. Por lo tanto, no existe un marco común para ambas áreas: la micrometeorología y la industria eólica. Además, generalmente analizan solo el impacto en el área de la estela.

A pesar de las diferencias en la estabilidad atmosférica bajo diferentes condiciones, la estructura y la dinámica de la ABL deben evaluarse en detalle para comprender el comportamiento físico de las variables meteorológicas. Tal conocimiento conducirá al desarrollo de técnicas de control más precisas para la generación de energía eléctrica.

1.6.1. Modelos frecuentes para determinar el perfil de viento

Para garantizar la viabilidad de un proyecto eólico en un sitio específico, es necesario realizar una evaluación precisa del recurso eólico [36]. La velocidad del viento es la característica atmosférica que impulsa el desarrollo de turbinas más grandes con alturas de buje más altas para aprovechar el aumento de estas velocidades con la altura sobre el nivel del suelo. Esto se denomina perfil vertical de velocidad de viento del viento [41], [50].

El perfil vertical del viento es importante para el diseño de AG ya que su generación de energía está relacionada con la altura y tiene una fuerte influencia en la producción de energía y en la vida útil de una pala de rotor de turbina [36], [41], [153], [154]. Es por eso que algunas agencias financieras requieren mediciones de la velocidad del viento a dos tercios de la altura propuesta originalmente [102]. Para esto, se utilizan modelos de extrapolación teóricos y empíricos que permiten estimar la velocidad del viento a diferentes alturas a partir de datos conocidos. En micrometeorología, la medición clásica del perfil del viento se realiza entre 3 y 6 niveles, aunque el óptimo es de 4 a 6 niveles [54].

El perfil exponencial de Hellmann (o ley de potencia) es el método más común para describir la relación entre la velocidad y la altura del viento y a menudo se usa para ajustar los datos razonablemente bien en el rango de 10 m hasta 100-150 m si no hay obstáculos importantes [35], [139]. Este perfil está dado como:

$$\frac{u_2}{u_1} = \left(\frac{z_2}{z_1}\right)^\gamma, \quad (18)$$

donde u_2 y u_1 son las velocidades del viento a las alturas z_2 y z_1 , y el exponente γ es llamado el coeficiente de fricción o exponente de Hellman, descrito en la sección 1.4 [12], [103].

Un método alternativo para extrapolar la velocidad del viento es utilizar el perfil logarítmico ($LogL$), que utiliza la rugosidad de la superficie, y está dada por [12], [103].

$$u_2 = u_1 \frac{\ln(z_2/z_0)}{\ln(z_1/z_0)}, \quad (19)$$

donde z_0 es llamada la longitud de rugosidad. El parámetro z_0 es un valor representativo de las características de la superficie [155].

Tanto para γ como para z_0 existen valores estimados para diferentes tipos de terrenos y se pueden encontrar en la literatura [35], [39]. Además, z_0 puede ser calculado para cada sitio ya que depende básicamente del tipo de terreno, espaciamiento y altura de rugosidades (agua, pasto, etc.) a través de:

$$z_0 = \exp \frac{z_1^\gamma \ln(z_2) - z_2^\gamma \ln(z_1)}{z_1^\gamma - z_2^\gamma}. \quad (20)$$

Generalmente, z_0 presenta valores desde 0.0002 hasta 1.6 o más [12].

Una forma de encontrar el valor de γ es combinando ambas ecuaciones para obtener un valor de cizalladura que dependa de la altura y la rugosidad simultáneamente quedando la ecuación siguiente [35]

$$\gamma = \frac{\ln\left(\ln\frac{z_2}{z_0} / \ln\frac{z_1}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{z_2}{z_1}\right)}. \quad (21)$$

Ambos modelos funcionan adecuadamente en una condición de estabilidad atmosférica neutra [53] y son sugeridos por la Comisión Electrotécnica Internacional (*IEC*) para evaluar el desempeño de los aerogeneradores [43]. En estas condiciones, los perfiles promedios generalmente están bien representados por una relación logarítmica [154].

Sin embargo, cualquier cambio que haga que la estabilidad atmosférica deje de ser neutral provoca sesgos en el pronóstico del viento si se utilizan estos modelos. Por ejemplo, se encontró que el uso de $\gamma = 1 / 7$ conduce a una subestimación del recurso energético disponible a velocidades de viento reales más altas y a una sobreestimación a velocidades de viento reales más bajas. Estos errores son aún más graves cuando se estima la producción de energía, debido a la relación cúbica entre la velocidad del viento y la potencia eólica. Además, el mayor error ocurre en la región transitoria de la curva de potencia situada entre el corte de la turbina y la salida de capacidad nominal [92], [123], [156].

1.6.2. Correcciones en los modelos para determinar el perfil de viento

Las mediciones de la velocidad y la dirección del viento deben realizarse a alturas similares a las de las torres de turbinas destinadas a ser utilizadas para evitar interpolaciones. Para ello, generalmente se instalan torres con sensores de medición para recopilar datos de esas variables meteorológicas. Considerando que, actualmente, las alturas de las torres están localizadas entre 50 y 120 m, se puede asumir que tal tarea se vuelve difícil y en ocasiones excesivamente costosa [35].

En muchas ocasiones, no hay mediciones de velocidad del viento a la altura del buje del AG, por lo que se utiliza la extrapolación. La extrapolación de velocidades de viento es, desafortunadamente, la fuente más incierta en la evaluación de recursos eólicos, lo que puede generar un sesgo significativo en la estimación del recurso eólico a la altura del rotor y, en consecuencia, la generación de energía [102]. Debido a esto, se han añadido algunas

correcciones, como parámetros de estabilidad, a la estimación de modelos de perfil de viento para minimizar errores en el cálculo.

Para evitar las interpolaciones y de manera ideal, las mediciones de velocidad y dirección del viento se deben realizar a alturas similares a las torres de las turbinas que se piensan utilizar. En investigaciones recientes se ha recurrido al uso de técnicas de detección remota mediante el uso de dispositivos como el LiDAR (detección y alcance de luz) y el SoDAR (detección y alcance de sonido) para medir las velocidades del viento a elevaciones más altas con menos incertidumbre que en las extrapolaciones logarítmicas [36].

Se han dedicado varias investigaciones de este tema utilizando estas técnicas para diferentes propósitos y en diferentes escalas de tiempo. En todas estas técnicas se han obtenido resultados favorables y precisos en la evaluación del recurso eólico [126], [157]–[160]. Además de evaluar el recurso eólico, algunos han realizado análisis económicos que muestran que estas técnicas remotas son más accesibles económicamente que la instalación de mástiles de medición [161].

Los modelos logarítmico y exponencial son válidos en la capa límite atmosférica por ello, varios modelos teóricos y empíricos han sido desarrollados para describir la distribución vertical del viento a través de la ABL. Estos se pueden agrupar en tres familias: modelos logarítmicos (basados en la teoría de similitud), los modelos Deaves y Harris y los modelos de potencia [102].

Una aproximación potencial para el perfil de velocidad, considerando la estabilidad atmosférica, viene dada por la siguiente expresión

$$u_z = u_{ref} \left(\frac{z_2}{z_{ref}} \right)^{p-index} \quad \text{for } z_2 < z_{ref}, \quad (22)$$

donde u_{ref} es la velocidad de referencia a la altura de referencia z_{ref} y $p - index$ depende de las clases de estabilidad atmosférica de Pasquill [90], [138], dadas en la tabla 1.8.

Tabla 1.8. Índice p para cada categoría de estabilidad atmosférica de Pasquill

| Categoría de estabilidad atmosférica de Pasquill | Índice p |
|--|------------|
| A | 0.33 |
| B | 0.26 |
| C | 0.20 |
| D, E | 0.38 |
| F | 0.42 |
| G | 0.57 |

El modelo de Prandtl es el modelo más simple que incluye algunos conceptos relacionados con la estabilidad como la velocidad de fricción (u_*) pero solo se puede aplicar para una atmósfera neutra. Está dado por:

$$u_2 = \frac{u_*}{\kappa} \ln\left(\frac{z}{z_0}\right) \quad (23)$$

donde u_2 es la velocidad del viento estimada a la altura z [53], [69], [154]. Este modelo está basado en la teoría de la similitud de Monin-Obukhov (*MOST*).

La teoría de Monin-Obukhov se ha utilizado para describir la velocidad media del viento en función de la altura en la capa superficial atmosférica [162] y relaciona los perfiles medios de las cantidades meteorológicas con sus respectivos flujos superficiales [64].

La hipótesis básica en la que se apoya dicha teoría es que las características de la turbulencia y del flujo medio dependen únicamente de cuatro variables independientes: la altura sobre la superficie, la velocidad de fricción, el flujo de calor cinemático superficial y el parámetro de flotabilidad, a partir de los cuales se puede formar un único grupo adimensional independiente utilizado como parámetro de estabilidad ($\psi = z/L$) [155]. Este parámetro es $z/L = 0$ para condiciones neutrales, $z/L > 0$ para condiciones estables y $z/L < 0$ para condiciones inestables [81]. La mayoría de estos modelos corregidos generalmente se derivan de la *MOST* [49].

Siguiendo la *MOST*, y con la inclusión de los efectos de estabilidad, la ley logarítmica neutral se puede reescribir como

$$u_2 = \frac{u_*}{\kappa} \ln\left(\frac{z}{z_0}\right) - \psi\left(\frac{z}{L}\right) + \psi\left(\frac{z_0}{L}\right) \quad (24)$$

donde u_* es la velocidad de fricción, ψ es una función de corrección de estabilidad que depende de L [69].

En la capa superficial, el perfil del viento con corrección adiabática basada en la *MOST* y provista por el término $\left(\psi\left(\frac{z}{L}\right)\right)$ es dada por [53], [62], [150], [153], [154]:

$$u_2 = \frac{u_*}{k} \ln\left(\frac{z}{z_0}\right) - \psi\left(\frac{z}{L}\right) \quad (25)$$

Esta ecuación es también llamada ley logarítmica-lineal (*LogLL*) y es usada para corregir estimaciones de la velocidad del viento de acuerdo con la estabilidad atmosférica. Para condiciones neutrales, $\psi\left(\frac{z}{L}\right) = 0$ y para condiciones inestables está dada por [104], [162]:

$$\psi_u\left(\frac{z}{L}\right) = -2 \ln\left(\frac{1+x}{2}\right) - \ln\left(\frac{1+x^2}{2}\right) + 2 \tan^{-1}(x) - \pi/2, \quad (26)$$

donde

$$x = \left[1 - \left(\frac{15z}{L}\right)\right]^{1/4}. \quad (27)$$

Para condiciones estables, la función $\psi\left(\frac{z}{L}\right)$ es representada por la ecuación Businger-Dyer [81], [150]:

$$\psi_s(z, L) = \frac{4.7z}{L}. \quad (28)$$

Algunos autores [141] extendieron el perfil de viento adiabático para toda la capa límite y obtuvieron

$$U = \frac{u_{*0}}{\kappa} \ln\left(\frac{z}{z_0}\right) + \frac{z}{L_{MBL}} - \frac{z}{z_i} \left(\frac{z}{2L_{MBL}}\right), \quad (29)$$

para condiciones neutrales,

$$U = \frac{u_{*0}}{\kappa} \ln\left(\frac{z}{z_0}\right) - \psi\left(\frac{z}{L}\right) \left(1 - \frac{z}{2z_i}\right) + \frac{z}{L_{MBL}} - \frac{z}{z_i} \left(\frac{z}{2L_{MBL}}\right), \quad (30)$$

para condiciones estables, y

$$U = \frac{u_{*0}}{\kappa} \ln\left(\frac{z}{z_0}\right) - \psi\left(\frac{z}{L}\right) + \frac{z}{L_{MBL}} - \frac{z}{z_i} \left(\frac{z}{2L_{MBL}}\right), \quad (31)$$

para condiciones estables, donde z_i es la altura de la ABL y L_{MBL} es la altura de la capa límite media.

Otra forma de obtener un perfil de viento más preciso es agregar la estabilidad de cizalladura del viento al perfil logarítmico. Matemáticamente se puede escribir como:

$$\bar{U}(z) = \frac{u_*}{\kappa} \ln\left(\frac{z}{z_0}\right) + (\psi z - \psi_0 z_0) - \frac{u_*}{\kappa} \ln\left(\frac{\psi z + \frac{u_*}{\kappa}}{\psi_0 z_0 + \frac{u_*}{\kappa}}\right) + \psi_s z, \quad (32)$$

donde z_0 es el coeficiente de rugosidad, ψ_0 es el esfuerzo cortante mecánico en z_0 y ψ es definido por

$$\psi = \sqrt{\left(\frac{u_*}{\kappa z}\right)^2 + \psi_s^2}, \quad (33)$$

y

$$\psi_s = \frac{-gH_s}{\rho c_p \theta_v u_*^2 R_{is}}, \quad (34)$$

donde c_p es el calor específico del aire seco a presión constante, R_{is} representa solo la cizalladura del viento asociada con la estratificación térmica y H_s es el flujo de calor sensible [147].

1.7 Producción de energía anual

Las evaluaciones del efecto de la estabilidad atmosférica en los perfiles de viento verticales se pueden utilizar para estimar los recursos eólicos, optimizar las ubicaciones del AG y calcular la producción anual de energía (*PEA* por sus siglas en inglés) [71]. La *PEA* depende de la velocidad del viento en el sitio y de la curva de potencia del AG. En cualquier caso, el rendimiento y la potencia del AG dependen de la turbulencia y de la velocidad del viento en el rotor de la turbina [65], [156].

Las estimaciones de *PEA* generalmente se realizan utilizando la función de densidad de probabilidad (*PDF*) [35], [41], [43] de la velocidad del viento en un sitio durante largos períodos, como un mes, una temporada o un año. Cuando se realizan estas estimaciones, los efectos de la estabilidad atmosférica generalmente no se consideran en sus ecuaciones. Por lo tanto, descuidar el comportamiento dinámico del viento puede conducir a pronósticos que están lejos de la realidad. De hecho, los informes han indicado [91] que varios parámetros relacionados con la estabilidad atmosférica pueden afectar los perfiles de dirección y velocidad del viento promedio, produciendo así variaciones en la producción anual de energía; por lo tanto, estos parámetros son factores decisivos para planificar y operar AG individuales y/o parques eólicos cada vez más grandes [163].

Para un solo AG, los informes han indicado que la producción de energía aumenta en aproximadamente una cuarta parte (24%) cuando el AG está ubicado aguas abajo de una colina tridimensional en condiciones de una capa límite estable; sin embargo, la estela del cerro podría conducir a una reducción del 35% en la generación de energía en condiciones de convección [164].

Las variaciones de velocidad del viento a lo largo del área de barrido del rotor afectan el rendimiento de potencia del AG, que ahora se considera en el estándar IEC. En este sentido, los estándares se han modificado para dar cuenta de la distribución de velocidad del viento [165], [166], que depende de la estabilidad atmosférica. Además, el conocimiento teórico del perfil del viento es relevante ya que la instalación de sistemas de medición representa mayores costos asociados. Idealmente, la estabilidad atmosférica debería considerarse localmente y durante períodos cortos de tiempo, debido a las variaciones espaciotemporales en el campo de viento [60].

Se han desarrollado varios modelos implícitos para considerar la estabilidad atmosférica. Por ejemplo, se desarrolló un modelo para perfiles de viento que se extienden más allá de la capa superficial, creando así una base para diseñar un AG que respondan con mayor precisión a los flujos de viento reales que ocurren en los parques eólicos [167]. Este modelo introduce condiciones de estabilidad no neutral y estudia la interacción de los AG con la ABL, logrando así predicciones más precisas en la generación de energía. Además, en otros estudios se han descrito flujos de cantidad de movimiento dependientes de la estabilidad atmosférica [168] utilizando correcciones locales de estabilidad atmosférica al perfil de viento logarítmico (*LogL*) [149], entre otros enfoques. Curiosamente, los informes han indicado que las reducciones más altas de velocidad del viento dependen más de la estabilidad atmosférica que de la longitud de la rugosidad. En este punto, es importante resaltar que el efecto de la estabilidad atmosférica en la evaluación de la potencia eólica es pequeño porque las condiciones de largo plazo exhiben un sesgo limitado con respecto a las condiciones neutrales [149]; sin embargo, este efecto no se observa para el pronóstico de energía eólica a corto y mediano plazo. Actualmente, los enfoques alternativos son proporcionados por software, incluidos los modelos híbridos, que se abordan en la investigación actual, y brindan un complemento a los métodos antes mencionados.

Los análisis de datos de viento muestran que la velocidad del viento y la estabilidad atmosférica suelen estar correlacionadas; por ejemplo, en condiciones inestables, se observan principalmente velocidades del viento bajas, mientras que, en estratificación estable, se observan velocidades del viento más altas lejos de la superficie [50].

Los parámetros relacionados con la estabilidad, como la turbulencia y la cizalladura del viento, pueden afectar en gran medida el comportamiento del flujo atmosférico entrante en los AG [81], [94], [106], [124], [125], [156], [169], [170]. Para condiciones turbulentas, el gradiente vertical de temperatura en la atmósfera es cada vez más importante. Aunque la estratificación térmica se convierte en un problema mayor para los AG más grandes con mayores alturas de buje [50], dicha estratificación no se limita a estas turbinas y también influye en la planificación de parques eólicos, la producción de energía y los cálculos de la *PEA* [57], [171].

CAPÍTULO 2: METODOLOGÍA

La estrategia experimental del proyecto se muestra en el siguiente diagrama (Figura 2.1).

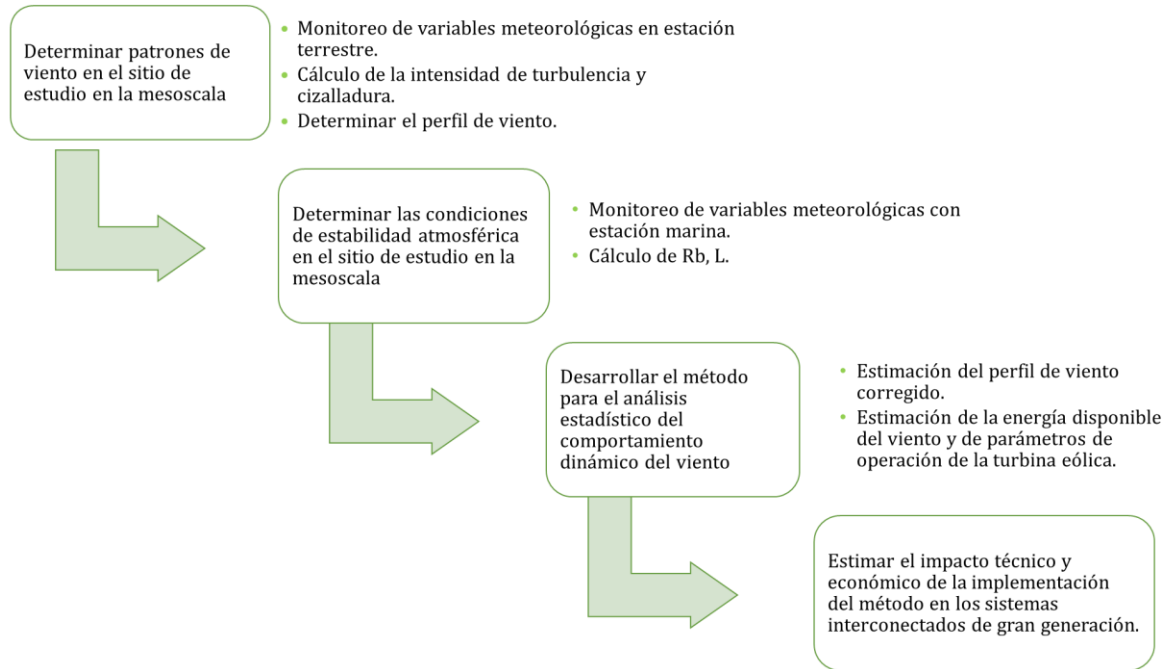


Figura 2.1. Procedimiento esquemático para la obtención de los resultados del estudio.

2.1 Sitio y características de medición

La región de estudio está ubicada en la carretera Progreso-Telchac Puerto, una zona costera en el noreste de la península de Yucatán, México. La elevación del terreno es de 4 m sobre el nivel medio del mar y la distancia desde el punto de medición a la costa es inferior a 1 km. El clima en la región portuaria de Telchac es cálido-semiseco con lluvias en verano con una temperatura promedio de 26 °C [172], [173]. Los vientos predominantes provienen del noroeste y del este y esta zona está muy influenciada por los vientos locales, como las brisas marinas y terrestres.

Para el caso de la Península de Yucatán compuesta por Yucatán, Campeche y Quintana Roo, diversos estudios coinciden que la región más apropiada para la explotación de este recurso es la franja costera de aproximadamente 1.5 km tierra adentro, ya que presenta condiciones de alta potencia energética y baja rugosidad debido a la cercanía con la costa. El comportamiento

típico de estas zonas costeras es presentar vientos más fuertes provenientes del mar a la tierra en el día y de la tierra al mar en la noche [48], [174], [175]. La ubicación satelital del sitio se presenta en la Figura 2.2.



Figura 2.2. Ubicación de la estación de medición Telchac Puerto. A la izquierda se presenta una vista satelital y a la derecha el área local [176].

La estación de medición remota Telchac Puerto (TCP) localizada en $21^{\circ}02'54''$ N y $89^{\circ}38'38''$ W formaba parte de una red de estaciones a lo largo de la costa de Yucatán controladas y monitoreadas desde una estación central. Para la puesta en marcha de la estación TCP se utilizaron mástiles de telecomunicaciones donde se colocaron sensores meteorológicos a 20 m y 50 m (Figura 2.3) siguiendo la metodología presentada en *Wind Resource Assessment Handbook* [177]. Si bien esta red de estaciones estuvo en operación de 2007 a 2012, solo se utilizaron los datos de enero a junio de 2009, ya que en este período se contaron con mediciones continuas. Los principales parámetros medidos fueron la velocidad (WS) y dirección del viento (WD), la temperatura del aire (T_{air}) y la presión atmosférica (P_{atm}). La frecuencia de adquisición de datos fue de 0.5 Hz y los promedios se almacenaron cada 10 min en adquirentes de datos. La Tabla 2.1 presenta las características técnicas de los sensores utilizados, así como la altura a la que fueron instalados. Estos parámetros se utilizaron como referencia para filtrar errores en la base de datos obtenida de la estación. Se han realizado estudios previos para cuantificar el potencial eólico en el sitio de estudio antes de la instalación del parque eólico en la zona [178], [179]. Por esta razón, el presente estudio de investigación se centra en la relación entre la estabilidad atmosférica y la producción de energía, en lugar de contribuir a la evaluación del recurso con base en técnicas tradicionales.

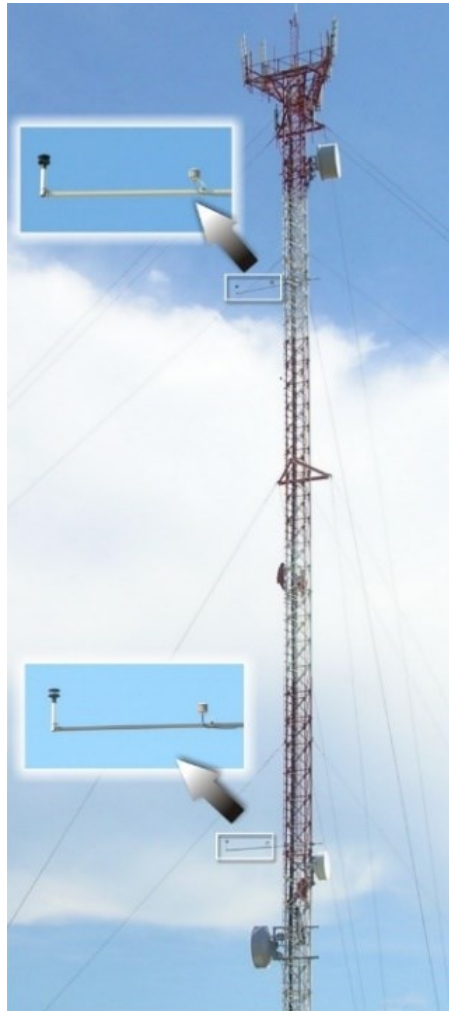


Figura 2.3. Torre de Comunicaciones usado como estación de medición meteorológica.

Tabla 2.1. Características técnicas de los sensores de medición usados en el estudio.

| Parámetro | Sensor | Rango de operación | Temperatura de operación | Error | Precisión | Altura de medición [m] |
|------------------------------------|----------------------|-----------------------|----------------------------------|-------------------------|---------------------|------------------------|
| Velocidad del viento (WS) | Gill | 0 – 60 m/s | | $\pm 2\%$ | 0.01 m/s | 20m, 50m |
| Dirección del viento (WD) | WindSonic Anemometer | $0^\circ - 360^\circ$ | -35° a 70°C | $\pm 3^\circ$ | 1° | 20m, 50m |
| Temperatura del aire (T_{air}) | CSI 108 | $-5^\circ - 95^\circ$ | -5° a 95° | $\pm 0.2^\circ\text{C}$ | 0.1°C | 20m, 50m |
| Presión atmosférica (P_{atm}) | Vaisala CS105 | 600 – 1060 mbar | -40° a 70° | ± 0.5 mbar | 0.1 mbar | 1.5 m |

Aunque se obtuvo una base de datos de mediciones de 6 meses, que consta de 24192 valores, no todos los datos fueron confiables debido a varios factores. Estos factores incluyen fallas en la fuente de alimentación de los instrumentos, valores de desviación estándar no válidos de cada variable (*outliers*) y registros inusuales generados por errores en los sensores de medición (por ejemplo, temperatura del aire de 999 °C). Por lo tanto, es necesario un control de calidad para obtener una base de datos confiable utilizada en el presente estudio. Para estas variables se siguen los criterios de filtrado correspondientes a la norma IEC 61400-12 en cuanto a la frecuencia de adquisición y tratamiento de datos [43]. Estos criterios son:

- valores no correspondientes a la región tales como valores de presión atmosférica similares a la presión atmosférica al nivel del mar
- los valores para la velocidad del viento (WS) deben permanecer en el rango de $0 \text{ m/s} \leq WS \leq 30 \text{ m/s}$, los valores superiores a estos se descartan por ser inusuales para esta región.
- para la dirección del viento (WD) se utilizan los valores que estaban entre $0^\circ \leq WD \leq 360^\circ$
- No se consideran cambios bruscos en la dirección del viento (por ejemplo, de 90° a 270° de un instante a otro).

Después de aplicar los criterios mencionados anteriormente, la nueva base de datos para el estudio conservó el 91% de los datos.

Con los datos obtenidos se hallarán los patrones diurnos de la velocidad y dirección del viento. Para un día típico o día promedio, se usan los valores de cada una de las horas que integran los días del año y se promedian los datos medios que se obtienen en la misma hora de todos los días del año.

2.2 Recurso eólico

La energía cinética por unidad de tiempo del viento, o potencia eólica, se representa de la siguiente manera

$$P = \frac{1}{2} \rho A v^3, \quad (35)$$

Se puede observar que la potencia del viento es directamente proporcional a la densidad del fluido ρ , el área de barrido A y el cubo de la velocidad del viento u . En consecuencia, los sitios ubicados a nivel del mar y en regiones frías presentarán una mayor potencia disponible que los que se encuentran en altitudes elevadas y en regiones cálidas para las mismas velocidades. La cantidad más utilizada es la densidad de potencia energética contenida en el viento. Es decir, la densidad de potencia eólica (WPD) expresada como

$$WPD = \frac{P}{A} = \int_0^{\infty} \frac{1}{2} \rho u^3 Pd(u) du , \quad (36)$$

donde $Pd(u)$ es la función de densidad de probabilidades del viento. WPD dado en W/m^2 .

Las asociaciones de energía eólica de todo el mundo han desarrollado una clasificación de diferentes tipos o clases de viento a las alturas en las que se instalan comúnmente las turbinas eólicas para comparar la energía eólica disponible. Esta clasificación define clases de viento en términos de sus límites máximos de velocidad y densidad de potencia eólica a 30 m y 50 m sobre el nivel del suelo. Para este estudio se obtendrá mensualmente la WPD y la clase de viento a 50 m [180] ya que con los datos obtenidos solo se podrían comparar a esta altura.

2.3 Estabilidad atmosférica

2.3.1. Cizalladura del viento

En la industria eólica, las mediciones indirectas se utilizan a menudo para describir el nivel de estabilidad atmosférica. Uno de ellos es el exponente de cizalladura del viento (γ), que indica la existencia o no de un flujo estratificado [65].

Conocer las velocidades del viento a dos alturas permite calcular este exponente adimensional (γ) a partir de la ley de potencias o perfil exponencial de Hellmann proporcionado por la ecuación 12:

$$\gamma = \frac{\ln(U_2/U_1)}{\ln(z_2/z_1)}$$

Generalmente, para γ se utiliza un valor constante de 0.143 para terreno abierto durante el día y de 0.5 durante la noche [92], [95], [169]. En este estudio, $z_2 = 50$ m, $z_1 = 20$ m, y $U_{(z)}$ es la velocidad a la altura z .

2.3.2. Intensidad de turbulencia

Otro parámetro utilizado en proyectos eólicos es la intensidad de turbulencia (IT), ya que cuantifica variaciones en la velocidad del viento en intervalos cortos [36], [41]. Este parámetro describe de manera general el nivel de turbulencia presente en la velocidad media del viento. IT se calculará usando la ecuación 13:

$$IT = \frac{\sigma_U}{U}.$$

En este estudio se encontrará IT a 20 m y 50 m.

Se sabe que el mismo índice de turbulencia derivado de una altura no se aplica a una altura diferente y que en la literatura se han reportado diferencias del 20-30% [181]–[183]. Para estas alturas (en promedio) en el sitio de interés, el promedio fue de aproximadamente 50%. Esta diferencia se puede atribuir a efectos de la superficie frente a otros casos en los que las medidas son en alta mar (a varios kilómetros de la costa). Por lo tanto, en este trabajo se utilizó un valor promedio de 35%-40% para lograr la convergencia de los cuatro parámetros estudiados para cada altura.

2.3.3. Número en masa de Richardson

Un tercer parámetro por hallar es el número en masa de Richardson. Dado que este estudio se realiza en una zona costera y los vientos dominantes provienen del E (mar) como se observa en la figura 2.4a, R_b se calcula, a partir de la ecuación (6) utilizando los datos de T_a y u de la estación TCP y T_s de los datos de boyas marinas de la NOAA [184]. En particular, se usa la boya denominada Cuenca de Yucatán (Yucatan basin) que está ubicada a 222 km al ESE de Cozumel, en el mar Caribe (figura 2.4b). Las características significativas de la boya se presentan en la tabla 2.2.

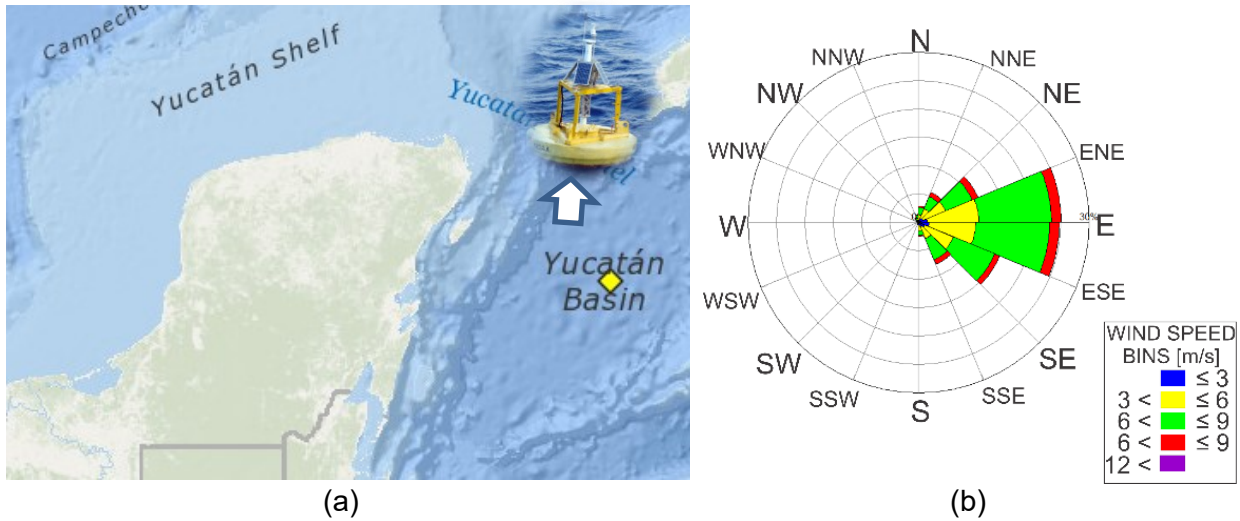


Figura 2.4. (a) Rosa de los vientos para la estación marina Cuenca de Yucatán de la NOAA. (b) Ubicación de la estación marina Cuenca de Yucatán de la NOAA usada en el estudio.

En la ecuación (6), $R_B = \frac{gz(T_a - T_s)}{(273.15 + T_a)u^2}$ tomará los valores de z como la altura de medición, T_a temperatura del aire medida en la estación terrestre TCP, T_s temperatura del mar medida con la estación marina y u como velocidad del viento a la altura medida 50 m o 20 m según sea el caso medida en la estación terrestre TCP.

Tabla 2.2. Características de la estación marina de la NOAA usada en la investigación.

| Cuenca Yucatán | |
|--|--|
| Coordenadas | 19°49'12" N 84°56'41" W |
| Elevación del sitio | Nivel del mar |
| Periodo de promediado | Horario |
| Altura de medición de la temperatura del aire | 3.7 m arriba de la elevación de sitio |
| Altura del anemómetro | 4.1 m por encima de la elevación del sitio |
| Elevación del barómetro | 2.7 m por encima del nivel del mar |
| Profundidad de medición de la temperatura del agua | 1.5 m debajo de la línea de flotación |
| Profundidad del agua | 4554 m |

2.3.1. Longitud de Monin-Obukhov

El cuarto parámetro a analizar la longitud de Monin-Obukhov. Para ello se utiliza la ecuación (7) que relaciona R_b con L .

Analizados los puntos anteriores se estima la condición atmosférica del sitio de acuerdo con los criterios de la Tabla 1.2, en particular, se usarán los intervalos fijados por [179] para acotar los valores que tienden a infinito.

Tabla 2.3. Intervalos de la Longitud de Monin Obukhov utilizados en el estudio para cada condición atmosférica

| Clase de estabilidad atmosférica | Longitud de Monin Obukhov |
|----------------------------------|---------------------------|
| Inestable | $-1000 < L < 0$ |
| Neutra | $ L > 1000$ |
| Estable | $0 < L < 1000$ |

2.4 Producción de energía

Una vez conociendo todos los parámetros necesarios se procederá a integrarlos a un método que permita estimar la energía disponible en el sitio. La producción anual de energía (*PEA*) depende principalmente de dos factores, la velocidad del viento en la región y la curva de potencia del aerogenerador, y se puede expresar como

$$PEA: \sum_i Pd(u)t_iP_i, \quad (37)$$

donde $Pd(u)$ es la densidad de probabilidades de Weibull, t_i es el tiempo de ocurrencia de cada intervalo de la velocidad del viento y P_i es el valor de la potencia obtenida de la curva de potencia del aerogenerador para cada intervalo de velocidad del viento calculada con la ecuación 35.

Cuando se utilizan distribuciones estadísticas como la función de densidad de probabilidad de Weibull, se supone una condición de estabilidad neutra para estimar la velocidad de viento [35], [41]. Como se mencionó, esto puede llevar a estimaciones conservadoras de la velocidad del viento. Por tanto, de acuerdo con la teoría *MOST*, es posible estimar una “nueva” velocidad del viento considerando estos parámetros de estabilidad para minimizar los errores en el cálculo.

Para ello se usará la ecuación 24. Esta expresión general está dada por

$$u_z = \frac{u_*}{k} \ln\left(\frac{z}{z_0}\right) - \psi\left(\frac{z}{L}\right)$$

donde u_* es la velocidad de fricción, $\psi\left(\frac{z}{L}\right)$ como función de la estabilidad y z_0 es la longitud de rugosidad. En este caso se usará $z_0 = 0.0024$ usada para terrenos abiertos con superficie lisa como carreteras de concreto o hierbas con movimiento [35] como es el caso de esta estación TCP y $k = 0.4$.

Y de acuerdo con cada condición atmosférica presente se usarán, las ecuaciones 25 y 26 para la inestabilidad atmosférica y la ecuación 27 para la estabilidad atmosférica. Es decir,

$$\psi_U(z, L) = -2 \ln\left(\frac{1+x}{2}\right) - \ln\left(\frac{1+x^2}{2}\right) + 2 \tan^{-1}(x) - \pi/2$$

con

$$x = \left[1 - \left(\frac{15z}{L}\right)\right]^{1/4}.$$

Para condiciones estables se usa

$$\psi_S(z, L) = \frac{4.7z}{L}.$$

En este caso, la velocidad del viento se encuentra para cada condición de estabilidad atmosférica según la ecuación 24, dependiendo de si la atmósfera es neutra, inestable o estable, respectivamente. Posteriormente, utilizando las velocidades de viento estimadas, se encuentra $Pd(u)$, y finalmente, con la ecuación 32, se obtendrá la PEA para cada uno de los escenarios propuestos (U, N, S).

El aerogenerador WES 30 se utiliza para modelar la PEA en el sitio. La ficha técnica de este aerogenerador se presenta en la Tabla 2.4.

Primero se realizará el cálculo de la PEA en una atmósfera neutra. Posteriormente se realizará el ejercicio bajo una atmósfera estable y una atmósfera inestable. Finalmente, se compararán las producciones de energía eléctrica para estimar el impacto de la condición atmosférica.

Tabla 2.4. Datos de la turbina WES 30

| Sistema | Característica | Valor |
|-----------|-------------------------------|--------------------|
| | Potencia nominal | 250 kW |
| Potencia | Velocidad de viento de inicio | 3 m/s |
| | Velocidad de viento nominal | 13 m/s |
| | Velocidad de viento de corte | 25 m/s |
| Rotor | Diámetro | 30 m |
| | Área de barrido | 707 m ² |
| | Número de palas | 3 |
| Generador | Voltaje | 400 V |
| | Frecuencia de la red | 50/60 Hz |
| Torre | Altura de la góndola | 48 m |

También se realizará una comparación de la producción acumulada de energía corregida acorde con su estabilidad atmosférica en periodos de 8 horas para 3 días (del 27 de febrero al 1 de marzo). Con estas frecuencias significativas se estimará el tamaño de los vórtices de viento que contribuyen a la producción de energía dentro de ese periodo de tiempo (8h).

2.5 Análisis de alta frecuencia

Dado que los datos de la estación TCP son de 10 minutos y con ellos no se puede realizar un análisis de alta frecuencia se necesitará instalar una segunda estación de medición en las instalaciones de la Facultad de Ingeniería de la UADY (FIUADY). Para ello, se utilizará un anemómetro sónico (Figura 2.5a) instalado a 33m (Figura 2.5b) para recolectar datos de la velocidad del viento con una frecuencia de 1 Hz. Simultáneamente se recolectaron datos de la potencia de un AG situado a esa altura y a la misma frecuencia. Las especificaciones de este sensor se encuentran en la tabla 2.5.

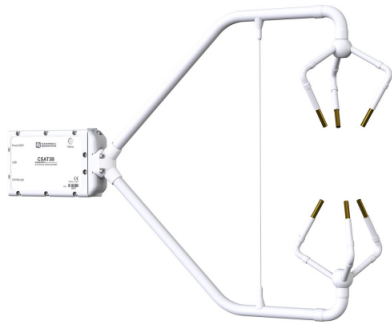
Con estos datos y con apoyo del software MATLAB es posible hallar la FFT para posteriormente hallar la densidad espectral del viento con la ecuación 17:

$$E(n) = 2 \cdot |FFT(n)|^2.$$

Tabla 2.5. Características del anemómetro sónico utilizado en la estación FIUADY.

| Característica | |
|--------------------------|---|
| Sensor | CSAT 3B |
| Rango de operación | 0-65 m/s |
| Temperatura de operación | -30°C a 50°C |
| Error | $U_x, U_y: \pm 8 \text{ cm/s}$ $U_z: \pm 4 \text{ cm/s}$ |
| Precisión | $U_x, U_y: 1 \text{ mm/s RMS}$ $U_z: 0.5 \text{ mm/s RMS}$ |
| Frecuencia de medición | 1 a 100 Hz |
| Altura de medición | 33m |

(a)



(b)

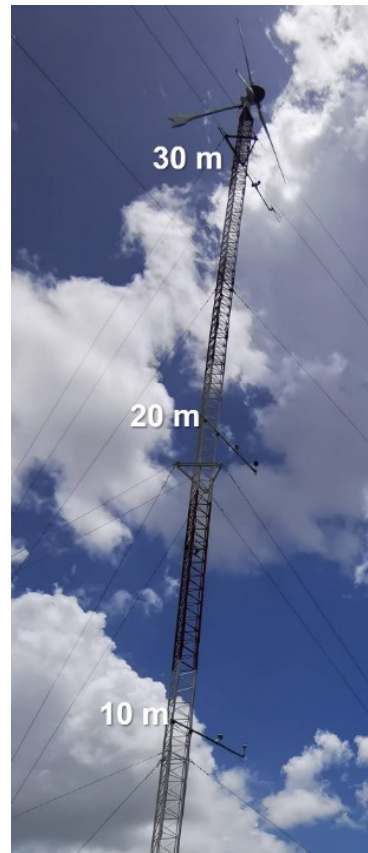


Figura 2.5. (a) Imagen del anemómetro sónico CSAT3B. (b) Ubicación del sensor de medición en la estación FIUADY.

Para la generación de energía eólica, las variaciones en la energía cinética son significativas en los rangos temporales pues se asocian directamente con la componente turbulenta de la velocidad del viento y, a su vez, con las dimensiones de los remolinos dominantes [185]. De acuerdo con la hipótesis de Taylor, se puede utilizar el producto de la velocidad promedio del viento por el período de tiempo que transcurre para calcular el diámetro de los vórtices o remolinos [40]. Por lo que, al utilizar el espectro de la energía del viento en el dominio de la frecuencia se puede obtener de forma precisa el tamaño de estos. Es decir, los tamaños de los remolinos se pueden interpretar como una medida de la variación de la energía cinética en un intervalo de tiempo que depende de la frecuencia y la velocidad media del viento.

Por ello, una vez obtenido el espectro de energía del viento, se distinguirá la duración temporal de los picos de mayor contribución y su respectiva velocidad del viento para calcular el diámetro de los vórtices de viento. Con este dato se hallará la cantidad de energía eólica disponible en el remolino (E) a través de la expresión [186]:

$$E = E(n)\pi r^2 u t, \quad (38)$$

donde $E(n)$ es la energía espectral, r es el radio de la turbina WES 30 elegida para el modelado, t el tiempo de duración del remolino y u la velocidad de viento contenido en el remolino.

2.6 Impacto económico

Para estimar los impactos económicos se utilizarán los precios marginales dados por el Centro Nacional de Energía (*CENACE*) para el mismo mes de medición de alta frecuencia, es decir el mes de febrero. Dado que se dividió el día en periodos de 8 horas, se utilizará el costo promedio de ese mismo intervalo. Con estos datos se calcularán los ingresos en caso de aprovecharse ese remolino de mayor contribución.

CAPÍTULO 3 RESULTADOS Y DISCUSIÓN

3.1 Patrones de viento

El patrón diario de la velocidad del viento para el sitio en las dos alturas (20 m y 50 m) durante los meses de estudio se presenta en la Figura 3.1. Las velocidades más altas del viento ocurren durante la tarde, entre las 14 y las 16 h. Durante este período ocurre el intercambio térmico entre las masas de aire terrestres y marinas, pero también es influenciado por los vientos locales de la zona costera.

Las velocidades de viento más bajas se obtienen generalmente antes del amanecer, entre las 4 y las 7 h. Asimismo, se observa que este mismo comportamiento diario es independiente de la altura ya que, aunque la velocidad media del viento es mayor a 50 m que a 20 m, se conserva la misma tendencia.

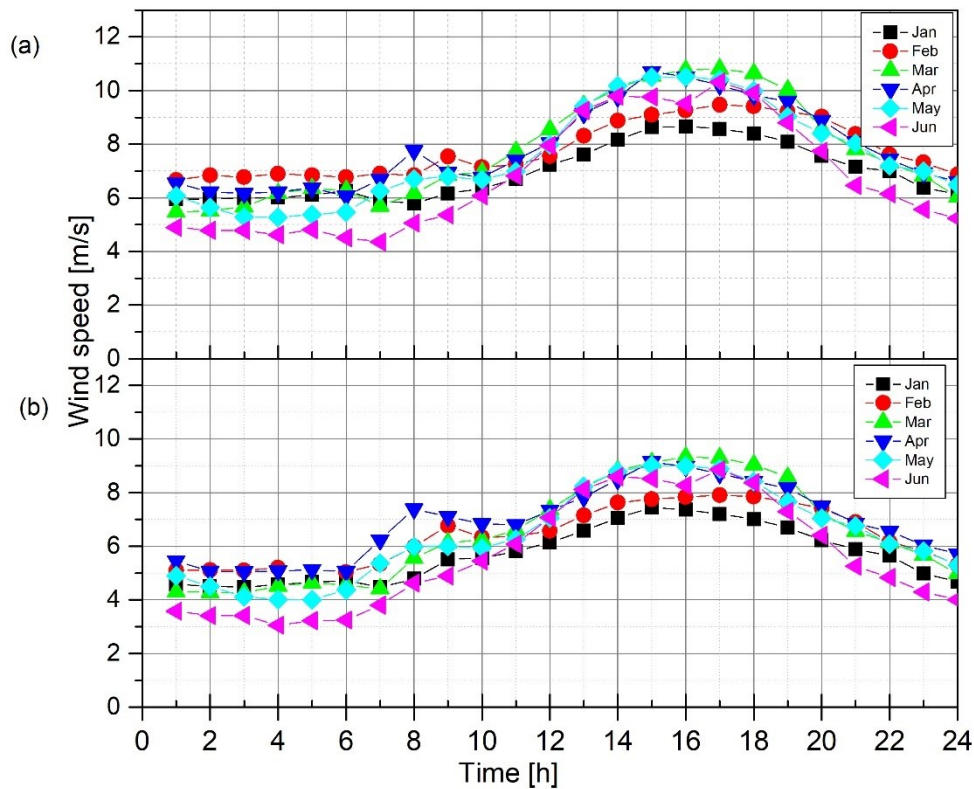


Figura 3.1. Perfil del viento del sitio de medición para cada mes de estudio a a) 50 m y b) 20 m.

La Tabla 3.1 resume las velocidades de viento promedio mensuales para todo el período de monitoreo en la estación TCP (enero - junio de 2009). La diferencia entre el promedio mensual de las velocidades medias a 20 m y 50 m es de aproximadamente 1 m/s. La diferencia entre las velocidades máximas del viento es de casi 10 m/s en algunos meses. Las velocidades de viento promedio más altas se obtuvieron en abril y las velocidades de viento más bajas en junio para ambas alturas. En la Península de Yucatán, las velocidades promedio más altas del viento ocurren entre marzo y mayo [187]. Por tanto, los resultados obtenidos son consistentes con los valores esperados.

Las rosas de los vientos a 20 m y 50 m se ilustran en las Figuras 3.2a y 3.2b, respectivamente. La dirección predominante es Noreste (NE), con más del 20% de ocurrencia para ambas alturas. Asimismo, mayores velocidades de viento también están presentes en esta dirección. Debido a la posición geográfica del sitio (ver Figura 2.2), este sector NE coincide con el ingreso de la brisa marina proveniente del Golfo de México. Sin embargo, también se observa que la región sureste (SE) es el segundo sector con mayor ocurrencia de vientos, siendo los provenientes de tierra. Esto es consistente con varios estudios de áreas cercanas al mar, particularmente los realizados en la Península de Yucatán [179], [187]–[190]. En estas áreas, además del intercambio térmico vertical entre las capas de la atmósfera, también existe un movimiento horizontal que favorece el intercambio térmico entre el mar y la tierra.

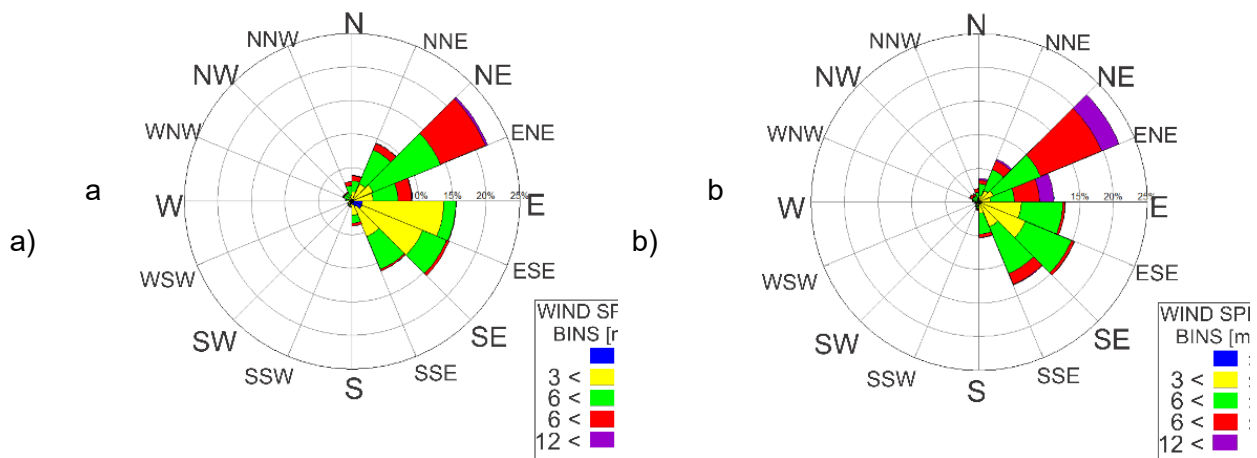


Figura 3.2. Rosa de los vientos del sitio a) 20 m y b) 50 m.

También fue posible encontrar las distribuciones de frecuencia en las dos alturas de la estación TCP, ilustradas en la Figura 3.3. La velocidad del viento más frecuente es 5 m/s y 7 m/s para 20 m y 50 m, respectivamente. Ambas distribuciones abarcan desde 1 m/s hasta 16 m/s.

Como era de esperarse, cuando aumenta la altura de medición, los vientos con velocidades más altas ocurren con mayor frecuencia debido a la ausencia de obstáculos circundantes. Este tipo de comportamiento se observa típicamente en condiciones inestables.

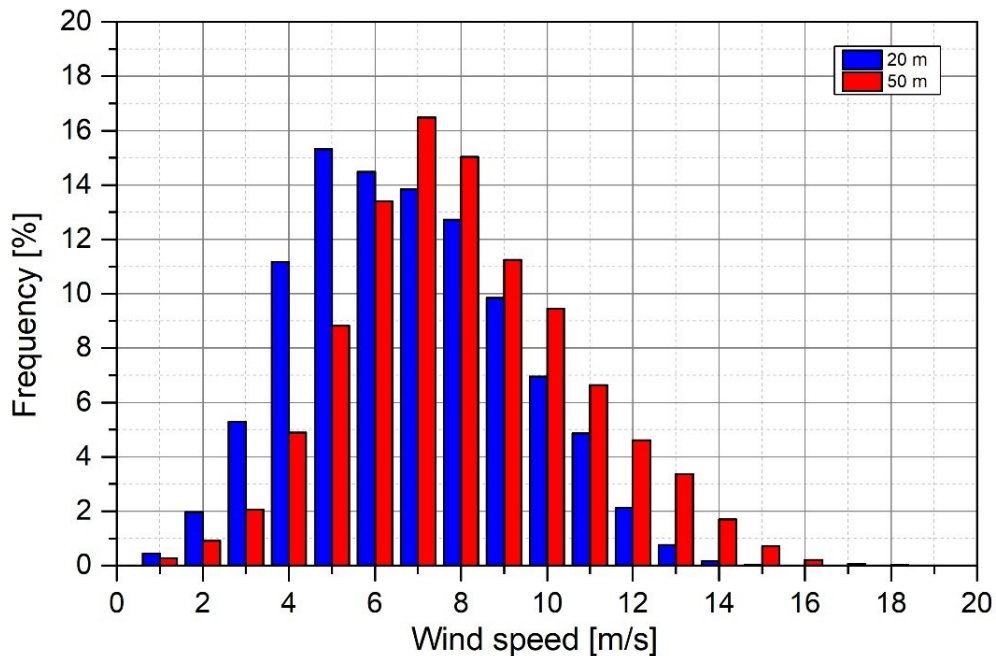


Figura 3.3. Distribución de frecuencias de la velocidad del viento para la estación TCP a 20m y 50m.

El viento es una corriente de aire caracterizada por su velocidad y dirección. Sin embargo, no todas las velocidades del viento producen energía. En general, para que las palas de un aerogenerador giren, se necesitan vientos moderados por encima de los 3 m/s y por debajo de los 25 m/s. Sin embargo, cada máquina está diseñada para una determinada velocidad del viento, a partir de la cual se obtendrá la máxima potencia correspondiente. Dado que el presente estudio considera un rotor de aerogenerador evaluado teóricamente a 50 m de altura y acorde con la densidad de potencia eólica calculada con la ecuación 32 en la Tabla 3.1, en el sitio hay viento de clase 2 en los primeros cinco meses y viento de clase 1 en el mes de junio. Por lo tanto, el sitio es adecuado para el despliegue de aerogeneradores. Sin embargo, la incertidumbre más significativa surge de la estimación de la energía eólica disponible, lo que requiere considerar parámetros adicionales. Esto se abordará en la siguiente sección.

Tabla 3.1. Velocidad del viento y densidad de potencia del viento promedio mensual en el sitio de estudio.

| Mes | 20 m | | | 50 m | | | WPD [W/m ²] | Clase |
|-------------------|--------------|---------------|--------------|--------------|---------------|--------------|----------------------------|-------|
| | Min [m/s] | Prom [m/s] | Max [m/s] | Min [m/s] | Prom [m/s] | Max [m/s] | | |
| Ene | 0.15 | 5.69 | 14.07 | 0.23 | 6.95 | 29.67 | 205.52 | 2 |
| Feb | 0.98 | 6.39 | 12.37 | 0.83 | 7.78 | 13.68 | 289.09 | 2 |
| Mar | 0.42 | 6.49 | 13.18 | 0.57 | 7.76 | 28.53 | 286.23 | 2 |
| Abr | 0.53 | 6.87 | 15.87 | 0.21 | 7.87 | 29.42 | 298.46 | 2 |
| May | 0.40 | 6.40 | 13.34 | 0.28 | 7.57 | 26.65 | 265.58 | 2 |
| Jun | 0.15 | 5.61 | 12.55 | 0.54 | 6.77 | 14.51 | 190.23 | 1 |
| Total del periodo | 0.44 | 6.24 | 13.56 | 0.44 | 7.45 | 23.74 | 255.85 | |

3.2 Estabilidad atmosférica

La estabilidad atmosférica es un factor que determina la cantidad de energía disponible. Por ello se calculan algunos parámetros que indican el estado de la estabilidad atmosférica en el sitio.

En primer lugar, se presenta la distribución de frecuencias de la intensidad de la turbulencia a 20 m (ver Figura 3.4a). Siguiendo los criterios correspondientes establecidos en la Tabla 1.2 para definir la estabilidad atmosférica en términos de IT , se observa una atmósfera predominantemente inestable durante el día desde las 7 h a las 23 h. A esta altura, las condiciones neutras representan alrededor de un tercio del tiempo total durante las horas sin insolación.

La transición entre los criterios de estabilidad térmica durante el día es gradual ya que no hay cambios bruscos en los valores de IT . Físicamente, las condiciones geográficas del área provocan un intercambio térmico simultáneo entre las capas verticales de la atmósfera y entre el mar y la tierra.

La distribución de frecuencias de R_B durante el día se ilustra en la Figura 3.4b para 20 m. Siguiendo los criterios de estabilidad atmosférica establecidos en la Tabla 1.2, se observa que a 20 m existe una atmósfera predominantemente inestable en condiciones de baja radiación

(madrugada y noche). Al mediodía se tiene mayor presencia de atmósfera neutra, ya que a medida que comienza la puesta del sol, la atmósfera se vuelve más inestable.

Una vez que se obtiene R_B , L se puede encontrar a partir de la ecuación 7. La distribución de frecuencias de L durante el día se ilustra en la Figura 3.4c para 20 m. A esta altura predominan condiciones de atmósfera inestable la mayor parte del día, y por la noche (entre las 23 y 02 h) es neutra. Las condiciones estables a esta altura se presentan con una baja frecuencia.

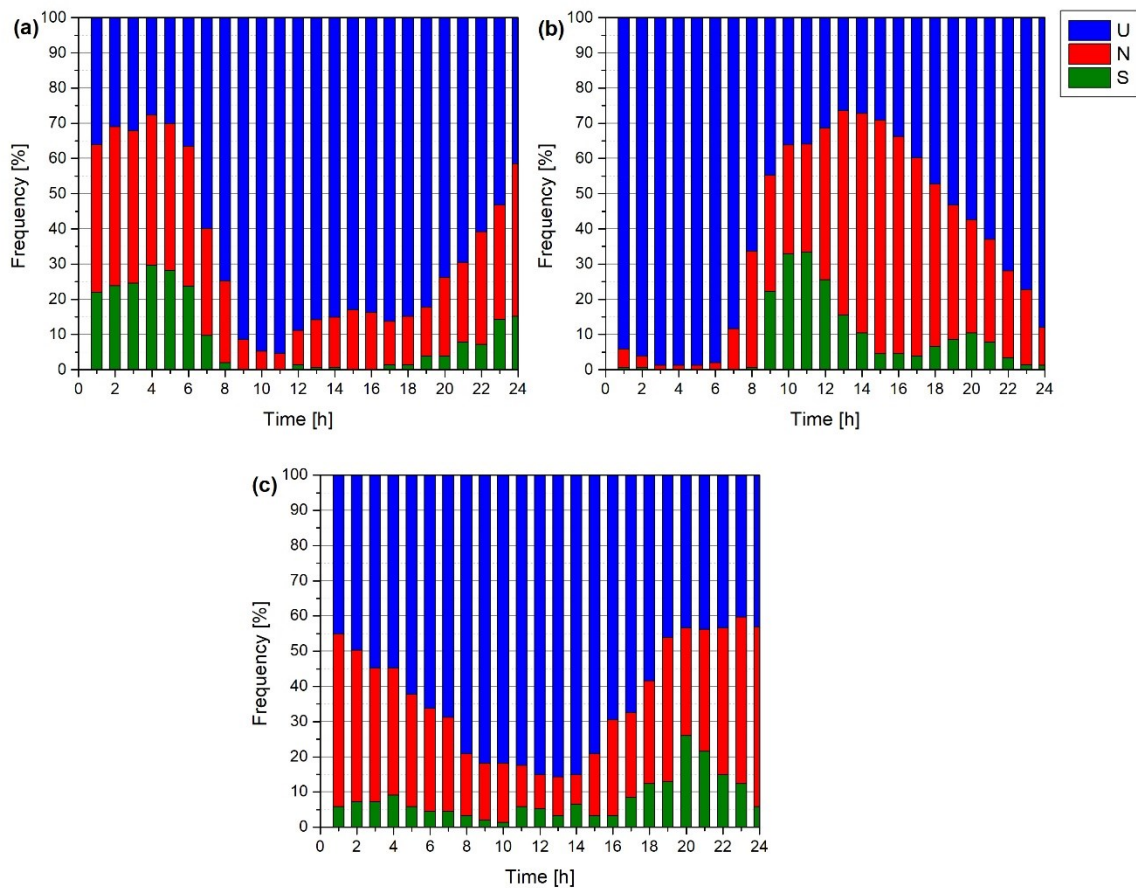


Figura 3.4. Distribución de frecuencias de a) intensidad de turbulencia, b) número de Richardson en masa, y c) Longitud de Monin-Obukhov para un día típico a 20 m en la estación TCP.

El comportamiento observado a 50 m para IT se presenta en la Figura 3.5a. En este caso, una atmósfera inestable domina todo el día ya que aparecen efectos convectivos.

Para R_B a 50 m (Figura 3.5b), únicamente entre las 10 h y las 13 h se presenta con mayor frecuencia una atmósfera estable. Es decir, no existe una condición atmosférica completamente predominante.

Para L a 50 m, se observa en la Figura 3.5c que existe una atmósfera inestable la mayor parte del día y que gradualmente transita hacia una atmósfera neutra hasta alcanzar su punto máximo a las 20 h. Más tarde, vuelve a un ambiente inestable.

La figura 3.5d ilustra la distribución de frecuencias de la cizalladura del viento acorde a la velocidad del viento promedio. Siguiendo los criterios establecidos en la Tabla 1.2 para definir la estabilidad atmosférica, existe una atmósfera predominantemente inestable durante la mañana, hasta las 7 h, y durante la noche, a partir de las 20 h. De 23 h a 6 h prevalece un ambiente estable. Así, en el sitio persiste un ambiente inestable durante el día. Los valores más bajos representan capas atmosféricas bien mezcladas durante las mañanas, coincidiendo con el momento en que la velocidad media del viento también comienza a aumentar.

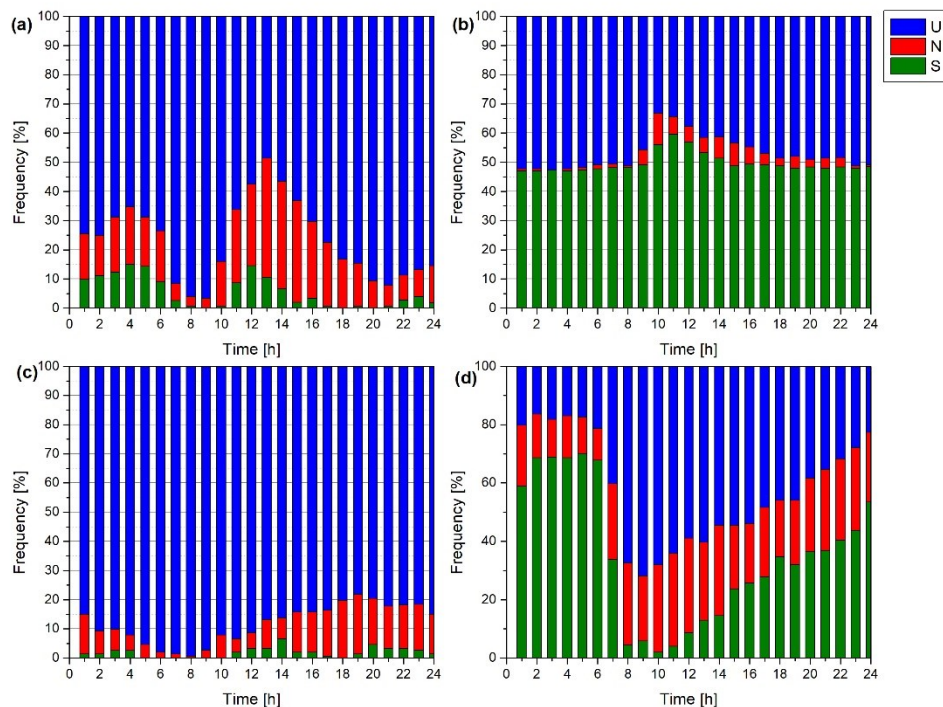


Figura 3.5. Distribución de frecuencias de a) intensidad de turbulencia, b) número de Richardson en masa, c) Longitud de Monin-Obukhov y d) Cizalladura para un día típico a 50 m en la estación TCP.

La clasificación de la atmósfera se ha descrito por separado para cada parámetro. La figura 3.6 ilustra el porcentaje general de períodos estables, inestables y neutros a 20 m (arriba) y 50 m (abajo). Para la altura de 20 m, los tres parámetros (IT, R_B, L) tienen una atmósfera predominante inestable (>60% del período total) y de forma similar para 50 m, existe mayoritariamente (>50%) una atmósfera inestable con γ, TI y L y con el parámetro R_B se tiene una atmósfera estable.

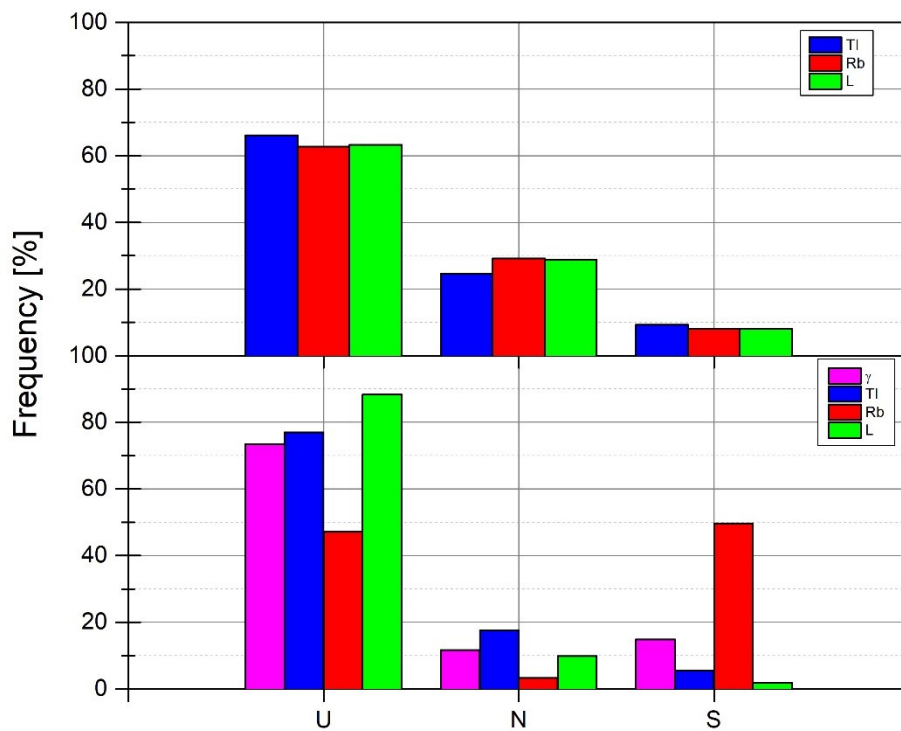


Figura 3.6. Porcentajes de periodos clasificados como estable (S), inestable (U) y neutro (N) de acuerdo con los parámetros de estabilidad señalados en la tabla 1.2 para 20 m(arriba) y 50 m (abajo).

Para tratar de entender mejor estas diferencias se analizará la distribución de los estados de la atmósfera en función de la velocidad correspondiente lo que permitirá mostrar la incidencia de cada condición atmosférica de acuerdo con la velocidad. En la figura 3.7a se ilustra la dispersión de IT en función de la velocidad del viento durante 20 m. Se observa que hay valores de IT más bajos a velocidades de viento más altas. Por lo tanto, la IT es inversamente proporcional a la velocidad del viento. Debido a que los altos valores de turbulencia están

relacionados con la generación de energía [36], se puede considerar que esta zona es apta para el aprovechamiento de energía eólica.

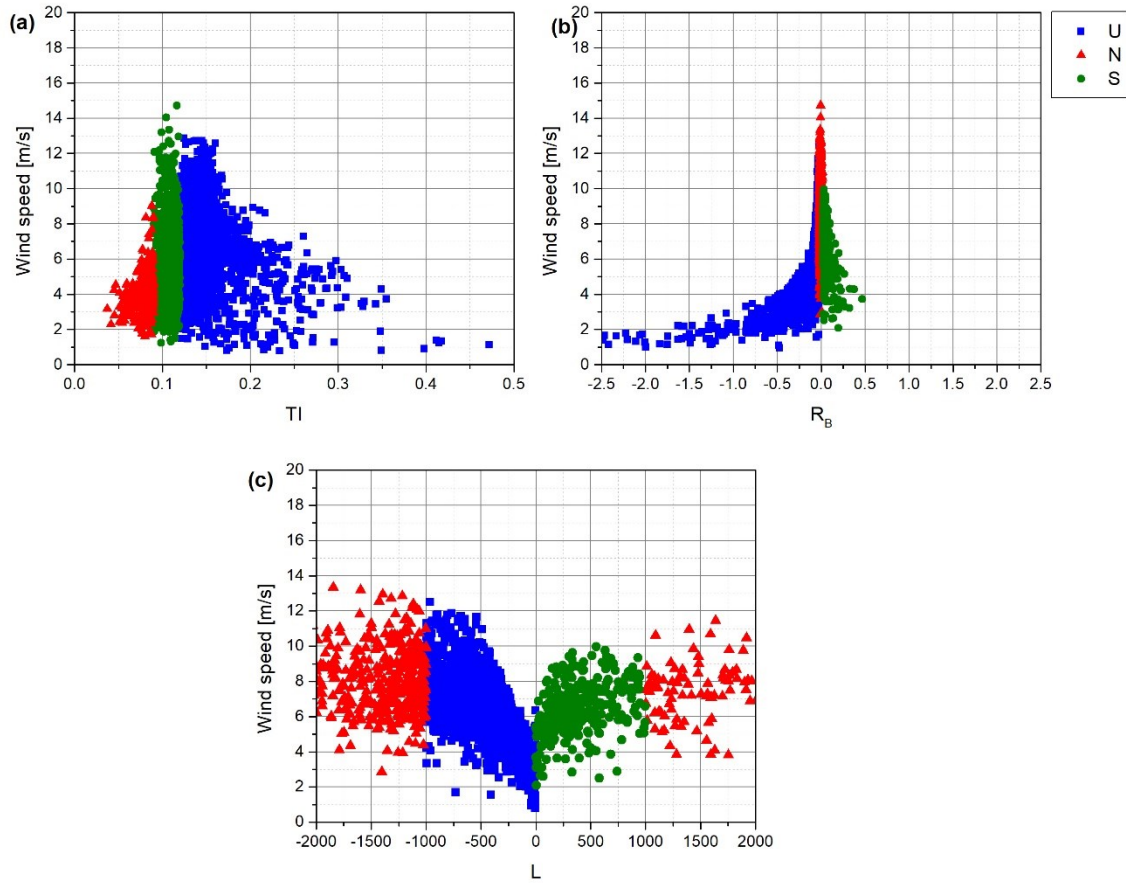


Figura 3.7. Dispersión de valores de a) intensidad de turbulencia, b) número de Richardson en masa, y c) Longitud de Monin-Obukhov para un día típico a 20 m en la estación TCP.

También se presenta la dispersión de datos para el número de Richardson (Figura 3.7b) con respecto a la velocidad del viento a 20 m. En ella se observa que cuando la velocidad supera los 4 m/s, los valores de R_B tienden a estar en la banda de cuasi neutralidad, mientras que, por debajo de este valor de velocidad del viento, hay mayormente R_B negativos que indican una atmósfera inestable.

La dispersión de datos de la longitud Monin-Obukhov (Figura 3.7c) se presenta con respecto a la velocidad del viento a 20 m. Se observa que los puntos correspondientes atmósfera una

condición inestable presentan una mayor concentración en un rango que va desde 1 m/s hasta 12 m/s.. También se observa que hay momentos de estabilidad atmosférica, pero en menor medida. En cuanto a la condición neutra se observan dos regiones debido a los intervalos ($|L| > 1000$) señaladas en la tabla 2.

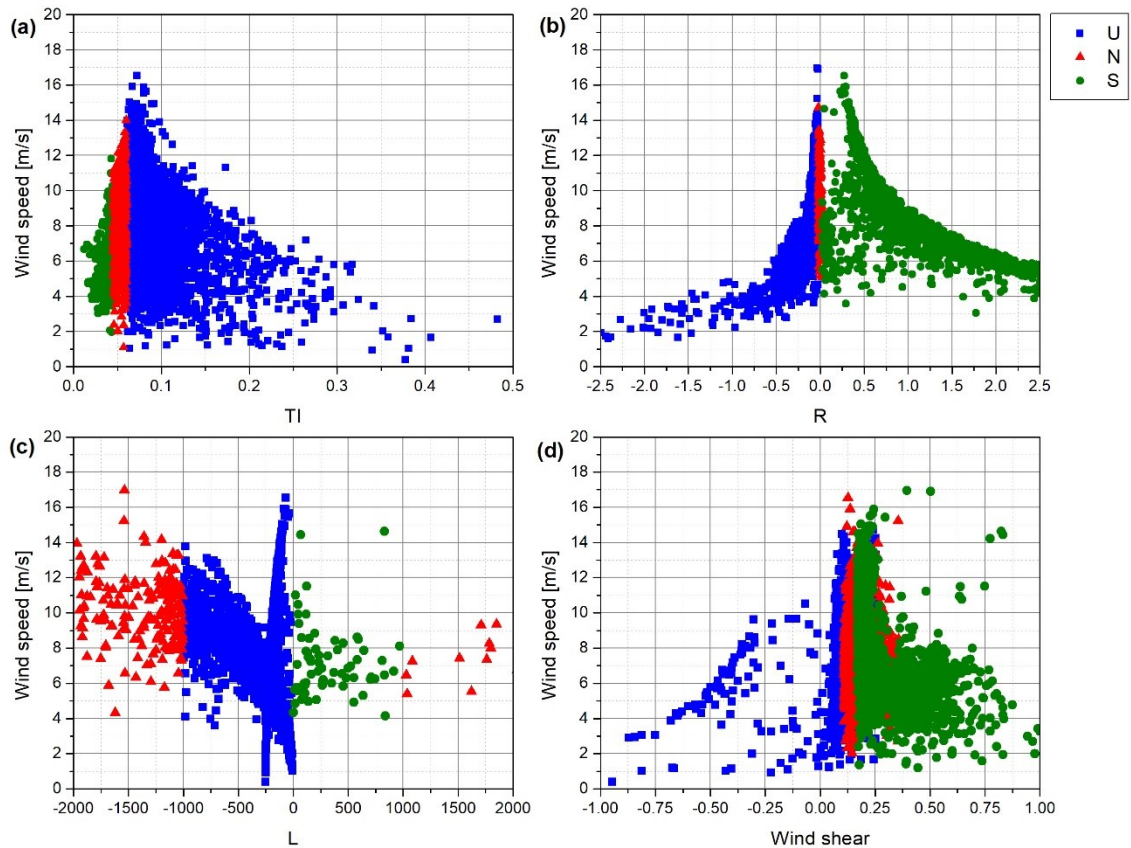


Figura 3.8. Dispersión de valores de a) intensidad de turbulencia, b) número de Richardson en masa, c) Longitud de Monin-Obukhov y d) Cizalladura para un día típico a 20 m en la estación TCP.

La dispersión de datos de IT a 50 m se presenta en la Figura 3.8a. Se observa que hay valores de IT más bajos a velocidades de viento más altas, y se encuentra una mayor cantidad de puntos de datos en la atmósfera inestable.

La Figura 3.8b presenta que para valores de R_B por debajo de 6 m/s, no hay una tendencia marcada para alguna de las condiciones atmosféricas. Los valores de R_B tienden a la franja de

cuasi neutralidad cuando la velocidad del viento es superior a 6 m/s. La Figura 3.8c presenta la dispersión de datos de la longitud Monin-Obukhov con respecto a la velocidad del viento a 50 m. Se observa que un mayor número de puntos de datos se encuentra en la condición de inestabilidad.

La figura 3.8d ilustra que los valores de cizalladura del viento más bajos están menos dispersos a velocidades de viento más altas, mientras que, a velocidades bajas, se presentan valores de cizalladura altos y con mayor dispersión. Además, es importante considerar la estrecha relación entre la turbulencia atmosférica y cizalladura del viento ya que valores bajos de cizalladura del viento conducen a valores altos de turbulencia.

3.3 Producción de energía

Una vez definida la condición atmosférica, es posible determinar el perfil del viento a partir de la ecuación 22. La función $Pd(u)$ se calculó para los diferentes perfiles de viento (u_2) con la ecuación 24 obtenidos a la altura del buje según $\psi\left(\frac{z}{L}\right)$ que representa la condición atmosférica que puede estar presente en el sitio (ecuaciones 25-27). Esta distribución se presenta en la figura 3.9, misma que indica la probabilidad de los vientos con mayor ocurrencia (líneas y marcadores). En este caso, es más probable que ocurran velocidades del viento alrededor de 6 m/s en condiciones atmosféricamente estables. En condiciones inestables y neutras, la velocidad del viento con mayor frecuencia es 7 m/s. También es posible encontrar vientos de alta velocidad, pero su porcentaje de probabilidad es inferior al 4%.

La PEA se estimó con la ecuación 37 utilizando el aerogenerador WES 30 (ver Tabla 2.3) y sustituyendo los diferentes $Pd(u)$ según corresponde a cada condición atmosférica. En la misma figura 3.9 se presenta la PEA , correspondiente a las tres distribuciones de probabilidad para las diferentes condiciones atmosféricas de la estación TCP. La PEA producida con una condición atmosférica neutra, es decir sin considerar los efectos de la estabilidad atmosférica es la que se tomó como base para la comparación con las otras dos condiciones atmosféricas.

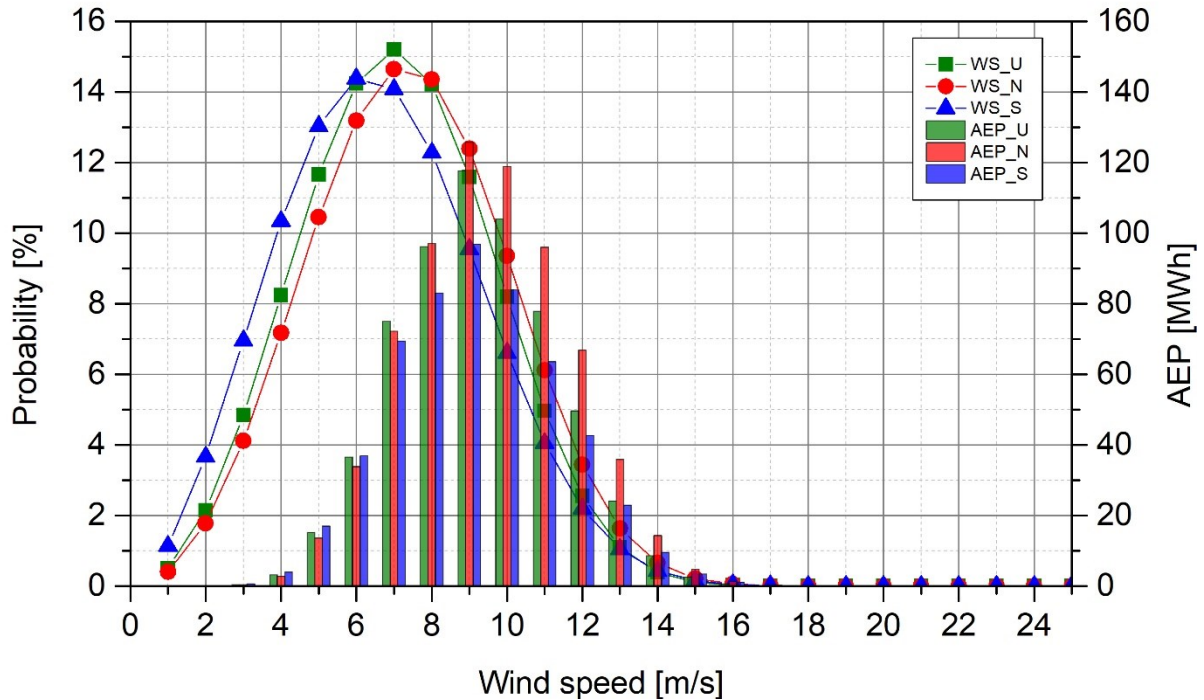


Figura 3.9. Función de probabilidad (líneas y marcadores) y producción de energía anual (barras) estimada de acuerdo con la velocidad de viento bajo diferentes condiciones de estabilidad.

Se observa que, bajo una condición atmosférica inestable, existe una mayor *PEA* ya que tiene mayor probabilidad de ocurrencia a velocidades superiores a 7 m/s. Bajo una atmósfera estable, las velocidades del viento que podrían ocurrir según la $Pd(u)$ son menores pues van desde 1 m/s a 15 m/s. Para el caso de atmósfera estable, a velocidades inferiores a 6 m/s, no se observa diferencia significativa con respecto la *PEA* con la atmósfera inestable pues ambas tienen la velocidad de 7 m/s con mayor ocurrencia. Si bien la velocidad nominal no se presenta con frecuencia bajo ninguna condición atmosférica, es en una atmósfera neutra donde se pueden encontrar velocidades de viento más altas, lo que conduce a una mayor producción de energía.

El factor de capacidad es la relación entre la energía real producida por la turbina durante un año y la energía estimada que produciría si operara continuamente a su potencia nominal durante todo el periodo, en este caso durante un año. La Tabla 3.2 reporta en la primera columna el factor de capacidad (*FC*) según cada condición atmosférica y en la segunda columna la producción de energía anual estimada de acuerdo con la corrección realizada a los diferentes perfiles de velocidad u_2 para cada condición atmosférica que pudiera presentarse en el sitio. La tercera columna de la Tabla 3.2 presenta el porcentaje que tendría cada *FC* en el sitio según el

promedio ponderado de ocurrencia de todos los parámetros con cada condición de estabilidad atmosférica. Este promedio se halló a partir de los porcentajes de periodos obtenidos con cada parámetro para 50 m (Figura 3.6). Aunque los datos solo están disponibles para seis meses, la estimación se realizó para un año (8760 horas) de operación considerando que la distribución de probabilidad de viento que se muestra en la figura 3.9 es la misma. Dado que la evaluación del recurso eólico ya ha sido ampliamente estudiada, se sabe que se requieren series de datos de al menos un año. Sin embargo, en este estudio no nos enfocamos en determinar el recurso eólico presente en el sitio, sino en analizar los efectos de la estabilidad atmosférica en la producción de energía. Por lo tanto, este análisis se puede hacer con los datos disponibles durante 6 meses.

Tabla 3.2. Parámetros de operación de la turbina eólica WES 30 en la estación TCP.

| Condición atmosférica | FC [%] | PEA [MWh] | % FC |
|------------------------------|---------------|------------------|-------------|
| Inestable | 70 | 611.50 | 50 |
| Neutral | 78 | 683.86 | 8 |
| Estable | 61 | 535.38 | 11 |

En la industria eólica generalmente se utiliza la estabilidad neutra para realizar los cálculos de la *PEA*. Sin embargo, en este estudio, en condiciones inestables, la diferencia de *PEA* entre las consideraciones de atmósfera inestable y neutra es de alrededor del 8%. Además, la diferencia de *PEA* entre las consideraciones de atmósfera estable y neutra es del 17% y entre las consideraciones de atmósfera inestable y estable es de alrededor del 9%. Es decir, considerar la atmósfera neutra en lugar de inestable como sucede en el sitio, puede conducir a subestimaciones en la producción de energía, lo que lleva a no poder suministrar la producción de energía que los desarrolladores de los parques eólicos prometieron anteriormente.

Estos resultados demuestran la importancia de considerar las condiciones atmosféricas para la producción de energía. Existen diferencias significativas según la estabilidad atmosférica presente en el sitio.

3.4 Alta frecuencia

Se realizaron mediciones durante 3 días consecutivos de la velocidad del viento con frecuencia de 1 s con las que posteriormente, utilizando la FFT se halló la densidad espectral de energía para estos días segmentados en periodos de 8 horas. Se eligió este intervalo ya que se observa en la Figura 3.5 que la estabilidad atmosférica del sitio cambia de acuerdo con este

mismo patrón. Los resultados de la densidad espectral se presentan en la figura 3.9. En el eje de las abscisas se utiliza una escala logarítmica en ciclos/h y en el eje de las ordenadas una escala lineal. Las Figuras (a) de cada día representan el periodo entre 0 h y 8 h, las (b) entre 8 h y 16 h y las (c) entre 16 h y 24 h. En ellas, se muestran las contribuciones tanto en el rango estático (~horas) como en el rango dinámico (~min y s).

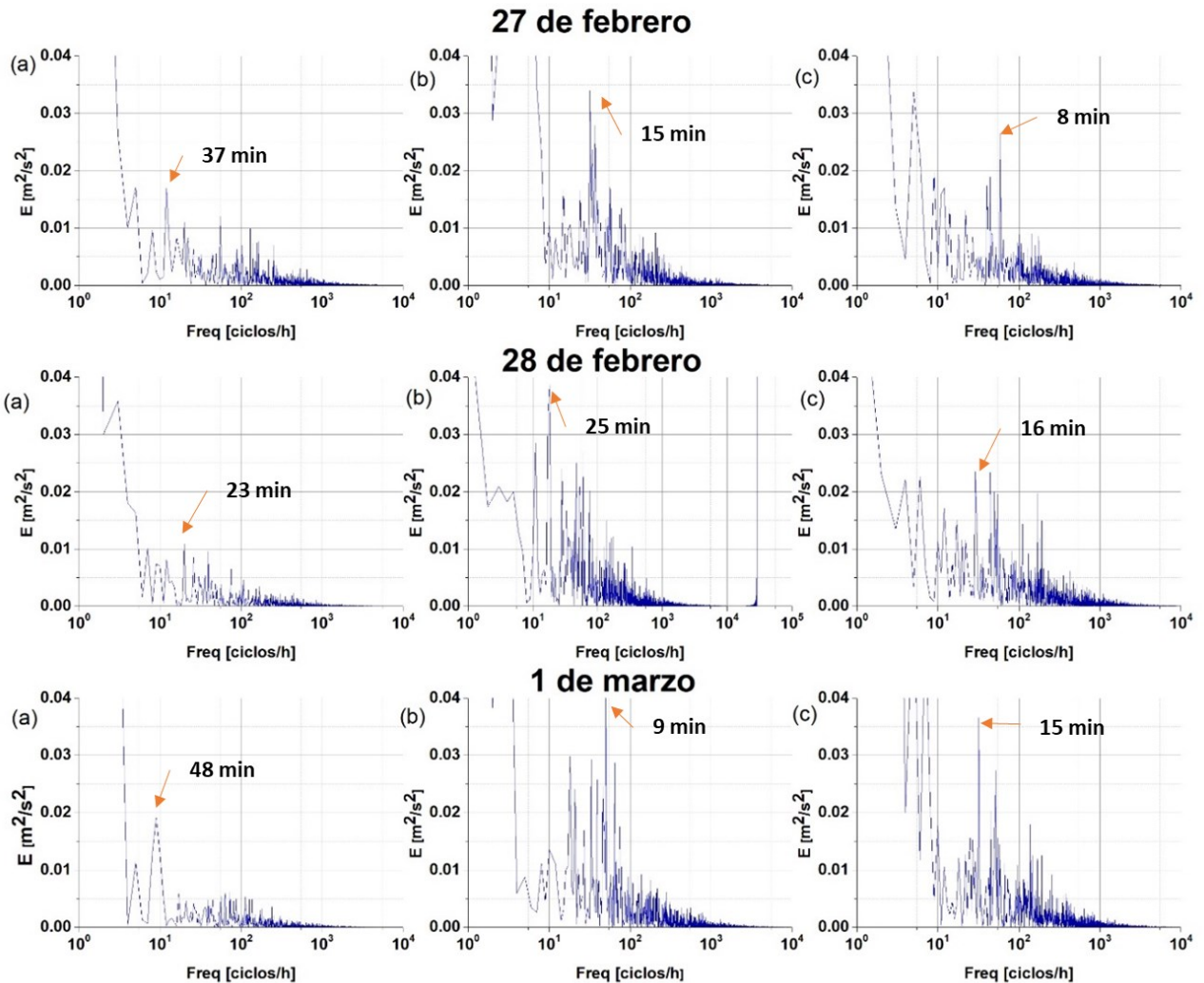


Figura 3.10. Densidad de espectro de energía en periodos de 8 horas para 3 días consecutivos en la estación FIUADY.

En todos los periodos se observa un decaimiento suave en la contribución del espectro de energía pues se tienen varios picos de distintas duraciones temporales que contribuyen en la producción de energía. Esto es contrario a los picos bien definidos mostrados en el espectro de Van der Hoven que sugieren que las contribuciones entre 2 días y 10 min no son significativas ya que se observa una constante en la gráfica [101]. También se observan picos que sobresalen en cada periodo de cada día que tiende a comportarse de forma similar entre los periodos y entre los días. En los 3 casos se observan que los picos de mayor intensidad se encuentran en el periodo entre 8 y 16 h, es decir cuando se tiene mayor insolación y mayores velocidades de viento.

La diferencia entre las magnitudes de los picos de contribución de los periodos de 8 horas probablemente se deba a los cambios en la temperatura de la masa de aire durante el transcurso de las horas y los consiguientes efectos en la estabilidad atmosférica; mientras los picos que sobresalen durante el periodo de 8 h se creen pueden atribuirse al intercambio térmico entre el suelo y la masa de aire propios de la capa superficial atmosférica. Sin embargo, estos resultados solo se pueden obtener al hacer el análisis con los datos de alta frecuencia para poder así, determinar realmente la escala temporal de los picos de mayor contribución de energía.

Ya identificados los picos de mayor contribución y su respectiva escala temporal es posible calcular el diámetro del remolino que genera dicha contribución. Estos diámetros se presentan en la quinta columna de la tabla 3.3. Junto con estos diámetros se identifica la condición atmosférica predominante, de acuerdo con la figura 3.6, en el sitio durante el periodo (cuarta columna) así como la energía del viento contenida en el remolino que es posible aprovechar por una turbina eólica (sexta columna) de acuerdo con la ecuación (38).

Tabla 3.3. Contribución del espectro de energía de remolinos dominantes en la estación FIUADY por periodo de 8 horas.

| Día | Periodo [h] | Escala de tiempo [min] | Estabilidad atmosférica | Diámetro del remolino [km] | Energía del viento [kWh] |
|---------------|-------------|------------------------|-------------------------|----------------------------|--------------------------|
| 27 de febrero | 0-8 | 37 | U | 8.56 | 0.035 |
| | 8-16 | 15 | N | 3.46 | 0.028 |
| | 16-24 | 8 | U | 2.24 | 0.014 |
| 28 de febrero | 0-8 | 23 | U | 4.09 | 0.011 |
| | 8-16 | 25 | N | 7.43 | 0.069 |
| | 16-24 | 16 | U | 4.92 | 0.551 |
| 1 de marzo | 0-8 | 48 | U | 8.53 | 0.039 |
| | 8-16 | 9 | N | 2.61 | 0.227 |
| | 16-24 | 15 | U | 4.03 | 0.035 |

De acuerdo con los resultados obtenidos los remolinos con mayor duración son los que presentan un diámetro mayor y por consiguiente son los que contienen en su interior mayor cantidad de energía. Esto es consistente con el fenómeno descrito por la escala de Kolmogorov. Este tipo de análisis permite conocer la frecuencia de grandes vórtices que pueden ser aprovechados en las turbinas eólicas de parques eólicos a través del control del ángulo de ataque en los álabes, es decir al conocer la frecuencia de los vórtices que generarán mayor energía se pueden modificar los ángulos de los álabes de turbinas eólicas de gran potencia con el fin de aprovecharlos de manera óptima en la generación de energía.

3.5 Impacto económico

Los precios marginales promedio para el mes de febrero para el nodo de Temax otorgados por el CENACE fueron \$1466 para el periodo entre 0 h y 8 h, \$2012 para el intervalo entre 8 h - 16 h y \$2385 para el último periodo entre 16 h y 24 h [191]. Con estos datos y la energía contenida en el viento fue posible determinar los ingresos en la generación de energía eléctrica al aprovechar dicho remolino en una turbina eólica durante el periodo de 8 horas y durante todo el año. Estos resultados son mostrados en la tabla 3.4. Los ingresos de generación de la energía (\$/kWh) se calcularon considerando que la energía espectral tendrá la misma distribución de frecuencias en cada periodo de 8 h durante todo el año.

Tabla 3.4. Costo de generación de la energía contenida en los vórtices dominantes en la estación FIUADY

| Día | Periodo [h] | Energía del viento [kWh] | Ingresos por generación del periodo [\$/kWh] | Ingresos por generación anual [\$/KWh] |
|---------------|-------------|--------------------------|--|--|
| 27 de febrero | 24-8 | 0.035 | 406 | 148,126 |
| | 8-16 | 0.028 | 456 | 166,456 |
| | 16-24 | 0.014 | 271 | 98,852 |
| 28 de febrero | 24-8 | 0.011 | 125 | 45,490 |
| | 8-16 | 0.069 | 1108 | 404,308 |
| | 16-24 | 0.551 | 530 | 193,596 |
| 1 de marzo | 24-8 | 0.039 | 960 | 167,804 |
| | 8-16 | 0.227 | 433 | 158,102 |
| | 16-24 | 0.035 | 675 | 246,179 |

Al analizar los resultados mostrados en la tabla 3.4 se observa que no existe una relación directa entre la energía del viento y los ingresos de generación ya que el precio marginal varía a lo largo del día. Dado que para este nodo los precios más altos en generación son por las tardes es conveniente poner énfasis en conocer con mayor precisión la contribución de estos vórtices para así poder obtener mayores ganancias. Además, esta diferencia de precios se vuelve más significativa cuando se considera un parque eólico en lugar de una sola turbina eólica como en este caso.

En México, en las subastas se fija la cantidad que la planta va a ingresar por MWh generado y entregado al comprador, por lo que la planta recibirá un flujo mensual de dinero pues mes a mes se le irá pagando por la energía realmente entregada. A este importe económico mensual se aplican ajustes horarios y bonificaciones [28]. Al cabo del año de operación se procede a la liquidación de pago por la energía contratada y entregada. En caso de haber déficit se procede a una penalización y en el caso contrario, es decir que la planta resultara con excedentes los bonos se pagan. Por ello, se resalta la importancia de contar con estimaciones más precisas para evitar penalizaciones en la generación eléctrica.

CONCLUSIONES

Los cambios en la industria eólica han involucrado significativamente aspectos de otras áreas, como la meteorología, en particular la estabilidad atmosférica. Sin embargo, varios métodos para encontrar el perfil vertical no tienen en cuenta este parámetro llevando a estimaciones engañosas de las velocidades del viento presentes en un sitio.

El presente estudio utilizó una estación remota para medir la velocidad del viento a 20 y 50 m sobre el nivel del mar. Se encontraron diferencias (≈ 1 m/s) entre las velocidades medias del viento obtenidas durante el día y entre los meses de estudio. Entre las velocidades máximas se pueden encontrar diferencias de hasta 10 m/s en algunos meses. En cuanto al perfil diurno para ambos casos, las mayores velocidades del viento se obtuvieron por la tarde (alrededor de las 16h). También se comprobó la influencia del mar en la dirección preferente del viento ya que la mayoría de las veces procedían del NE y ENE.

La estabilidad atmosférica también se analizó cuatro parámetros de estabilidad atmosférica: cizalladura del viento, IT , R_b y L . Cabe señalar que los dos primeros parámetros se utilizan habitualmente en la industria eólica y los otros dos en micrometeorología.

De acuerdo con el parámetro de IT , el sitio presenta inestabilidad atmosférica tanto a 20 m como a 50 m. Así mismo, la cizalladura del viento también describió el sitio con una atmósfera inestable. Cabe resaltar que por las condiciones del estudio este último parámetro solo se calculó para 50 m.

Además, utilizando datos de boyas marinas, se calcularon los otros dos parámetros de estabilidad, R_b y L . Estos dos parámetros en ambas alturas corroboraron y validaron de forma cruzada la condición predominante en el sitio de interés (inestable). Los resultados mostraron que los supuestos considerados para este sitio son válidos. A partir de estos parámetros se obtuvo que tanto a 20 m como a 50 m se obtuvo una atmósfera predominantemente inestable con más del 50% de ocurrencia del tiempo total del periodo.

Con los datos obtenidos fue posible estimar las velocidades del viento considerando las tres condiciones atmosféricas para finalmente calcular la PEA que se podría obtener de un aerogenerador en particular. Se encontraron diferencias del 9% entre la PEA producida bajo

atmósfera estable e inestable, y diferencias del 8% entre la *PEA* producida bajo atmósfera neutra e inestable, y alrededor del 17% de diferencia entre la *PEA* producida bajo una atmósfera neutra y una atmósfera estable. Es decir, si se considera una atmósfera estable se tendría una subestimación de *PEA* y una sobreestimación en caso de considerar el sitio con una atmósfera neutra.

También, utilizando datos de alta frecuencia (1 Hz) se halló la densidad espectral de energía a partir de la cual se encontraron los vórtices que participan con mayor contribución a la generación de energía. Se caracterizaron estos vórtices y se halló que, a diferencia de lo descrito en la literatura, existen contribuciones en escalas mayores a 10 min y menores a 2 h. Así mismo, se determinaron los ingresos que se puede tener al aprovechar esos vórtices.

Por lo tanto, se puede reafirmar la importancia de conocer las condiciones de estabilidad atmosférica en el sitio elegido para evitar sesgos en la producción de energía. Al considerar estas condiciones atmosféricas, las empresas generadoras podrán contar con herramientas más precisas para el pronóstico del potencial eólico del viento, que como se observó en este estudio, inciden en la estimación de la energía que se puede producir. Los fabricantes también pueden beneficiarse de este análisis ya que la estabilidad atmosférica afecta a las cargas mecánicas de los aerogeneradores o al riesgo de fallo por fatiga e incorporan sistemas de control que pueden mejorar el rendimiento de los aerogeneradores.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] O. Probst, S. Castellanos, and R. Palacios, Eds., *Transforming the Grid Towards Fully Renewable Energy*. Institution of Engineering and Technology, 2020. doi: 10.1049/PBPO159E.
- [2] M. Rivero, A. Reyes, M. Escalante, and O. Probst, “Forecasting of renewable energy generation for grid integration,” in *Transforming the Grid Towards Fully Renewable Energy*, O. Probst, S. Castellanos, and R. Palacios, Eds. Institution of Engineering and Technology, 2020, pp. 219–257. doi: 10.1049/PBPO159E_ch9.
- [3] M. A. E. Soberanis, A. Bassam, and W. Mérida, “Analysis of energy dissipation and turbulence kinetic energy using high frequency data for wind energy applications,” *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, vol. 151, pp. 137–145, Apr. 2016, doi: 10.1016/j.jweia.2016.02.004.
- [4] G. Notton *et al.*, “Intermittent and stochastic character of renewable energy sources: Consequences, cost of intermittence and benefit of forecasting,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 87, no. August 2017, pp. 96–105, May 2018, doi: 10.1016/j.rser.2018.02.007.
- [5] IRENA, “Future of wind: Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects,” International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, United Arab Emirates, 2019. [Online]. Available: https://www.irena.org/-/media/files/irena/agency/publication/2019/oct/irena_future_of_wind_2019.pdf
- [6] IRENA, “Renewable Energy Statistics 2019,” International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, United Arab Emirates, 2019.
- [7] M. Jaganmohan, “Rotor diameter size of onshore wind turbines worldwide from 1990 to 2019,” 2021. Accessed: Mar. 26, 2022. [Online]. Available: <https://www.statista.com/statistics/263901/changes-in-the-size-of-wind-turbines/>
- [8] IRENA, “Renewable Power Generation Costs in 2018,” International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, United Arab Emirates, 2019.
- [9] Office of Energy Efficiency & Renewable, “Wind Turbines: the Bigger, the Better,” 2021. <https://www.energy.gov/eere/articles/wind-turbines-bigger-better#:~:text=A wind turbine’s hub height,as the Statue of Liberty!>
- [10] J. E. Cermak and L. S. Cochran, “Physical modelling of the atmospheric surface layer,” *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, vol. 42, no. 1–3, pp. 935–946, Oct. 1992, doi: 10.1016/0167-6105(92)90100-O.

- [11] P. K. Chaurasiya, S. Ahmed, and V. Warudkar, "Wind characteristics observation using Doppler-SODAR for wind energy applications," *Resource-Efficient Technologies*, vol. 3, no. 4, pp. 495–505, Dec. 2017, doi: 10.1016/j.reffit.2017.07.001.
- [12] F. . Bañuelos Ruedas, C. . Angeles Camacho, J. A. . Serrano García, and D. E. Muciño Morales, "Análisis y Validación de Metodología Usada Para la Obtención de Perfiles de Velocidad de Viento," in *REUNIÓN DE VERANO, RVP-AI'2008*, 2008, pp. 1–8.
- [13] S. Emeis, "Current issues in wind energy meteorology," *Meteorological Applications*, vol. 21, no. 4, pp. 803–819, Oct. 2014, doi: 10.1002/met.1472.
- [14] L. M. Bardal, A. E. Onstad, L. R. Sætran, and J. A. Lund, "Evaluation of methods for estimating atmospheric stability at two coastal sites," *Wind Engineering*, vol. 42, no. 6, pp. 561–575, Dec. 2018, doi: 10.1177/0309524X18780378.
- [15] BP, "Statistical Review of World Energy 2021," BP, London, UK, 2021. [Online]. Available: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2021-full-report.pdf>
- [16] BP, "Statistical Review of World Energy 2022," London, UK, 2022. [Online]. Available: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2022-full-report.pdf>
- [17] REN 21, "Renewables 2022 Global Status Report." REN21 Secretariat, Paris, France, 2022. [Online]. Available: https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/GSR2022_Fact_Sheet_Germany.pdf
- [18] BP, "Statistical Review of World Energy 2019," BP, London, UK, 2019. [Online]. Available: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2019-full-report.pdf>
- [19] REN 21, "Renewables 2020 Global Status Report," REN21 Secretariat, Paris, France, France, 2020.
- [20] GWEC, "Global Wind Report 2019," Brussels, Belgium, 2020.
- [21] GWEC, "Global Wind Report 2021," Global Wind Energy Council, Brussels, Belgium, Mar. 2021. [Online]. Available: <https://gwec.net/wp-content/uploads/2021/03/GWEC-Global-Wind-Report-2021.pdf>
- [22] IRENA, "Renewable Power Generation Costs in 2020," International Renewable Energy Agency, Abu Dabhi, United Arab Emirates, 2021. [Online]. Available: <https://www.irena.org/publications/2021/Jun/Renewable-Power-Costs-in-2020>
- [23] IRENA, "Renewable Power Remains Cost-Competitive amid Fossil Fuel Crisis," *Press Releases*, 2022. <https://www.irena.org/news/pressreleases/2022/Jul/Renewable-Power->

Remains-Cost-Competitive-amid-Fossil-Fuel-Crisis (accessed Jun. 01, 2023).

- [24] REN 21, “Renewables 2021. Global Status Report,” REN21 Secretariat, Paris, France, 2021. [Online]. Available: https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/GSR2021_Full_Report.pdf
- [25] SENER, “Inventario Nacional de Energías Limpias,” *Estadísticas*, 2018. <https://dgel.energia.gob.mx/inel/index.html> (accessed Jul. 12, 2021).
- [26] SENER, “Prospectiva del sector eléctrico 2018-2032,” Secretaría de Energía, México, 2018.
- [27] R. Bracho, F. Flores-Espino, J. Morgenstein, A. Aznar, R. Castillo, and E. Settle, “The Yucatan Peninsula Energy Assessment: Pathways for a Clean and Sustainable Power System,” Golden, CO, USA, 2021. Accessed: Jul. 13, 2021. [Online]. Available: www.nrel.gov/publications.
- [28] M. Martín-Jiménez, “Primera Subasta de Largo Plazo de Energía en México,” *Cuadernos de Energía*, pp. 17–29, 2015.
- [29] Herald de México, “Mauricio Vila Dosal inaugura Parque Eólico ‘Dzilam de Bravo’ en Yucatán,” *El Herald de México*, México, May 2019.
- [30] Novedades Yucatán, “Inauguran el Parque Eólico ‘Progreso’; generará energía para 215 mil viviendas,” *Novedades Yucatán*, Mérida, Yucatán, Aug. 2020. Accessed: Jul. 13, 2021. [Online]. Available: <https://sipse.com/novedades-yucatan/inauguracion-parque-eolico-progreso-inversion-yucatan-energia-renovables-374631.html>
- [31] Herald de México, “Inauguran parque eólico en Tizimín, Yucatán y anuncian construcción de otro,” *El Herald de México*, Dec. 2020. Accessed: Jul. 13, 2021. [Online]. Available: <https://heraldodemexico.com.mx/nacional/2020/12/14/inauguran-parque-eolico-en-tizimin-yucatan-anuncian-construccion-de-otro-235574.html>
- [32] ENEL, “Todo lo que tienes que saber sobre Certificados de Energía Limpia,” 2019. https://www.enel.mx/es/media-center/news/Todo_lo_que_tienes_que_saber_sobre_Certificados_de_Energia_Limpia_CEL (accessed Dec. 18, 2019).
- [33] SENER, “Balance Nacional del Energía 2019,” México, Feb. 2020. Accessed: Jul. 12, 2021. [Online]. Available: <https://www.gob.mx/sener/documentos/balance-nacional-de-energia-2019>
- [34] Z. H. Hulio, W. Jiang, and S. Rehman, “Techno - Economic assessment of wind power potential of Hawke’s Bay using Weibull parameter: A review,” *Energy Strategy Reviews*, vol. 26, p. 100375, Nov. 2019, doi: 10.1016/j.esr.2019.100375.

- [35] J. Pramod, *Wind energy engineering*, 2nd ed. New York, United States: McGraw Hill, 2016.
- [36] K. S. R. Murthy and O. P. Rahi, “A comprehensive review of wind resource assessment,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 72, no. October, pp. 1320–1342, May 2017, doi: 10.1016/j.rser.2016.10.038.
- [37] REN 21, “Renewables 2019 Global Status Report,” REN21 Secretariat, Paris, France, 2019. Accessed: Dec. 18, 2019. [Online]. Available: https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/gsr_2019_full_report_en.pdf
- [38] GWEC, “Global wind report 2018,” Brussels, Belgium, 2019. [Online]. Available: www.gwec.net
- [39] Wind Denmark, “Windpower wiki.” <https://en.winddenmark.dk/wind-in-denmark/education/windpower-wiki>
- [40] R. B. Stull, *An Introduction to Boundary Layer Meteorology*. Dordrecht: Springer Netherlands, 1988. doi: 10.1007/978-94-009-3027-8.
- [41] J. F. Manwell, J. G. McGowan, and A. L. Rogers, *Wind Energy Explained*, 2nd ed. Chichester, UK: Wiley, 2009. doi: 10.1002/9781119994367.
- [42] I. Orlanski, “A Rational Subdivision of Scales for Atmospheric Processes,” *Bulletin of the American Meteorological Society*, vol. 56, no. 5, pp. 527–530, 1975, [Online]. Available: <http://www.jstor.org/stable/26216020>
- [43] IEC, “Wind energy generation systems – Part 12-1: Power performance measurements of electricity producing wind turbines,” International Electrotechnical Commission, Geneva, Switzerland, 2017. [Online]. Available: <https://webstore.iec.ch/publication/26603>
- [44] D. Elliott, M. Schwartz, G. Scott, S. Haymes, D. Heimiller, and R. George, “Atlas de Recursos Eólicos del Estado de Oaxaca.” NREL, Golden, CO. [Online]. Available: <https://www.nrel.gov/docs/fy04osti/35575.pdf>
- [45] S. A. Vargas, G. R. T. Esteves, P. M. Maçaira, B. Q. Bastos, F. L. Cyrino Oliveira, and R. C. Souza, “Wind power generation: A review and a research agenda,” *Journal of Cleaner Production*, vol. 218, pp. 850–870, 2019, doi: 10.1016/j.jclepro.2019.02.015.
- [46] P. Wais, “A review of Weibull functions in wind sector,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 70, no. September, pp. 1099–1107, Apr. 2017, doi: 10.1016/j.rser.2016.12.014.
- [47] B. Alonzo, H.-K. Ringkjøb, B. Jourdir, P. Drobinski, R. Plougouven, and P. Tankov, “Modelling the variability of the wind energy resource on monthly and seasonal timescales,” *Renewable Energy*, vol. 113, pp. 1434–1446, Dec. 2017, doi: 10.1016/j.renene.2017.07.019.

- [48] R. Soler-Bientz, "Preliminary results from a network of stations for wind resource assessment at North of Yucatan Peninsula," *Energy*, vol. 36, no. 1, pp. 538–548, Jan. 2011, doi: 10.1016/j.energy.2010.10.007.
- [49] E.-M. Tastula, B. Galperin, S. Sukoriansky, A. Luhar, and P. Anderson, "The importance of surface layer parameterization in modeling of stable atmospheric boundary layers," *Atmospheric Science Letters*, vol. 16, no. 1, pp. 83–88, Jan. 2015, doi: 10.1002/asl2.525.
- [50] S. Emeis, *Wind Energy Meteorology*, 2nd ed., vol. 99. Berlin, Heidelberg, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2013. doi: 10.1007/978-3-642-30523-8.
- [51] R. Stull, *Practical Meteorology: An Algebra-Based Survey of Atmospheric Science.*, 1.02b. Vancouver, Canada, 2017.
- [52] A. Burgos-Cuevas, D. K. Adams, J. L. García-Franco, and A. Ruiz-Angulo, "A Seasonal Climatology of the Mexico City Atmospheric Boundary Layer," *Boundary-Layer Meteorology*, vol. 180, no. 1, pp. 131–154, Jul. 2021, doi: 10.1007/s10546-021-00615-3.
- [53] J. M. Guevara Díaz, "Cuantificación del perfil del viento hasta 100 m de altura desde la superficie y su incidencia en la climatología eólica," *Terra Nueva Etapa*, vol. XXIX, no. 46, pp. 81–101, 2013, [Online]. Available: <http://www.redalyc.org/articulo.oa?id=72130181006%0ACómo citar>
- [54] T. Foken, *Micrometeorology*, vol. 5, no. 1. Berlin, Heidelberg, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2008. doi: 10.1007/978-3-540-74666-9.
- [55] M. J. Sales Montoliu, "Modelización de la capa límite planetaria bajo condiciones de forzamiento atmosférico mesoescalar. Análisis de sensibilidad de distintas parametrizaciones y esquemas numéricos," UNED, 2016.
- [56] L. Tian, Y. Song, N. Zhao, W. Shen, T. Wang, and C. Zhu, "Numerical investigations into the idealized diurnal cycle of atmospheric boundary layer and its impact on wind turbine's power performance," *Renewable Energy*, vol. 145, pp. 419–427, Jan. 2020, doi: 10.1016/j.renene.2019.05.038.
- [57] J. Schmidt, C.-Y. Chang, M. Dörenkämper, M. Salimi, T. Teichmann, and B. Stoevesandt, "The consideration of atmospheric stability within wind farm AEP calculations," *Journal of Physics: Conference Series*, vol. 749, no. 1, p. 012002, Sep. 2016, doi: 10.1088/1742-6596/749/1/012002.
- [58] D. Camuffo, "Atmospheric Stability and Pollutant Dispersion," in *Microclimate for Cultural Heritage*, Elsevier, 2019, pp. 175–196. doi: 10.1016/B978-0-444-64106-9.00010-9.
- [59] M. K. Srivastava and P. P. Sarthi, "Turbulent kinetic energy in the atmospheric surface layer during the summer monsoon," *Meteorological Applications*, vol. 9, no. 2, p.

S1350482702002098, Jun. 2002, doi: 10.1017/S1350482702002098.

- [60] J. Rohatgi and G. Barbezier, "Wind turbulence and atmospheric stability — Their effect on wind turbine output," *Renewable Energy*, vol. 16, no. 1–4, pp. 908–911, Jan. 1999, doi: 10.1016/S0960-1481(98)00308-5.
- [61] A. B. Tabrizi, J. Whale, T. Lyons, and T. Urmee, "Extent to which international wind turbine design standard, IEC61400-2 is valid for a rooftop wind installation," *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, vol. 139, no. January 2018, pp. 50–61, Apr. 2015, doi: 10.1016/j.jweia.2015.01.006.
- [62] R. J. A. M. Stevens and C. Meneveau, "Flow Structure and Turbulence in Wind Farms," *Annual Review of Fluid Mechanics*, vol. 49, no. 1, pp. 311–339, Jan. 2017, doi: 10.1146/annurev-fluid-010816-060206.
- [63] Scintec Corporation, "Compact High-Performance Sodar Wind Profiler SFAS." USA. [Online]. Available: www.scintec.com
- [64] A. S. Monin and A. M. Obukhov, "Basic laws of turbulent mixing in the surface layer of the atmosphere," *Tr Akad Nauk SSSR Geophys Inst*, vol. 24, no. 151, pp. 163–187, 1959.
- [65] S. Wharton and J. K. Lundquist, "Assessing atmospheric stability and its impacts on rotor-disk wind characteristics at an onshore wind farm," *Wind Energy*, vol. 15, no. 4, pp. 525–546, May 2012, doi: 10.1002/we.483.
- [66] T. Göçmen, P. Van Der Laan, P.-E. Réthoré, A. P. Diaz, G. C. Larsen, and S. Ott, "Wind turbine wake models developed at the technical university of Denmark: A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 60, pp. 752–769, Jul. 2016, doi: 10.1016/j.rser.2016.01.113.
- [67] P. Buenestado Caballero, "Análisis y Caracterización de la Capa Superficial Atmosférica," Universitat de Barcelona, 2003.
- [68] R. J. Barthelmie *et al.*, "The role of atmospheric stability/turbulence on wakes at the Egmond aan Zee offshore wind farm," *Journal of Physics: Conference Series*, vol. 625, no. 1, p. 012002, Jun. 2015, doi: 10.1088/1742-6596/625/1/012002.
- [69] M. C. Holtslag, W. A. A. M. Bierbooms, and G. J. W. van Bussel, "Estimating atmospheric stability from observations and correcting wind shear models accordingly," *Journal of Physics: Conference Series*, vol. 555, no. 1, p. 012052, Dec. 2014, doi: 10.1088/1742-6596/555/1/012052.
- [70] M. M. A. Hussein, "Impact of atmospheric stability conditions on heat fluxes from Alexandria Eastern Harbor, Egypt," *The Egyptian Journal of Aquatic Research*, vol. 45, no. 4, pp. 313–319, Dec. 2019, doi: 10.1016/j.ejar.2019.10.001.

- [71] S. Wharton and J. Lundquist, "Atmospheric Stability Impacts on Power Curves of Tall Wind Turbines - An Analysis of a West Coast North American Wind Farm," Livermore, CA (United States), CA (United States), Feb. 2010. doi: 10.2172/973337.
- [72] A. Castro, M; González, R. y Portela, "Parametrización de la capa límite atmosférica en los modelos numéricos de pronóstico meteorológico," *Física de la Tierra*, vol. 3, España, pp. 103–138, 1991.
- [73] G. Sugiyama and J. S. Nasstrom, "Methods for determining the height of the atmospheric boundary layer," Livermore, CA (United States), CA (United States), Feb. 1999. doi: 10.2172/8191.
- [74] A. Schaffarczyk and A. Jeromin, "Measurements of High-Frequency Atmospheric Turbulence and Its Impact on the Boundary Layer of Wind Turbine Blades," *Applied Sciences*, vol. 8, no. 9, p. 1417, Aug. 2018, doi: 10.3390/app8091417.
- [75] L. S. Freire, M. Chamecki, E. Bou-Zeid, and N. L. Dias, "Critical flux Richardson number for Kolmogorov turbulence enabled by TKE transport," *Quarterly Journal of the Royal Meteorological Society*, vol. 145, no. 721, pp. 1551–1558, Apr. 2019, doi: 10.1002/qj.3511.
- [76] S. K. Venayagamoorthy and J. R. Koseff, "On the flux Richardson number in stably stratified turbulence," *Journal of Fluid Mechanics*, vol. 798, p. R1, Jul. 2016, doi: 10.1017/jfm.2016.340.
- [77] American Meteorological Society, "Glossary of meteorology." <https://glossary.ametsoc.org/>
- [78] L. Herrera-Mejía and C. D. Hoyos, "Characterization of the atmospheric boundary layer in a narrow tropical valley using remote-sensing and radiosonde observations and the WRF model: the Aburrá Valley case-study," *Quarterly Journal of the Royal Meteorological Society*, vol. 145, no. 723, pp. 2641–2665, Jul. 2019, doi: 10.1002/qj.3583.
- [79] L. Zhan, S. Letizia, and G. Valerio Iungo, "LiDAR measurements for an onshore wind farm: Wake variability for different incoming wind speeds and atmospheric stability regimes," *Wind Energy*, vol. 23, no. 3, pp. 501–527, Mar. 2020, doi: 10.1002/we.2430.
- [80] H. Richardson, S. Basu, and A. A. M. Holtslag, "Improving Stable Boundary-Layer Height Estimation Using a Stability-Dependent Critical Bulk Richardson Number," *Boundary-Layer Meteorology*, vol. 148, no. 1, pp. 93–109, Jul. 2013, doi: 10.1007/s10546-013-9812-3.
- [81] M. I. Bahamonde and S. P. Litrán, "Study of the energy production of a wind turbine in the open sea considering the continuous variations of the atmospheric stability and the sea surface roughness," *Renewable Energy*, vol. 135, pp. 163–175, May 2019, doi: 10.1016/j.renene.2018.11.075.

- [82] N. Ebuchi, Y. Toba, and H. Kawamura, "Statistical study on the local equilibrium between wind and wind waves by using data from ocean data buoy stations," *Journal of Oceanography*, vol. 48, no. 1, pp. 77–92, Apr. 1992, doi: 10.1007/BF02234033.
- [83] E. L. Deacon, "Vertical diffusion in the lowest layers of the atmosphere," *Quarterly Journal of the Royal Meteorological Society*, vol. 75, no. 323, pp. 89–103, Jan. 1949, doi: 10.1002/qj.49707532312.
- [84] F. L. Martin, "A new method of computing the Deacon wind profile parameters," *Journal of Geophysical Research*, vol. 65, no. 2, pp. 623–628, Feb. 1960, doi: 10.1029/JZ065i002p00623.
- [85] M. E. Grainger and H. Lister, "Wind Speed, Stability and Eddy Viscosity over Melting Ice Surfaces," *Journal of Glaciology*, vol. 6, no. 43, pp. 101–127, Jan. 1966, doi: 10.3189/S0022143000019109.
- [86] G. E. McVehil, "Wind and temperature profiles near the ground in stable stratification," *Quarterly Journal of the Royal Meteorological Society*, vol. 90, no. 384, pp. 136–146, Apr. 1964, doi: 10.1002/qj.49709038403.
- [87] U. Högström, "An experimental study on atmospheric diffusion," *Tellus*, vol. 16, no. 2, pp. 205–251, Jan. 1964, doi: 10.3402/tellusa.v16i2.8915.
- [88] R. Van Grieken and K. Janssens, Eds., *Cultural Heritage Conservation and Environmental Impact Assessment by Non-Destructive Testing and Micro-Analysis*, 1st ed. London, UK: CRC Press, 2004. doi: 10.1201/9781482283983.
- [89] O. G. Sutton, "The logarithmic law of wind structure near the ground," *Quarterly Journal of the Royal Meteorological Society*, vol. 63, no. 268, pp. 105–107, Jan. 1937, doi: 10.1002/qj.49706326820.
- [90] G. Martín García, "Comparación de los distintos modelos para la difusión de contaminantes emitidos por fuentes puntuales," Universidad Politécnica de Cartagena, 2017.
- [91] S. Wharton and J. K. Lundquist, "Atmospheric stability affects wind turbine power collection," *Environmental Research Letters*, vol. 7, no. 1, p. 014005, Mar. 2012, doi: 10.1088/1748-9326/7/1/014005.
- [92] M. L. Kubik, P. J. Coker, J. F. Barlow, and C. Hunt, "A study into the accuracy of using meteorological wind data to estimate turbine generation output," *Renewable Energy*, vol. 51, pp. 153–158, Mar. 2013, doi: 10.1016/j.renene.2012.08.084.
- [93] G. Gualtieri, "Atmospheric stability varying wind shear coefficients to improve wind resource extrapolation: A temporal analysis," *Renewable Energy*, vol. 87, pp. 376–390, Mar. 2016, doi: 10.1016/j.renene.2015.10.034.

- [94] C. M. St. Martin, J. K. Lundquist, A. Clifton, G. S. Poulos, and S. J. Schreck, "Wind turbine power production and annual energy production depend on atmospheric stability and turbulence," *Wind Energy Science*, vol. 1, no. 2, pp. 221–236, Nov. 2016, doi: 10.5194/wes-1-221-2016.
- [95] J. Newman and P. Klein, "The Impacts of Atmospheric Stability on the Accuracy of Wind Speed Extrapolation Methods," *Resources*, vol. 3, no. 1, pp. 81–105, Jan. 2014, doi: 10.3390/resources3010081.
- [96] D.-Y. Kim, Y.-H. Kim, and B.-S. Kim, "Changes in wind turbine power characteristics and annual energy production due to atmospheric stability, turbulence intensity, and wind shear," *Energy*, vol. 214, p. 119051, Jan. 2021, doi: 10.1016/j.energy.2020.119051.
- [97] V.-M. Kumer, J. Reuder, M. Dorninger, R. Zauner, and V. Grubišić, "Turbulent kinetic energy estimates from profiling wind LiDAR measurements and their potential for wind energy applications," *Renewable Energy*, vol. 99, pp. 898–910, Dec. 2016, doi: 10.1016/j.renene.2016.07.014.
- [98] O. Jarrín, "Descripciones determinísticas de la turbulencia en las ecuaciones de Navier-Stokes." Universidad San Francisco de Quito, Ecuador, pp. 1–7, 2015.
- [99] E. Y. Ortíz Durán, "Medición y caracterización de la turbulencia atmosférica en Bogotá y su influencia en la dispersión de contaminantes," Universidad Nacional de Colombia, 2016. [Online]. Available: <https://repositorio.unal.edu.co/handle/unal/58927>
- [100] R. Krishnamurthy, R. Calhoun, B. Billings, and J. Doyle, "Wind turbulence estimates in a valley by coherent Doppler lidar," *Meteorological Applications*, vol. 18, no. 3, pp. 361–371, Sep. 2011, doi: 10.1002/met.263.
- [101] I. Van der Hoven, "Power spectrum of horizontal wind speed in the frequency range from 0.0007 to 900 cycles per hour," *Journal of Meteorology*, vol. 14, no. 2, pp. 160–164, Apr. 1957, doi: 10.1175/1520-0469(1957)014<0160:PSOHWS>2.0.CO;2.
- [102] G. Gualtieri, "A comprehensive review on wind resource extrapolation models applied in wind energy," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 102, no. April 2018, pp. 215–233, Mar. 2019, doi: 10.1016/j.rser.2018.12.015.
- [103] H. Kikumoto, R. Ooka, H. Sugawara, and J. Lim, "Observational study of power-law approximation of wind profiles within an urban boundary layer for various wind conditions," *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, vol. 164, no. March 2016, pp. 13–21, May 2017, doi: 10.1016/j.jweia.2017.02.003.
- [104] X. Han, D. Liu, C. Xu, and W. Z. Shen, "Atmospheric stability and topography effects on wind turbine performance and wake properties in complex terrain," *Renewable Energy*, vol.

126, pp. 640–651, Oct. 2018, doi: 10.1016/j.renene.2018.03.048.

- [105] N. Reiminger *et al.*, “Effects of wind speed and atmospheric stability on the air pollution reduction rate induced by noise barriers,” *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, vol. 200, no. March, p. 104160, May 2020, doi: 10.1016/j.jweia.2020.104160.
- [106] S. Wharton *et al.*, “Influence of regional nighttime atmospheric regimes on canopy turbulence and gradients at a closed and open forest in mountain-valley terrain,” *Agricultural and Forest Meteorology*, vol. 237–238, pp. 18–29, May 2017, doi: 10.1016/j.agrformet.2017.01.020.
- [107] C. J. Desmond, S. J. Watson, and P. E. Hancock, “Modelling the wind energy resource in complex terrain and atmospheres. Numerical simulation and wind tunnel investigation of non-neutral forest canopy flow,” *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, vol. 166, no. February, pp. 48–60, Jul. 2017, doi: 10.1016/j.jweia.2017.03.014.
- [108] J. Nielson, K. Bhaganagar, R. Meka, and A. Alaeddini, “Using atmospheric inputs for Artificial Neural Networks to improve wind turbine power prediction,” *Energy*, vol. 190, p. 116273, Jan. 2020, doi: 10.1016/j.energy.2019.116273.
- [109] L. Kantha and H. Luce, “Mixing Coefficient in Stably Stratified Flows,” *Journal of Physical Oceanography*, vol. 48, no. 11, pp. 2649–2665, Nov. 2018, doi: 10.1175/JPO-D-18-0139.1.
- [110] K. Babić, M. W. Rotach, and Z. B. Klaić, “Evaluation of local similarity theory in the wintertime nocturnal boundary layer over heterogeneous surface,” *Agricultural and Forest Meteorology*, vol. 228–229, pp. 164–179, Nov. 2016, doi: 10.1016/j.agrformet.2016.07.002.
- [111] S. Pol, A. Wenner, and L. Castillo, “Buoyancy jump at wind turbine wake interface,” *Renewable Energy*, vol. 114, pp. 1224–1231, Dec. 2017, doi: 10.1016/j.renene.2017.07.067.
- [112] Y. KITAMURA, A. HORI, and T. YAGI, “Flux Richardson Number and Turbulent Prandtl Number in a Developing Stable Boundary Layer,” *Journal of the Meteorological Society of Japan Ser II*, vol. 91, no. 5, pp. 655–666, 2013, doi: 10.2151/jmsj.2013-507.
- [113] E. R. PARDYJAK, P. MONTI, and H. J. S. FERNANDO, “Flux Richardson number measurements in stable atmospheric shear flows,” *Journal of Fluid Mechanics*, vol. 459, no. 2, pp. 307–316, May 2002, doi: 10.1017/S0022112002008406.
- [114] S. Basu, A. A. M. Holtslag, L. Caporaso, A. Riccio, and G.-J. Steeneveld, “Observational Support for the Stability Dependence of the Bulk Richardson Number Across the Stable Boundary Layer,” *Boundary-Layer Meteorology*, vol. 150, no. 3, pp. 515–523, Mar. 2014, doi: 10.1007/s10546-013-9878-y.

- [115] B. L. Sudeepkumar, C. A. Babu, and H. Varikoden, "Atmospheric boundary layer height and surface parameters: Trends and relationships over the west coast of India," *Atmospheric Research*, vol. 245, no. April, p. 105050, Nov. 2020, doi: 10.1016/j.atmosres.2020.105050.
- [116] N. M. Zoumakis and A. G. Kelessis, "The dependence of the bulk Richardson number on stability in the surface layer," *Boundary-Layer Meteorology*, vol. 57, no. 4, pp. 407–414, Dec. 1991, doi: 10.1007/BF00120057.
- [117] M. C. Holtslag, W. A. A. M. Bierbooms, and G. J. W. van Bussel, "Extending the diabatic surface layer wind shear profile for offshore wind energy," *Renewable Energy*, vol. 101, pp. 96–110, Feb. 2017, doi: 10.1016/j.renene.2016.08.031.
- [118] J. S. Rodrigo *et al.*, "Atmospheric stability assessment for the characterization of offshore wind conditions," *Journal of Physics: Conference Series*, vol. 625, no. 1, p. 012044, Jun. 2015, doi: 10.1088/1742-6596/625/1/012044.
- [119] M. Dörenkämper, B. Witha, G. Steinfeld, D. Heinemann, and M. Kühn, "The impact of stable atmospheric boundary layers on wind-turbine wakes within offshore wind farms," *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, vol. 144, pp. 146–153, Sep. 2015, doi: 10.1016/j.jweia.2014.12.011.
- [120] S. Emeis, "Upper limit for wind shear in stably stratified conditions expressed in terms of a bulk Richardson number," *Meteorologische Zeitschrift*, vol. 26, no. 4, pp. 421–430, Oct. 2017, doi: 10.1127/metz/2017/0828.
- [121] G. Duan and K. Ngan, "Influence of thermal stability on the ventilation of a 3-D building array," *Building and Environment*, vol. 183, p. 106969, Oct. 2020, doi: 10.1016/j.buildenv.2020.106969.
- [122] D. Tao, K. Emanuel, F. Zhang, R. Rotunno, M. M. Bell, and R. G. Nystrom, "Evaluation of the Assumptions in the Steady-State Tropical Cyclone Self-Stratified Outflow Using Three-Dimensional Convection-Allowing Simulations," *Journal of the Atmospheric Sciences*, vol. 76, no. 9, pp. 2995–3009, Sep. 2019, doi: 10.1175/JAS-D-19-0033.1.
- [123] J. S. Touma, "Dependence of the Wind Profile Power Law on Stability for Various Locations," *Journal of the Air Pollution Control Association*, vol. 27, no. 9, pp. 863–866, Sep. 1977, doi: 10.1080/00022470.1977.10470503.
- [124] A. Clifton, L. Kilcher, J. K. Lundquist, and P. Fleming, "Using machine learning to predict wind turbine power output," *Environmental Research Letters*, vol. 8, no. 2, p. 024009, Jun. 2013, doi: 10.1088/1748-9326/8/2/024009.
- [125] M. Vahidzadeh and C. D. Markfort, "Modified Power Curves for Prediction of Power Output

- of Wind Farms,” *Energies*, vol. 12, no. 9, p. 1805, May 2019, doi: 10.3390/en12091805.
- [126] P. K. Sharma, V. Warudkar, and S. Ahmed, “Effect of atmospheric stability on the wind resource extrapolating models for large capacity wind turbines: a comparative analysis of power law, log law, Deaves and Harris model,” *Energy Procedia*, vol. 158, pp. 1235–1240, Feb. 2019, doi: 10.1016/j.egypro.2019.01.313.
- [127] W. A. El-Askary, I. M. Sakr, A. M. AbdelSalam, and M. R. Abuhegazy, “Modeling of wind turbine wakes under thermally-stratified atmospheric boundary layer,” *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, vol. 160, no. November 2016, pp. 1–15, Jan. 2017, doi: 10.1016/j.jweia.2016.11.001.
- [128] C. Lopez-Villalobos, O. Rodriguez-Hernandez, R. Campos-Amezcuca, G. Hernandez-Cruz, O. Jaramillo, and J. Mendoza, “Wind Turbulence Intensity at La Ventosa, Mexico: A Comparative Study with the IEC61400 Standards,” *Energies*, vol. 11, no. 11, p. 3007, Nov. 2018, doi: 10.3390/en11113007.
- [129] G. Ren, J. Liu, J. Wan, F. Li, Y. Guo, and D. Yu, “The analysis of turbulence intensity based on wind speed data in onshore wind farms,” *Renewable Energy*, vol. 123, pp. 756–766, Aug. 2018, doi: 10.1016/j.renene.2018.02.080.
- [130] I. F. Syed Ahmed Kabir and E. Y. K. Ng, “Effect of different atmospheric boundary layers on the wake characteristics of NREL phase VI wind turbine,” *Renewable Energy*, vol. 130, pp. 1185–1197, Jan. 2019, doi: 10.1016/j.renene.2018.08.083.
- [131] K. Babić and M. W. Rotach, “Turbulence kinetic energy budget in the stable boundary layer over a heterogeneous surface,” *Quarterly Journal of the Royal Meteorological Society*, vol. 144, no. 713, pp. 1045–1062, Apr. 2018, doi: 10.1002/qj.3274.
- [132] Y. Kitamura and S. Nishizawa, “Estimation of energy dissipation caused by odd order difference schemes for an unstable planetary boundary layer,” *Atmospheric Science Letters*, vol. 20, no. 6, p. e905, Jun. 2019, doi: 10.1002/asl.905.
- [133] V. Banakh and I. Smalikho, “Lidar Studies of Wind Turbulence in the Stable Atmospheric Boundary Layer,” *Remote Sensing*, vol. 10, no. 8, p. 1219, Aug. 2018, doi: 10.3390/rs10081219.
- [134] B. Subramanian, N. Chokani, and R. S. Abhari, “Impact of atmospheric stability on wind turbine wake evolution,” *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, vol. 176, no. March, pp. 174–182, May 2018, doi: 10.1016/j.jweia.2018.03.014.
- [135] F. Pasquill, “The Estimation of the Dispersion of Windborne Material,” *Meteorological Management*, vol. 90, no. 1, pp. 33–49, 1961.
- [136] H. L. Chapman, “Performance Test of the Pasquill Stability Classification Scheme,”

- University of Wisconsin-Milwaukee, 2017. [Online]. Available: <https://dc.uwm.edu/etd/1453>
- [137] F. A. Gifford, "Use of Routine Meteorological Observations for Estimating Atmospheric Dispersion," *Nuclear Safety*, vol. 2, pp. 47–51, 1961.
- [138] J. F. Sánchez-Pérez, M. R. Mena-Requena, and M. Cánovas, "Mathematical modeling and simulation of a gas emission source using the network simulation method," *Mathematics*, vol. 8, no. 11, pp. 1–18, 2020, doi: 10.3390/math8111996.
- [139] K. B. Schnelle, *Micrometeorology*, no. (1974). Berlin, Heidelberg, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2008. doi: 10.1007/978-3-540-74666-9.
- [140] D. B. Turner, "A Diffusion Model for an Urban Area," *Journal of Applied Meteorology*, vol. 3, no. 1, pp. 83–91, Feb. 1964, doi: 10.1175/1520-0450(1964)003<0083:ADMFAU>2.0.CO;2.
- [141] S.-E. Gryning, E. Batchvarova, B. Brümmner, H. Jørgensen, and S. Larsen, "On the extension of the wind profile over homogeneous terrain beyond the surface boundary layer," *Boundary-Layer Meteorology*, vol. 124, no. 2, pp. 251–268, Jul. 2007, doi: 10.1007/s10546-007-9166-9.
- [142] K. S. Hansen, R. J. Barthelmie, L. E. Jensen, and A. Sommer, "The impact of turbulence intensity and atmospheric stability on power deficits due to wind turbine wakes at Horns Rev wind farm," *Wind Energy*, vol. 15, no. 1, pp. 183–196, Jan. 2012, doi: 10.1002/we.512.
- [143] A. Platis, M. Hundhausen, A. Lampert, S. Emeis, and J. Bange, "The Role of Atmospheric Stability and Turbulence in Offshore Wind-Farm Wakes in the German Bight," *Boundary-Layer Meteorology*, vol. 182, no. 3, pp. 441–469, Mar. 2022, doi: 10.1007/s10546-021-00668-4.
- [144] M. Rivero and F. S. Sellschopp-Sanchez, "Wind park electric power estimation based on the Jensen wake model," in *2018 IEEE International Autumn Meeting on Power, Electronics and Computing (ROPEC)*, Nov. 2018, pp. 1–6. doi: 10.1109/ROPEC.2018.8661471.
- [145] D.-Y. Kim and B.-S. Kim, "Differences in wind farm energy production based on the atmospheric stability dissipation rate: Case study of a 30 MW onshore wind farm," *Energy*, vol. 239, pp. 122–380, Jan. 2022, doi: 10.1016/j.energy.2021.122380.
- [146] J. Roy, S.B.; Sharp, "Why atmospheric stability matters in wind assessment," *NA Windpower vol. 9*, 2013. https://nawindpower.com/online/issues/NAW1301/FEAT_06_Why_Atmospheric.html (accessed Dec. 19, 2019).
- [147] Y. Sakagami, P. Santos, R. Haas, J. Passos, and F. Taves, "Logarithmic Wind Profile: A Stability Wind Shear Term," *Atmospheric and Oceanic Physics*, no. May, pp. 1–14, 2014, doi: <https://doi.org/10.48550/arXiv.1405.5158>.

- [148] L. M. Bardal, L. R. Sætran, and E. Wangsnæs, "Performance Test of a 3MW Wind Turbine – Effects of Shear and Turbulence," *Energy Procedia*, vol. 80, pp. 83–91, 2015, doi: 10.1016/j.egypro.2015.11.410.
- [149] A. Peña and A. N. Hahmann, "Atmospheric stability and turbulence fluxes at Horns Rev—an intercomparison of sonic, bulk and WRF model data," *Wind Energy*, vol. 15, no. 5, pp. 717–731, Jul. 2012, doi: 10.1002/we.500.
- [150] G. Gualtieri and S. Secci, "Comparing methods to calculate atmospheric stability-dependent wind speed profiles: A case study on coastal location," *Renewable Energy*, vol. 36, no. 8, pp. 2189–2204, Aug. 2011, doi: 10.1016/j.renene.2011.01.023.
- [151] H.-C. Lim, "Atmospheric stability of surface boundary layer in coastal region of the Wol-Ryong site," *Physica A: Statistical Mechanics and its Applications*, vol. 391, no. 15, pp. 3875–3884, Aug. 2012, doi: 10.1016/j.physa.2012.03.022.
- [152] W. C. Radünz *et al.*, "Influence of atmospheric stability on wind farm performance in complex terrain," *Applied Energy*, vol. 282, pp. 116–149, Jan. 2021, doi: 10.1016/j.apenergy.2020.116149.
- [153] A. Sathe, S.-E. Gryning, and A. Peña, "Comparison of the atmospheric stability and wind profiles at two wind farm sites over a long marine fetch in the North Sea," *Wind Energy*, vol. 14, no. 6, pp. 767–780, Sep. 2011, doi: 10.1002/we.456.
- [154] M. Motta, R. J. Barthelmie, and P. Vølund, "The influence of non-logarithmic wind speed profiles on potential power output at Danish offshore sites," *Wind Energy*, vol. 8, no. 2, pp. 219–236, Apr. 2005, doi: 10.1002/we.146.
- [155] B. A. Rodríguez de Torres, "Caracterización turbulenta de la capa superficial atmosférica en un terreno no homogéneo," Madrid, 627, 1989.
- [156] J. Sumner and C. Masson, "Influence of Atmospheric Stability on Wind Turbine Power Performance Curves," *Journal of Solar Energy Engineering*, vol. 128, no. 4, pp. 531–538, Nov. 2006, doi: 10.1115/1.2347714.
- [157] R. Byrne, N. J. Hewitt, P. Griffiths, and P. MacArtain, "An assessment of the mesoscale to microscale influences on wind turbine energy performance at a peri-urban coastal location from the Irish wind atlas and onsite LiDAR measurements," *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 36, no. September, p. 100537, Dec. 2019, doi: 10.1016/j.seta.2019.100537.
- [158] C. W. Kent, C. S. B. Grimmond, D. Gatey, and J. F. Barlow, "Assessing methods to extrapolate the vertical wind-speed profile from surface observations in a city centre during strong winds," *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, vol. 173, no.

December 2017, pp. 100–111, Feb. 2018, doi: 10.1016/j.jweia.2017.09.007.

- [159] J. Cogan, “Evaluation of model-generated vertical profiles of meteorological variables: method and initial results,” *Meteorological Applications*, vol. 24, no. 2, pp. 219–229, Apr. 2017, doi: 10.1002/met.1620.
- [160] D. Kim, T. Kim, G. Oh, J. Huh, and K. Ko, “A comparison of ground-based LiDAR and met mast wind measurements for wind resource assessment over various terrain conditions,” *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, vol. 158, no. September, pp. 109–121, Nov. 2016, doi: 10.1016/j.jweia.2016.09.011.
- [161] R. R. Mathur, J. A. Rice, A. Swift, and J. Chapman, “Economic analysis of Lidar-based proactively controlled wind turbines,” *Renewable Energy*, vol. 103, pp. 156–170, Apr. 2017, doi: 10.1016/j.renene.2016.10.069.
- [162] C. A. Paulson, “The Mathematical Representation of Wind Speed and Temperature Profiles in the Unstable Atmospheric Surface Layer,” *Journal of Applied Meteorology*, vol. 9, no. 6, pp. 857–861, Dec. 1970, doi: 10.1175/1520-0450(1970)009<0857:TMROWS>2.0.CO;2.
- [163] Z. R. Shu, Q. S. Li, Y. C. He, and P. W. Chan, “Observational study of veering wind by Doppler wind profiler and surface weather station,” *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, vol. 178, no. December 2017, pp. 18–25, Jul. 2018, doi: 10.1016/j.jweia.2018.05.001.
- [164] L. Liu and R. J. A. M. Stevens, “Effects of atmospheric stability on the performance of a wind turbine located behind a three-dimensional hill,” *Renewable Energy*, vol. 175, pp. 926–935, Sep. 2021, doi: 10.1016/j.renene.2021.05.035.
- [165] W. G. J. H. M. Van Sark, H. C. Van der Velde, J. P. Coelingh, and W. A. A. M. Bierbooms, “Do we really need rotor equivalent wind speed?,” *Wind Energy*, vol. 22, no. 6, pp. 745–763, Jun. 2019, doi: 10.1002/we.2319.
- [166] R. Wagner *et al.*, “Rotor equivalent wind speed for power curve measurement – comparative exercise for IEA Wind Annex 32,” *Journal of Physics: Conference Series*, vol. 524, p. 012108, Jun. 2014, doi: 10.1088/1742-6596/524/1/012108.
- [167] G. C. . Larsen, S. Ott, J. Troldborg, Niels; Chougule, Abhijit S.; Mann, E. Macheaux, T. J. . Verelst, David Robert; Larsen, and F. Mirzaei, Mahmood; Bertagnolio, “Impact of atmospheric stability conditions on wind farm loading and production,” DTU Wind energy, 2016. [Online]. Available: https://backend.orbit.dtu.dk/ws/portalfiles/portal/150861769/Final_Report_EUDP_DTU_9_with_front_page.pdf
- [168] S. Emeis, “A simple analytical wind park model considering atmospheric stability,” *Wind*

Energy, vol. 13, no. 5, pp. 459–469, Dec. 2009, doi: 10.1002/we.367.

- [169] T. Göçmen and G. Giebel, “Estimation of turbulence intensity using rotor effective wind speed in Lillgrund and Horns Rev-I offshore wind farms,” *Renewable Energy*, vol. 99, pp. 524–532, Dec. 2016, doi: 10.1016/j.renene.2016.07.038.
- [170] R. Wagner, M. Courtney, J. Gottschall, and P. Lindelöw-Marsden, “Accounting for the speed shear in wind turbine power performance measurement,” *Wind Energy*, vol. 14, no. 8, pp. 993–1004, Nov. 2011, doi: 10.1002/we.509.
- [171] P. A. A. Santos, Y. Sakagami, R. Haas, J. C. Passos, and F. F. Taves, “Atmospheric Stability Effects on Small Wind Turbine Power Collection in a Complex Terrain,” in *Renewable Energy in the Service of Mankind Vol I*, vol. 1, Cham: Springer International Publishing, 2015, pp. 903–912. doi: 10.1007/978-3-319-17777-9_81.
- [172] INEGI, “Cuéntame,” *Información por entidad: Yucatán*, 2020. <http://cuentame.inegi.org.mx/monografias/informacion/yuc/territorio/clima.aspx?>
- [173] Cedar Lake Ventures, “Climate and Average Weather Year Round in Telchac Puerto,” *The Weather Year Round Anywhere on Earth*, 2023. <https://weatherspark.com/y/12404/Average-Weather-in-Telchac-Puerto-Mexico-Year-Round> (accessed Mar. 03, 2023).
- [174] M. Echeverría Victoria, “Modelación preliminar de los mapas de disponibilidad de energía solar y eólica en la zona noreste del estado de Yucatán,” Universidad Autónoma de Yucatan, Merida, Yuactan, Mexico, 2007.
- [175] B. Figueroa-Espinoza, P. Salles, and J. Zavala-Hidalgo, “On the wind power potential in the northwest of the Yucatan Peninsula in Mexico,” *Atmósfera*, vol. 27, no. 1, pp. 77–89, Jan. 2014, [Online]. Available: http://www.scielo.org.mx/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0187-62362014000100007&lng=es&tlng=en.
- [176] Google Maps, “Localization of measurement station Telchac Puerto,” 2022. <https://google-earth.gosur.com> (accessed Apr. 25, 2022).
- [177] AWS Scientific, “Wind Resource Assessment Handbook,” Golden, CO, USA, 1997.
- [178] R. Soler-Bientz, S. Watson, and D. Infield, “Preliminary study of long-term wind characteristics of the Mexican Yucatán Peninsula,” *Energy Conversion and Management*, vol. 50, no. 7, pp. 1773–1780, Jul. 2009, doi: 10.1016/j.enconman.2009.03.018.
- [179] R. Soler-Bientz, S. Watson, and D. Infield, “Wind characteristics on the Yucatán Peninsula based on short term data from meteorological stations,” *Energy Conversion and Management*, vol. 51, no. 4, pp. 754–764, Apr. 2010, doi:

10.1016/j.enconman.2009.10.032.

- [180] M. Z. Ibrahim, K. H. Yong, M. Ismail, and A. Albani, "Spatial Analysis of Wind Potential for Malaysia," *International Journal of Renewable Energy Research*, vol. 5, pp. 201–209, 2015, doi: <https://doi.org/10.20508/ijrer.v5i1.1897.g6485>.
- [181] L. C. Cheung, S. Premasuthan, S. Davoust, and D. von Terzi, "A Simple Model for the Turbulence Intensity Distribution in Atmospheric Boundary Layers," *Journal of Physics: Conference Series*, vol. 753, p. 032008, Sep. 2016, doi: 10.1088/1742-6596/753/3/032008.
- [182] P. Marek, T. Grey, and A. Hay, "A study of the variation in offshore turbulence intensity around the British Isles," 2016. [Online]. Available: <https://windeurope.org/summit2016/conference/allposters/PO293.pdf>
- [183] I. Sletvold Øistad, "Analysis of the Turbulence Intensity at Skipheia Measurement Station," Norwegian University of Science and Technology, Trondheim, Norway, 2015. [Online]. Available: https://ntnuopen.ntnu.no/ntnu-xmlui/bitstream/handle/11250/2454949/13449_FULLTEXT.pdf?sequence=1
- [184] NOAA, "Historical data," NOAA's National Data Bouy Center (NDBC), 2009. <https://www.ndbc.noaa.gov/> (accessed Sep. 30, 2022).
- [185] M. A. Escalante Soberanis and W. Mérida, "Regarding the influence of the Van der Hoven spectrum on wind energy applications in the meteorological mesoscale and microscale," *Renewable Energy*, vol. 81, pp. 286–292, Sep. 2015, doi: 10.1016/j.renene.2015.03.048.
- [186] M. A. Escalante Soberanis, "High Frequency Data Analysis of Wind Energy Applications," The University Of British Columbia, 2015. [Online]. Available: <https://open.library.ubc.ca/soa/cIRcle/collections/ubctheses/24/items/1.0166719>
- [187] R. Soler-Bientz, S. Watson, and D. Infield, "Evaluation of the Wind Shear at a Site in the North-West of the Yucatan Peninsula, Mexico," *Wind Engineering*, vol. 33, no. 1, pp. 93–107, Jan. 2009, doi: 10.1260/0309-524X.33.1.93.
- [188] M. A. Cahuich-López *et al.*, "Spatial and temporal variability of sea breezes and synoptic influences over the surface wind field of the Yucatán Peninsula," *Atmósfera*, vol. 33, no. 2, pp. 123–142, Apr. 2020, doi: 10.20937/ATM.52713.
- [189] J. P. Coelingh, A. J. M. van Wijk, and A. A. M. Holtslag, "Analysis of wind speed observations over the North Sea," *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, vol. 61, no. 1, pp. 51–69, Jun. 1996, doi: 10.1016/0167-6105(96)00043-8.
- [190] A. A. M. Holtslag, "Estimates of diabatic wind speed profiles from near-surface weather observations," *Boundary-Layer Meteorology*, vol. 29, no. 3, pp. 225–250, Jul. 1984, doi: 10.1007/BF00119790.

[191] CENACE, “Precios de Energía y Servicios Conexos MTR,” *Precios Marginales Locales MTR*, 2023.
<https://www.cenace.gob.mx/Paginas/SIM/Reportes/PreEnerServConMTR.aspx> (accessed May 25, 2023).