

Protocolos correspondientes a la resolución 167 de 2017



Universidad de los Andes:
PhD. Álvaro Pinilla Sepulveda
PhD. Andrés González
MSc. Angélica Pedraza
MSc. Carlos Ramírez
MSc. Juan Camilo Castaño



Consejo Nacional de Operación

Consejo Nacional de Operación (CNO)

29 de agosto de 2018

Índice

1. Protocolo 1. Guía de buenas prácticas y requerimientos mínimos de medición	4
2. Protocolo 2. Modelo de Parque, Cálculo de Energía Mensual de Parque, Cálculo de la ENFICC y Función de Parque	20
2.1. Procesamiento de datos por torre meteorológica	21
2.2. Asignación de los datos a cada turbina	21
2.3. Cálculo del cableado eléctrico para pérdidas eléctricas	22
2.4. Cálculo de la estela para cada dato	22
2.5. Cálculo de la energía mensual del parque eólico	23
2.6. Cálculo de la función de parque	23
2.7. Cálculo de la ENFICC	23
3. Protocolo 3. Uso de Modelos de Extrapolación por Altura	27
4. Protocolo 4. Metodología para la reconstrucción de series de velocidad y dirección de viento	29
4.1. Pre-procesamiento y evaluación de datos	29

4.2. Aplicación modelo MCP	31
Definición de variables	32
ANEXO 1. Documento soporte Protocolo 1	35
1. Mejores Prácticas para Campañas de Medición de Viento	35
2. Selección de la Zona de Instalación	37
3. Selección de Instrumentos de Medición	42
3.1. Velocidad Horizontal de Viento	42
Uso de Sistemas de Medición Remota: Sodar y Lidar	43
Protección a Condiciones Ambientales	45
3.2. Dirección del Viento	46
3.3. Temperatura del Aire	47
3.4. Presión Barométrica y Humedad Relativa	48
4. Instalación	49
4.1. Selección de la Torre	49
4.2. Montaje de Torre	49
4.3. Alturas, Configuraciones y Montaje de Sensores	50
4.4. Selección del Sistema de Registro de Datos	55
4.5. Montaje de Sistema de Datos, Cableado y Protección contra Rayos	57
5. Calibración y Verificación	59
6. Operación y Mantenimiento	63
7. Configuraciones de Torre Meteorológica	64
ANEXO 2. Documento soporte Protocolo 2	67
1. Pseudo-código	67
2. Descripción de los modelos usados	81
2.1. Modelo de Estela	81
Consideraciones generales	81
Modelo de estela de Jensen	84
Efecto de la estela de Koch	85
Corrección para Grandes Parques	88
2.2. Modelo de Turbina	92
Consideraciones Generales	92
Métodos de Cálculo de la Energía Mensual de Turbina	93
Efectos de Condiciones Atmosféricas en la Energía Mensual de Turbina	94
2.3. Pérdidas Eléctricas	99

3. Validación de Modelos	100
3.1. Descripción del parque de prueba	100
3.2. Modelo de estela y energía entregada por turbina	101
3.3. Modelo de Grandes Parques	102
ANEXO 3. Documento soporte Protocolo 3	104
1. Perfil Vertical de Viento y la Capa Límite Atmosférica	104
2. Clasificación de Modelos de Extrapolación por Altura	105
2.1. Modelos Basados en la Ley Logarítmica	105
Determinación de la Longitud de Rugosidad aerodinámica	108
2.2. Modelos Basados en la Ley de Potencias	111
Métodos para la determinación del Coeficiente de Cortante del Viento	112
2.3. Validación de Modelos: Comparación de la Ley Logarítmica con la Ley de Potencias	114
Revisión de la Literatura	114
Validación	114
3. Modificaciones de la Ley Logarítmica	128
3.1. Modificación por la Altura de Desplazamiento	128
3.2. Modificación de Monin-Obukhov	128
3.3. Modelo de Monin-Obukhov Extendida	129
4. Consideraciones para la Capa Límite Interna	129
5. Métodos Morfométricos para la Estimación de z_0	130
6. Correlaciones Basadas en Altura, Velocidad y Rugosidad Superficial	133
ANEXO 4. Documento soporte Protocolo 4	135
1. Descripción algoritmos MCP	135
1.1. Clima eólico y correlación de series	138
1.2. Métodos MCP de primer orden	139
1.3. Incorporación de dirección	140
2. Descripción modelo implementado	142
APÉNDICE: Principales Empresas de Equipos para Medición de Velocidades de Viento	143
Referencias	143

1. Protocolo 1. Guía de buenas prácticas y requerimientos mínimos de medición

La precisión y exactitud en la medición de variables meteorológicas son esenciales para la evaluación y modelamiento energético de cualquier proyecto de energía eólica. La información meteorológica necesaria incluye la velocidad y la dirección de viento principalmente, además de mediciones de temperatura, presión atmosférica y humedad. En la resolución 167 de 2017 de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), la cual determina la metodología para el cálculo de energía firme de plantas eólicas, se exige el suministro de información de largo plazo (10 años o superior), para el cual debe existir por lo menos un (1) año de mediciones in situ [1].

Mientras las mediciones en sitio de buena calidad permiten validar y adaptar la información de fuentes secundarias, mediciones de calidad deficiente pueden resultar en la sobre o subestimación del recurso eólico. Se estima que errores de exactitud del $\pm 5\%$ en mediciones de velocidad de viento pueden llevar a imprecisiones del $\pm 10\%$ en la energía producida por las plantas eólicas [2], lo cual afecta fuertemente las estimaciones de la ENFICC y tiene repercusiones directas en la confiabilidad del Sistema Interconectado Nacional (SIN). Por lo tanto, es importante hacer énfasis en la calidad de la información recopilada y en los estándares que deben cumplir las campañas de medición en términos de calibración, operación y mantenimiento de los instrumentos de medición. Al respecto, se han desarrollado diversas normas, estándares y guías de mejores prácticas relacionadas con la medición de viento, entre las que destacan y se usan principalmente en la industria:

- La *Guía de Instrumentos Meteorológicos y Métodos de Observación* (Edición de 2014) de la Organización Meteorológica Mundial (WMO [3]), cuya descripción de instrumentos y sistemas de medición más usados lo convierte en el recurso principal para la correcta selección, calibración, instalación y operación de instrumentos meteorológicos apropiados.
- El estándar 61400-12 de la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC) es uno de los referentes más utilizados en la industria eólica para la medición de velocidad de viento. Si bien este documento está dirigido al análisis del desempeño de potencia de turbinas eólicas, la mayoría de especificaciones detalladas para la instalación de torres meteorológicas y sus respectivos sensores son ampliamente utilizadas en la prospección de viento. Este estándar describe, entre otras cosas, la calidad de los sensores en términos de precisión y confiabilidad y define un conjunto de criterios con respecto a la cantidad y calidad de los datos [4].
- La Guía para la *Evaluación de Condiciones Específicas de Viento en Sitio* de la Red de Medición de Institutos de Energía Eólica (MEASNET) describe el proceso de evaluación de una ubicación, incluida la recopilación, evaluación e interpretación de datos meteorológicos [5].
- El documento *Manual de Evaluación de Recurso Eólico* reúne las guías de buenas prácticas aceptadas en la industria para la planeación y ejecución de campañas de medición [6]. Este es un reporte desarrollado por AWS Truepower como actualización del manual *Manual de Evaluación de Recurso Eólico: Fundamentos para Dirigir un Programa de Monitorización Exitoso* del Laboratorio Nacional de Energías Renovables (NREL) [7].

A continuación se plantea el protocolo con los requerimientos mínimos para realizar una campaña de medición de viento (velocidad horizontal, dirección, temperatura, humedad y presión atmosférica). El sustento de los siguientes lineamientos puede ser revisado en las secciones 2 a 7 del Anexo 1.

En la primera etapa de *Selección de la Zona de Instalación* se deben seguir las tareas asignadas en la página 6. Una vez se complete esta etapa, se espera que se conozca la clase del sitio donde se desean ubicar las torres de medición, permitiendo conocer el nivel de incertidumbre de la estimación de producción de energía posterior. Adicionalmente, se debe tener definido el número de torres meteorológicas que se deben ubicar en el terreno, cuál es su altura total y a qué distancia deben estar de los posibles obstáculos del terreno.

En la segunda etapa de *Selección de Instrumentos de Medición*, se deben seguir las tareas de cada subetapa, ubicadas en las páginas 9, 10, 11 y 12. Al finalizar esta etapa deben estar seleccionados los equipos para la medición de las distintas variables atmosféricas, así como cuál es su ubicación en las torres meteorológicas.

En la tercera etapa de *Instalación de Torres e Instrumentos*, se deben seguir las tareas de las páginas 13, 14 y 15, donde se dan los requerimientos para la instalación de la torre y todos los sensores, así como del sistema de registro de datos y se indican las protecciones necesarias de los equipos.

En la cuarta etapa de *Calibración y Verificación*, se deben seguir las tareas de la página 16, en donde se indican cuáles son los procedimientos para la calibración preliminar de los instrumentos, antes de su puesta en operación en las torres y los procedimientos para verificar el correcto funcionamiento de los mismos una vez se encuentren operando en la campaña.

Finalmente, en la quinta etapa de *Operación y Mantenimiento* se deben seguir las tareas de las páginas 18 y 19. En donde se dan instrucciones para el cuidado de los instrumentos y el procedimiento de la visita en sitio.

Etapa 1: Selección de la Zona de Instalación

Tarea	Descripción	Requerimientos y Actividades
1	Definir la clase de rugosidad de las zonas presentes en el área del proyecto.	Determinar la rugosidad aerodinámica en función de las características visuales del terreno (orografía, vegetación, obstáculos) siguiendo las clasificaciones presentadas en la Tabla 1 .
2	Definir la clase del sitio para diferentes sectores del área del proyecto.	Usar la información de la Tarea 2 en conjunción a lo establecido en el estándar ISO 19289:2014 para definir la clase del sitio y seleccionar la mejor zona de instalación de las torres. Se recomienda que el sitio donde se instale la torre se clasifique como Clase 2 como mínimo, cuyos requerimientos relacionados a los obstáculos presentes se especifican en la Tabla 2 y la Figura 1.
3	Establecer el radio de representatividad de las potenciales ubicaciones de las torres.	Analizar características del terreno (orografía, elevación, vegetación, obstáculos) del área del proyecto para establecer su complejidad. Definir el radio de representatividad según complejidad del terreno. El radio máximo permitido en terreno plano y homogéneo es de 10 km. Para terrenos más complejos, la campaña puede seguir guías de buenas prácticas como la disponible en MEASNET: • En terrenos moderadamente complejos, con aspectos orográficos como colinas poco pronunciadas y cordilleras simples perpendiculares al viento, tienen un nivel de representatividad de 3 a 5 km. • Para terrenos muy complejos que incluyen cordilleras complejas y muy empinadas (pendientes con ángulo de inclinación mayor a 17°), sitio costero con distancia variable de la playa, o región con bosques densos presentan radios máximos recomendados de 1 a 3 km.
4	Definir el número de torres meteorológicas.	Usar los resultados de las tareas 1 a 3 para la identificación de sitios potenciales y definir el número necesario según el número de turbinas a instalar y el área del proyecto.
5	Definir la altura de las torres meteorológicas.	Dependiendo del uso de estos sistemas Sodar o Lidar se tienen los siguientes escenarios para definir la altura de la torre meteorológica: • Si la campaña de viento sólo utilizará mediciones con torres meteorológicas, es de obligatorio cumplimiento que la altura corresponda por lo menos a 2/3 de la altura del cubo de las turbinas. • Si la campaña combina mediciones de torres meteorológicas con sistemas de medición remota y el uso de estas es válida para el tipo del terreno del proyecto, la altura mínima de la torre debe ser de 40 metros. En este caso, instalar una torre de 2/3 de la altura del cubo (mientras la altura resultante sea superior a 40 metros) es altamente recomendable pero su cumplimiento estricto no es obligatorio.

Tabla 1: Clasificación del terreno en términos de la rugosidad aerodinámica z_0 desarrollada y actualizada por Davenport et al [8]. Aquí x hace referencia a la distancia de un obstáculo con el sitio de evaluación y H es la altura del obstáculo.

Clase de rugosidad	Breve Descripción del Terreno	z_0 [m]
1	Mar o lago abierto, planicies cubiertas de nieve, desierto sin obstáculos, desierto sin rasgos distintivos, superficies de tarmac y concreto con camino libre de al menos 5 km	0.0002
2	Terrenos sin rasgos distintivos ni obstáculos notables y con vegetación rechazable; playas, pantanos, regiones cubiertas de nieve y cultivos en barbecho	0.005
3	Terreno plano abierto; césped y pocos obstáculos aislados. Aplicable en tierras de pastoreo sin cortinas rompe-viento, campos de brezos, páramos, tundra, pistas de aeropuerto. $x/H > 50$	0.03
4	Cultivos bajos; obstáculos grandes ocasionales, $x/H > 20$	0.10
5	Cultivos altos; obstáculos dispersos a distancias relativas de $15 < x/H < 20$ para objetos porosos (cortinas rompe-viento) y $8 < x/H < 12$ para objetos sólidos (edificios bajos)	0.25
6	Grupos de árboles dispersos, arbustos y paisajes intensamente cultivados; numerosos obstáculos, $x/H \approx 10$. Incluye áreas moderadamente cubiertas por edificios bajos con separaciones de $3 < x/H < 7$	0.5
7	Cubrimiento regular de grandes obstáculos en áreas como suburbios, bosques y áreas construidas densas con poca variación de altura.	1.0
8	Centro de ciudad con edificios de baja y gran altura, o bosques grandes con terreno irregular y claros numerosos y dispersos	≥ 2

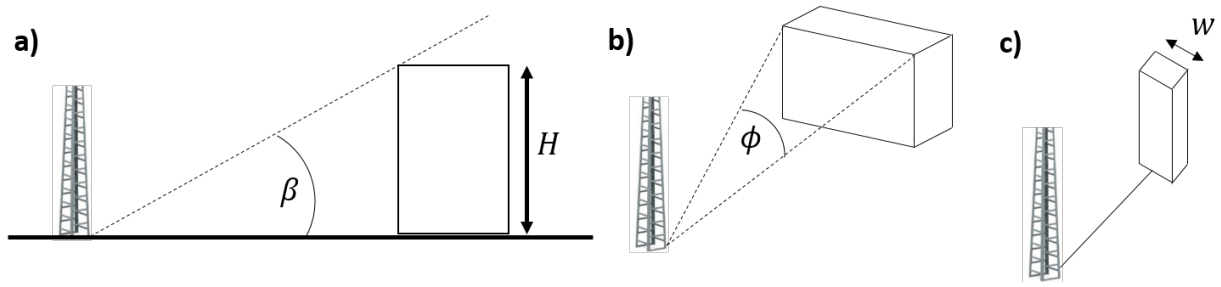


Figura 1: Definición de variables para la clasificación de reglas de medición de viento: a) Ángulo de sitio y altura del obstáculo, b) ancho angular efectivo y c) ancho de obstáculo delgado. Adaptada de [3].

Tabla 2: Requerimientos de la zona de instalación según la Clase del sitio para la medición de velocidades de viento según el estándar ISO 19289:2014 elaborado por [3].

Clase del sitio	Breve Descripción de la Clase	Restricciones y Consideraciones
1	Condición de medición ideal y con el nivel de incertidumbre más reducido y controlado.	- La torre debe ser ubicada a una distancia igual o superior a $30 H$ de los obstáculos circundantes, lo que equivale a $\beta \leq 1.9^\circ$. Se considera un obstáculo ancho si $\phi \geq 10^\circ$. - La torre debe ubicarse a una distancia de por lo menos $15 w$ de cualquier obstáculo delgado. - Obstáculos simples más pequeños de 4 m pueden ser ignorados. - La clase de rugosidad de ser menor o igual a 4.
2	Presenta una incertidumbre adicional estimada del 30% con posibilidad de corrección.	- La torre debe ser ubicada a una distancia igual o superior a $10 H$ de los obstáculos circundantes, lo que equivale a $\beta \leq 5.7^\circ$. Se considera un obstáculo ancho si $\phi \geq 10^\circ$. - La clase de rugosidad de ser menor o igual a 5. - Demás características son iguales a la Clase 1.
3	Presenta una incertidumbre adicional estimada del 50% sin posibilidad de corrección.	- La torre debe ser ubicada a una distancia igual o superior a $5 H$ de los obstáculos circundantes, lo que equivale a $\beta \leq 11.3^\circ$. Se considera un obstáculo ancho si $\phi \geq 10^\circ$. - La torre debe ubicarse a una distancia de por lo menos $10 w$ de cualquier obstáculo delgado. - Obstáculos simples más pequeños de 5 m pueden ser ignorados. - La clase de rugosidad de ser menor o igual a 5.
4	Presenta una incertidumbre adicional estimada más grande del 50%.	- La torre debe ser ubicada a una distancia igual o superior a $2.5H$ de los obstáculos circundantes, lo que equivale a $\beta \leq 21.8^\circ$. - Ningún obstáculo con un $\phi \geq 60^\circ$ y una altura mayor a 10 m debe estar ubicado dentro de un radio de 40 m. - Obstáculos simples más pequeños de 6 m pueden ser ignorados. - La clase de rugosidad de ser menor o igual a 5.
5	El nivel de incertidumbre es muy alto y difícil de estimar.	El sitio no sigue los requerimientos de la Clase 4.

Etapa 2: Selección de Instrumentos de Medición

Sub-Etapa 2.1: Medición de Velocidad Horizontal

Tarea	Descripción	Requerimientos y Actividades
1	Determinar el número de anemómetros.	Definir el número requerido a partir del número de torres, redundancia y alturas de medición de cada torre. Requerimientos mínimos: • Si la torre tiene menos de 40 metros de altura: se requieren 2 (dos) alturas de medición y 1 (un) anemómetro por nivel. • Si la torre tiene igual o más de 40 metros de altura: se requieren 3 (tres) alturas de medición y 1 (un) anemómetro por nivel. • Si el terreno es altamente complejo (consultar tabla 1), se exige un anemómetro redundante en la altura superior. En todos los casos es recomendada, pero no de obligatorio cumplimiento, la redundancia de anemómetros en cada nivel. • En cualquier caso, el anemómetro superior debe estar ubicado en los 10 metros superiores de la torre y el inferior debe estar a 20 metros sobre la base de la torre. Debe existir una relación de alturas mínima de 1.333 entre cada nivel de medición.
2	Determinar el tipo de anemómetro.	Especificar si los anemómetros utilizados serán de cazoletas y/o sónicos. Requerimientos mínimos: Cada altura de medición debe tener por lo menos un anemómetro de cazoletas.
3	Selección del modelo del anemómetro.	Escoger el modelo apropiado según los requerimientos establecidos en la Tabla 3 y asegurándose que el nivel de incertidumbre sea por lo menos de Clase 1.7.
4	Confirmar cumplimiento de normas aplicables de los instrumentos con el fabricante.	Solicitar información de cumplimiento de normas de calibración aplicables , que incluyen: ✓ Cazoletas: IEC 61400-12-1, ASTM D5096-02:2011 y ISO 17713-1:2007. ✓ Sónicos: ISO 16622:2002 y la ASTM D6011-96 Se recomienda revisar estándares de protección de condiciones climáticas si es el caso: ✓ Protección de ingreso de polvo y partículas: ANSI/IEC 60259:2004. ✓ Resistencia a la corrosión: ISO 9227:2006 y la ISO-IEC 12944-2:1998. ✓ Daños físicos por polvo: Def Stan 00-35-2006 ✓ Riesgo de Heladas: MIL-STD-810G
5	Evaluar el uso de sistemas de medición remota.	Determinar el uso de instrumentos de medición de velocidad remota (Sodar y Lidar) como complemento de la instrumentación tradicional para mediciones de velocidad horizontal a alturas superiores. Se permite la implementación de estas tecnologías como complemento de torres meteorológicas si y sólo si el terreno no puede ser considerado como complejo según los lineamientos de la MEASNET que se mencionan en la etapa 1, selección de la zona de instalación.

Tabla 3: Características técnicas exigidas para anemómetros según la norma ISO 17713-1:2007 y la WMO [3]. Los rangos de temperatura se adaptaron al caso colombiano, de acuerdo a [9] y [10]

Especificaciones	Anemómetro
Rango de Medición	0 a 75 m/s
Umbral de Inicio	≤ 1.0 m/s
Constantes de Respuesta	Constante de Distancia ≤ 3.0 m
Rango de Temperatura Operacional	-10 a 50 °C
Rango de Humedad Operacional	0% a 100%
Resolución	≤ 0.1 m/s
Incertidumbre	$\leq 1.7\%$ (Clase 1.7)

Sub-Etapa 2.2: Medición de Dirección de Viento

Tarea	Descripción	Requerimientos y Actividades
1	Determinar el número de instrumentos.	Definir el número requerido a partir del número de torres y alturas de medición de cada torre. Requerimientos mínimos: Dos alturas de medición por torre. Se recomienda ubicar las veletas entre 4 y 10 metros debajo de los dos niveles superiores de los anemómetros. De no ser posible, instalarlas en los dos niveles superiores, entre la torre y el anemómetro.
2	Selección del modelo veleta.	Escoger el modelo apropiado según los requerimientos establecidos en la Tabla 4 y asegurándose que la región muerto tenga un valor máximo de 8° .
3	Confirmar cumplimiento de normas aplicables de los instrumentos con el fabricante.	Solicitar información de cumplimiento del estándar de calibración ASTM D5366-96:2017. Se recomienda revisar los estándares de protección de condiciones climáticas mencionados en la Sub-Etapa 2.1 si es el caso.

Tabla 4: Características técnicas para veletas de viento acordes a la WMO [3] y NREL [6]. Los rangos de temperatura se adaptaron al caso colombiano, de acuerdo a [9] y [10]

Especificaciones	Veleta de Viento
Rango de Medición	0° a 360° (región muerta $\leq 8^\circ$)
Umbral de Inicio	≤ 1.0 m/s
Constantes de Respuesta	No Aplica
Rango de Temperatura Operacional	-10 a 50 °C
Rango de Humedad Operacional	0% a 100%
Resolución	$\leq 1^\circ$
Incertidumbre	$\leq 5^\circ$

Sub-Etapa 2.3: Medición de Temperatura

Tarea	Descripción	Requerimientos y Actividades
1	Determinar el número de instrumentos.	Definir el número requerido a partir del número de torres y alturas de medición de cada torre. Requerimientos mínimos: Al menos un termómetro a por lo menos 10 metros de altura. Recomendaciones: Instalar el sensor en los 10 metros superiores de la torre. Si se analiza estabilidad atmosférica, instalar otro termómetro a una altura diferente de la torre meteorológica.
2	Determinar el tipo de sensor de temperatura.	Escoger el tipo de sensor: termómetros de resistencia de platino (PT100), termistores (mezclas de óxidos metálicos sinterizados) o termopares. Se sugieren los termómetros PT100 por su amplio uso en la industria eólica.
3	Selección del modelo del sensor de temperatura.	Escoger el modelo apropiado según los requerimientos establecidos en la Tabla 5 , asegurándose que el nivel de incertidumbre sea de Clase AA o B 1/3 .
4	Confirmar cumplimiento de normas aplicables de los instrumentos con el fabricante.	Solicitar información de cumplimiento de normas ASTM de calibración aplicables , que incluyen: ✓ Termómetros de resistencia eléctrica y termistores: E644-11, E879-12, E1173/E1173M-08 (2014), E2593-12 y E2821-13. ✓ Termopares: E207-08 (2015), E220-13, E230/E230M-12, E452-02(2013). Se recomienda revisar los estándares de protección de condiciones climáticas mencionados en la Sub-Etapa 2.1 si es el caso. Adicionalmente, el sensor debe estar ubicado dentro de una garita meteorológica que sirva de escudo de radiación .

Tabla 5: Características técnicas para termómetros acordes a la WMO [3]. Los rangos de temperatura se adaptaron al caso colombiano, de acuerdo a [9] y [10]

Especificaciones	Sensor de Temperatura
Rango de Medición	-10 a 50 °C
Constantes de Respuesta	Constante de Tiempo ≤ 20 s
Rango de Temperatura Operacional	-10 a 50 °C
Rango de Humedad Operacional	0% a 100%
Resolución	$\leq 0.1^{\circ}\text{C}$
Incetidumbre	$\leq 0.2^{\circ}\text{C}$
Máxima Variación de Corrección en un Intervalo de 10 °C	$\leq 0.1^{\circ}\text{C}$

Sub-Etapa 2.4: Medición de Presión Atmosférica y Humedad

Tarea	Descripción	Requerimientos y Actividades
1	Determinar el número de barómetros e higrómetros.	Definir el número requerido a partir del número de torres y alturas de medición de cada torre. Requerimientos mínimos: Por lo menos un barómetro y un higrómetro a 10 metros de altura. Recomendaciones: Instalar cada sensor en los 10 metros superiores de la torre.
2	Determinar el tipo de barómetro e higrómetro.	El barómetro escogido debe ser del tipo piezoeléctrico , mientras el higrómetro debe ser del tipo capacitivo .
3	Selección del modelo los sensores.	Escoger el modelo apropiado según los requerimientos establecidos en la Tabla 6 .
4	Confirmar cumplimiento de normas aplicables de los instrumentos con el fabricante.	Solicitar información de cumplimiento de las guías de buenas prácticas de la WMO, en específico las secciones 3.10 para barómetros y las secciones 4.6 y 4.9 para higrómetros. Se recomienda revisar los estándares de protección de condiciones climáticas mencionados en la Sub-Etapa 2.1 si es el caso. Adicionalmente, el sensor de humedad debe estar ubicado dentro de una garita meteorológica que sirva de escudo de radiación .

Tabla 6: Características técnicas de barómetros e higrómetros acordes a la WMO [3]. Los rangos de temperatura se adaptaron al caso colombiano, de acuerdo a [9] y [10]

Especificaciones	Presión Barométrica	Humedad Relativa
Rango de Medición	500 a 1080 hPa	0 a 100 %
Constante de Tiempo	≤ 2 s	≤ 20 s
Rango de Temperatura Operacional	-10 a 50 °C	-10 a 50 °C
Rango de Humedad Operacional	0% a 100%	0% a 100%
Resolución	≤ 2 hPa	$\leq 1\%$
Incertidumbre	≤ 10 hPa	$\leq 2\%$

Etapa 3: Instalación de Torres e Instrumentos

Tarea	Descripción	Requerimientos y Actividades
1	Selección de la Torre.	Establecer si se usa torre tubular o de celosía. Si la torre tendrá una altura superior a 80 m, debe ser de celosía. Definir sistema de instalación de la torre (de levante, telescópicas o fijas). Si se utilizan torres preexistentes (por ej. torres de comunicaciones), tener en cuenta la influencia de los equipos previos en la instalación de los sensores.
2	Configuración y Montaje de Sensores.	Para instalación de soportes horizontales laterales: ✓ El nivel superior debe estar a por los menos 10 diámetros de la torre debajo de la punta superior de esta. ✓ La distancia horizontal de los anemómetros respecto a la torre debe ser de por lo menos 3.75 anchos de una torre de celosía y 7 diámetros de una torre tubular, medida desde la cara más cercana. ✓ Debe asegurarse de que los soportes tengan la resistencia adecuada y soporten las oscilaciones generadas por vientos fuertes. ✓ En torres tubulares, localizar el par de soportes con un ángulo de 90° entre sí y cada uno a 45° hacia la dirección predominante del viento. Para torres de celosía triangulares, los soportes son montados en dos caras con una separación de 180° entre ellos y cada uno a 90° hacia la dirección predominante del viento. Ubicación y montaje específico de sensores: ✓ Se recomienda que las veletas estén orientadas al menos 10° lejos de cualquier cable de sujeción para evitar la interferencia con la rotación de la veleta. ✓ Se requiere que los sensores sean desplazados hacia arriba una distancia de por lo menos 12 diámetros del soporte (para secciones cuadradas, el diámetro equivale a la longitud del lado vertical). ✓ Es importante conocer el norte (geográfico) de referencia para la dirección de la veletas y la orientación de la región muerta, la cual debe ser documentada e ingresada en el sistema de registro de datos. ✓ El sensor de temperatura debe estar protegido y ubicado sobre un soporte horizontal a una distancia respecto a la cara de la torre de un diámetro de torre. Debe estar bien expuesto a los vientos predominantes para asegurar una adecuada ventilación, así como ubicado en el lado norte de la torre para limitar el calentamiento debida a la luz solar directa y la radiación térmica de la superficie de la torre. Cuando se establece un par de sensores deben orientarse de la misma manera a diferentes alturas para asegurar que estén expuestos a condiciones similares.

3	Selección del Sistema de Registro de Datos.	Los requerimientos mínimos a cumplir para la selección incluyen: ✓ El sistema debe ser capaz de almacenar los valores de los datos en un formato secuencial con los registros correspondientes de fecha y hora, así como tener conectado un reloj a tiempo real con reserva de baterías . ✓ Tener una capacidad de almacenamiento interna de al menos 180 días. ✓ Debe ser capaz de operar en los mismos extremos ambientales especificados para los sensores, lo cual incluye los rangos operacionales de temperatura y humedad. Se sugiere tener en cuenta condiciones climáticas adversas de zonas costeras y fuera de costa como daños físicos y corrosión. ✓ La batería debe ofrecer suficiente potencia para el funcionamiento del sistema, el cual puede estar complementado con el uso de fuentes como paneles solares. ✓ Se debe verificar con el fabricante que el sistema de registro sea compatible con el número y tipos de sensores montados en la torre. ✓ El sistema de adquisición debe estar configurado para almacenar información como mínimo cada diez (10) minutos. La información registrada debe incluir datos estadísticos típicos como la media, desviación estándar y en algunos casos máximos y mínimos. Definir si el sistema de transmisión de datos es remota o manual. La selección de uno u otro método de recolección es libre mientras se garantice la cantidad mínima de datos exigidos para el cálculo de la energía en firme. Establecer el acceso y fortaleza de la señal de medios de comunicación, así como disponer de diversas opciones de recolección de datos remota. Escoger los dispositivos de almacenamiento apropiados para los anteriores requerimientos.
---	--	---

4	Montaje de la Torre.	Determinar el norte magnético y el norte verdadero del sitio. Realizar la verificación de los siguientes requerimientos mínimos para la preparación del terreno y el levantamiento de la torre: ✓ Revisar el desempeño del sistema de registro de datos mediante las guías del fabricante. ✓ Establecer métodos de anclaje y adherirse a las normas y protocolos de seguridad relacionados. ✓ Inspeccionar el estado de anemómetros y veletas, lo que incluye la revisión de los certificados de calibración. Los sensores de temperatura deben ser sometidos a una prueba de calibración previa. Si se utilizan sistemas de medición remota, se deben realizar pruebas de funcionamiento en sitio varios días antes de su puesta en marcha. ✓ Probar el desempeño de la fuente de alimentación de potencia. Revisar las herramientas, mecanismos y dispositivos de montaje. ✓ Desarrollar una lista de procedimientos de la preparación del equipo en campo, seleccionar el personal de instalación calificado y experimentado en este tipo de montajes, así como recopilar y cumplir todos los protocolos de seguridad aplicables a trabajos en altura, riesgo eléctrico, restricciones aeronáuticas, entre otros.
5	Montaje de Sistema de Datos, Cableado y Protección contra Rayos.	Los sistemas de registro de datos deben ser alojados junto con sus conexiones y cables, equipo de telecomunicaciones y otros componentes sensibles en un recinto seguro y resistente al clima. Todo el cableado que entra al equipamiento debe tener líneas de goteo para evitar que el agua de lluvia fluya hacia las conexiones del terminal. Si se utiliza un panel solar para el suministro de energía, debe ser ubicado sobre el recinto del sistema de registro de datos. Respecto a las configuraciones del cableado de los sensores y el sistema de registro de datos, las instrucciones del fabricante deben ser seguidas como primera medida. Establecer medidas de protección eléctrica, protección contra rayos y condiciones climáticas como sea requerido.

Etapa 4: Calibración y Verificación

Tarea	Descripción	Requerimientos y Actividades
1	Verificación de funcionamiento de la campaña.	Se requiere realizar una inspección por lo menos una vez cada año o cada seis meses según lo amerite la intensidad de las condiciones ambientales. La inspección consistirá en un control de calidad de datos medidos y la detección de daños físicos en los instrumentos, revisión del cero del anemómetro y de la orientación de la veleta con respecto al norte geográfico. Revisiones a los componentes eléctricos y electrónicos del sistema de registro de datos deben ser realizados regularmente.
2	Calibración de anemómetros.	Las normas y estándares aplicables corresponden a las implementadas por la MEASNET (más detalles en los anexos). Para el caso de los anemómetros , como parte de la inspección anual (o semestral, consultar tabla 7) se debe entregar un informe con una comparación de las mediciones del equipo a evaluar con respecto a un instrumento de control , que especifique si existen cambios en la tendencia de medición. El instrumento de control puede ser otro de los anemómetros ubicados en la misma torre meteorológica, que debe conservar su tendencia de medición respecto a su calibración original.
3	Función de transferencia de termómetros, barómetros e higrómetros.	Se exige la función de transferencia de los instrumentos de medición de variables ambientales, los cuales deben cumplir las siguientes condiciones: - Los termómetros están estandarizados por la WMO, ASTM y la IEC. Dependiendo del tipo de instrumento, la ASTM establece diferentes normas y estándares por cumplir: Para termómetros de resistencia eléctrica y termistores aplican las normas E644-11, E879-12, E1173/E1173M-08 (2014), E2593-12 y E2821-13. En el caso de la calibración de termopares, las normas aplicables incluyen E207-08 (2015), E220-13, E230/E230M-12, E452-02(2013). - Los instrumentos relacionados con la medición de presión y humedad relativa tienen procesos de calibración que pueden ser consultados con detalle en las guías de la WMO, en específico, la sección 3.10 para barómetros y las secciones 4.6 y 4.9 para higrómetros.
4	Resultado de inspección de instrumentos	Si en la inspección anual (o semestral) se detecta un cambio en la tendencia de medición o daños físicos en el instrumento, se debe considerar la posibilidad del reemplazo del equipo como primera medida o la re-calibración de los anemómetros en túneles de viento acreditados por la MEASNET. Si dicha re-calibración no es realizada, se debe realizar una calibración en sitio y se requiere documentar que el anemómetro mantiene su calibración para la duración del período de medición.

Tabla 7: Regularidad exigida de los informes de tendencia de medición

Regularidad exigida de informes de comparación	Características del terreno
Informes semestrales	Terrenos con presencia de partículas en el aire, como terrenos con salinidad elevada (típicamente cerca a la costa) o terrenos con alta aridez y vientos (zonas desérticas como la Guajira). Se incluyen también terrenos con presencia de heladas.
Informes anuales	Todos los terrenos no considerados anteriormente.

Etapa 5: Operación y Mantenimiento

Procedimiento	Actividades
Descripción de los Componentes del Sistema	Recopilar información fundamental de todos los instrumentos (anemómetros, veletas de viento, sensores de temperatura, humedad y presión barométrica, sistema de registro de datos, entre otros). Incluir información detallada del componente, como manuales del fabricante.
Instrucciones Rutinarias para el Cuidado de Instrumentos	Aspectos Estructurales: ✓ Condición de Anclaje: • Revisar si hay señales de daño o corrosión. • Evaluar el movimiento de los anclajes en el tiempo en referencia a la orientación (°N,S / E,W). • Verificar la integridad de las conexiones de los anclajes. ✓ Condición de los Cables de Sujeción: • Revisar si los cables están tensados apropiadamente en acorde a las guías del fabricante. Tensionar el cable si es necesario. • Inspeccionar los cables y puntos de conexión por señales de daño o corrosión. • Asegurarse de que se usaron el número apropiado y la buena condición de pinzas de alambre para asegurar los cables de sujeción. ✓ Condición de la Torre • Revisar si hay señales de daño o corrosión. • Confirmar que la torre está correctamente erguida. • Inspeccionar la placa base o fundación para asegurar que no se está hundiendo, distorsionando o está libre de daños. ✓ Sistema de Puesta en Tierra: Verificar que está conectado apropiadamente y los contactos eléctricos están en buenas condiciones. Instrumentos: ✓ Sensores: • Inspeccionar los soportes y mástiles para su condición y nivelación. • Confirmar que los sensores están en las alturas y orientaciones de monitoreo. • Reemplazar cualquier sensor que haya mostrado señales de falla a partir de análisis de datos. • Anemómetros y veletas de viento deben ser reemplazados regularmente como parte de un plan de mantenimiento preventivo. • Algunos anemómetros requieren reacondicionamientos periódicos tales como re-calibraciones y reemplazo de rodamientos. ✓ Sistema de Adquisición de Datos: • Inspeccionar el sistema y su recinto por señales de corrosión, daño, humedad o la presencia de roedores e insectos. • Revisar el cableado regularmente para prevenir la pérdida de conexiones a los sensores. • Revisar el voltaje de la batería y reemplazarlas si es necesario. • Las baterías son cargadas generalmente con un sistema solar fotovoltaico, el cual requiere un mantenimiento que consiste en la limpieza y realineación de los paneles. Se debe revisar la rotura y la resistencia contra agua de los paneles y las conexiones eléctricas.

Procedimientos de Visita al Sitio

Preparación para la Visita:

- ✓ Confirmar la razón de una visita determinada y las necesidades específicas del personal técnico. Determinar si es una inspección de rutina o se ejecuta en respuesta a un problema potencial. Establecer si el problema puede ser solucionado con la torre sin cambios o si se requiere inclinar o desinstalar la torre como últimas medidas.
- ✓ Asegurarse que el personal tiene un conjunto completo de herramientas, suministros y manuales del equipo. Si la campaña adquiere los datos de forma manual, se requiere el equipo apropiado para la descarga de datos en el sitio.
- ✓ Una tarjeta de memoria adicional debe ser preparada y equipada. Se debe probar su funcionamiento antes de partir al sitio de medición, lo cual es esencial si las tarjetas de memoria son el método de obtención de datos.
- ✓ Determinar el número de personas requeridas para la visita en sitio. Por seguridad, trabajos en altura en la torre requieren de por lo menos dos personas; la desinstalación o levantamiento de la torre exige por lo menos cinco personas.

Procedimientos en Sitio:

- ✓ Revisión de las planes del día en operación y mantenimiento; verificación del cumplimiento de los requerimientos y procedimientos de seguridad del personal.
- ✓ Si los datos van a ser recolectados durante la visita, se debe realizar primero la transferencia de datos al dispositivo de almacenamiento para minimizar los riesgos de pérdida de datos por errores de operación, descargas estáticas o sobretensiones eléctricas durante el manejo o revisión de otros componentes.
- ✓ Sin importar el propósito de la visita, se debe incluir una inspección visual completa (con binoculares o cámara digital), así como pruebas necesarias para detectar daños o fallas en los componentes. Entre los componentes revisados deben incluirse: sistema de registro de datos, sensores, sistema de comunicación, sistema de puesta en tierra, conexiones y cableado, fuente de potencia, soportes de montaje y componentes de la torre.
- ✓ Realizar las re-calibraciones y reemplazos de componentes pertinentes, revisiones operacionales y soluciones de problemas en general en el sitio.
- ✓ Se debe examinar y verificar que las lecturas instantáneas del sistema de registro de datos está reportando mediciones razonables.

Procedimientos de Partida del Sitio:

- ✓ El proceso de recolección de datos debe ser confirmado antes de dejar el sitio. Esto involucra la transferencia de información exitosa con el computador de la central (recolección remota) o con el dispositivo de almacenamiento en sitio (manual).
- ✓ Para recolección remota, la transferencia de datos puede ser verificada guardando información de forma redundante y en la nube. Se debe asegurar que el sistema de comunicación no fue alterado en la visita y está funcionando.
- ✓ Asegurar que el sistema de registro de datos ha sido configurado en el modo de sistema de potencia a largo plazo. Esto es importante para conservar la vida de la batería y evitar pérdida de información. Finalmente, se debe asegurar y proteger el recinto del sistema de registro para evitar daños o vandalismo.

2. Protocolo 2. Modelo de Parque, Cálculo de Energía Mensual de Parque, Cálculo de la ENFICC y Función de Parque

Este documento presenta la documentación del aplicativo - software para el cálculo de la Energía en Firme de Parques Eólicos. El aplicativo usa un modelo de parque para calcular la energía mensual neta que entrega el parque mes a mes, a partir de: las variables atmosféricas, información de la distribución espacial de turbinas y punto de conexión común en el terreno y la información del modelo de turbina que se desea utilizar (incluyendo potencia y coeficiente de empuje para cada velocidad de viento). A partir de estas energías mensuales, calculadas mes a mes para un período de 10 años¹, se calcula la Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad (ENFICC), con la metodología adoptada en la resolución CREG 167 de 2017 [1]². Un esquema del funcionamiento del aplicativo se presenta en la figura 2.

Para el cálculo de la energía mes a mes, se tiene en cuenta que no todas las turbinas dentro del parque eólico generan la misma potencia en un instante dado. Principalmente, debido a la variabilidad de la velocidad de viento en el área del parque y los efectos de estela. Adicionalmente, se deben considerar las pérdidas eléctricas tanto en la operación de cada turbina como en la transmisión de la energía hasta el punto de conexión común. En consecuencia, el aplicativo primero determina la velocidad de viento y las condiciones atmosféricas correspondientes a cada turbina, posteriormente halla la energía y las pérdidas hasta el punto de conexión de cada una y finalmente suma estas energías para hallar la energía mensual del parque. Un esquema del funcionamiento de la función de conversión para un mes se presenta en la figura 3.

Finalmente, también debe considerarse que para parques suficientemente grandes o de topografía compleja, la velocidad de viento en un instante dado puede variar en diferentes puntos del parque, con lo cual se requiere tomar información de varias torres meteorológicas y tomar una velocidad distinta para cada turbina en cada tiempo de interés. **Es importante resaltar que para terrenos muy complejos (consultar etapa 1 del primer protocolo para más información), la variabilidad de las condiciones atmosféricas es muy alta para pequeñas distancias dentro del parque, con lo cual hay una gran incertidumbre asociada al uso del aplicativo.** En estos casos se recomienda el uso de herramientas computacionales de mecánica de fluidos (CFD) para poder determinar el campo de velocidades en todo el terreno y particularmente en las turbinas del parque. Estos modelos deben tener en cuenta de manera rigurosa la topografía del terreno y pueden tener un alto costo computacional asociado.

A continuación, se ilustran los pasos para el cálculo de energía, desde que se ingresan los datos de ubicación de los elementos del parque, los datos meteorológicos y los datos de los modelos de turbina que se desean utilizar.

¹El procedimiento para obtener una serie de datos de 10 años a partir de un menor número de años de mediciones se explica en el documento de *Modelos de Extrapolación Temporal para el Modelamiento de Energía en Firme de Plantas Eólicas*.

²Todos los modelos implementados en el aplicativo son basados en modelos utilizados comúnmente en la investigación y desarrollo de energía eólica a nivel mundial. Por lo anterior, hay modelos que pueden ser similares a las desarrollados en proyectos con objetivos similares a nivel nacional o internacional o a cálculos realizados por software comercial.

2.1. Procesamiento de datos por torre meteorológica

1. **Cálculo de la temperatura y densidad in situ:** se calcula la serie de densidad in situ a la altura a la que se miden las variables atmosféricas, de acuerdo a lo dictado por la norma IEC 61400-12-1 [4], esta serie de velocidad se transporta nuevamente a las diferentes alturas de cubo de las turbinas del parque siguiendo lo dictado en la norma ISO 2533, de acuerdo a la recomendación de la MEASNET³[5]. De manera similar, la serie de temperatura se extrapola a las diferentes alturas del cubo que tenga el parque.
2. **Cálculo del perfil cortante (Aplicación del Protocolo 3):** se calcula la serie de un año con resolución diezminutal, según el método que se haya seleccionado⁴. Se considera que este comportamiento (cómo varía la serie día a día en un año) se repite para los diez años de datos. Luego la serie anual se repite año a año.
3. **Extrapolación temporal (MCP) (Aplicación del Protocolo 4):** En primer lugar, se generan series horarias de información a partir de las series diezminutales de datos in situ. Posteriormente, se aplica la extrapolación temporal, este procedimiento se hace en función de la altura de la fuente secundaria:
 - a) **Si la fuente secundaria se encuentra a una altura superior a la altura de medición superior:** se extrapola por altura la fuente in situ hasta el nivel de la fuente secundaria. Se ejecuta MCP a esta altura.
 - b) **Si la fuente secundaria se encuentra en alguna de las alturas de la torre meteorológica:** se ejecuta MCP a la altura de la fuente secundaria.
 - c) **Si la fuente secundaria se encuentra a una altura inferior a la altura superior de medición de la torre y no coincide con ninguna altura de la torre meteorológica:** se extrapola por altura la fuente secundaria hasta la altura del nivel de medición in situ más cercano. Se ejecuta MCP a esta altura.
4. **Extrapolación por altura hasta la altura del cubo (Aplicación del Protocolo 3):** con la serie a la altura que se tenga del punto anterior y la serie de perfil cortante del segundo punto se extrapola la serie obtenida por MCP hasta la altura del cubo, de ser necesario. **Si el parque tiene torres de distintas alturas de cubo se ejecuta esta extrapolación a todas las alturas de cubo existentes en el parque.**

2.2. Asignación de los datos a cada turbina

1. **Asignación de datos a la altura de cubo correspondiente:** de acuerdo al radio de representatividad de las torres meteorológicas, se asignan los datos a la altura del cubo para cada una de las turbinas, esto es serie de dirección, velocidad, temperatura y densidad. Esta serie de velocidad se considerará como la velocidad no perturbada, antes de los efectos de la estela de las otras turbinas.
2. **Corrección de curvas del comportamiento:** Se corrigen las curvas de coeficiente de empuje y producción de potencia eléctrica de cada turbina en el parque de acuerdo a la

³Aquí se parte del supuesto de que el parque eólico puede tener distintos tipos de turbina, cada uno con diferentes alturas de cubo. En este caso, el aplicativo calcula las variables a las diferentes alturas de cubo.

⁴Para más detalles de los métodos disponibles y sus implicaciones consultar el Protocolo 3: Modelos de Extrapolación por Altura para el Cálculo de Energía Firme de Plantas Eólicas.

2.3 Cálculo del cableado eléctrico para pérdidas eléctricas

densidad promedio a la altura del cubo, siguiendo un procedimiento similar al de software comercial como WindPRO [11] (más detalles en los anexos del Protocolo 2).

2.3. Cálculo del cableado eléctrico para pérdidas eléctricas

1. **Cálculo de la distancia en cableado de cada turbina al PCC:** a partir de la información del cableado del parque se calcula cuál es la longitud del cable desde cada turbina hasta el PCC. Esta información se asigna a cada turbina.
2. **Otros parámetros:** a partir de la información del parque se asigna al cableado la información de voltaje del cableado y resistencia eléctrica por kilómetro.

2.4. Cálculo de la estela para cada dato

1. **Ordenamiento de turbinas de acuerdo a la dirección del viento:** se ordenan las turbinas de acuerdo al orden en que incide el viento sobre ellas, esto para que el cálculo de la velocidad perturbada de una turbina de, por ejemplo, tercera línea, tenga en cuenta que la velocidad de la estela de la turbina de segunda línea ya fue afectada por otra turbina.
2. **Corrección de velocidad por Fenómeno de Grandes Parques (Opcional⁵):**
 - a) Se definen las rugosidades utilizadas del modelo: la rugosidad del terreno se puede establecer con valores promedio predeterminados para parques dentro o fuera de costa, o a partir del cortante de viento calculado en sitio; el aumento de rugosidad debida al parque es ingresado por el usuario.
 - b) Se calcula el vector de posición de cada turbina con respecto a la primera turbina del parque eólico ordenado. Este vector se proyecta con respecto al vector de dirección del viento para obtener la distancia efectiva a barlovento de la turbina objetivo.
 - c) Se define la altura de la capa límite interna para la turbina objetiva usando las rugosidades y la distancia calculada anteriormente.
 - d) Se determina el tipo de corrección de velocidad que se aplica, el cual depende de la altura de la capa límite, la altura de cubo de la turbina, la altura del borde inferior de la turbina, las rugosidades del parque y la distancia (así como la eventual activación de la función de recuperación).

3. Cálculo de la velocidad perturbada por turbina:

- a) Se determina cuáles estelas impactan sobre la turbina a la cual se le está calculando la velocidad perturbada (en adelante llamada la turbina de interés), para saber cómo se afecta la velocidad percibida por el rotor.
- b) Para cada una de las turbinas que afectan, se calcula la velocidad de la estela cuando llega a la turbina de interés de acuerdo al modelo de estela de Jensen[13], teniendo en cuenta el coeficiente de empuje, la distancia a la turbina de interés y la intensidad de turbulencia del terreno (esto determina cómo evoluciona la estela).

⁵Este es un modelo comúnmente utilizado para parques con más de 5 filas de turbinas y cuyos efectos son acentuados en parques fuera de costa. Es importante recordar que este modelo se encuentra en validación: Los autores del modelo [12] han validado su uso en parques fuera de costa, mientras que para el caso dentro de costa todavía no se han definido los alcances del modelo con precisión. Por lo tanto, el uso de esta herramienta es experimental y debe ser usado cuidadosamente. Los detalles pueden ser consultados en el Anexo del Protocolo 2

2.5 Cálculo de la energía mensual del parque eólico

- c) Para cada una de las turbinas que afectan se calcula el área de efecto de la estela sobre el área del rotor de la turbina de interés.
- d) Teniendo en cuenta las velocidades y las áreas de las estelas sobre el rotor de la turbina de interés se calcula la velocidad perturbada de acuerdo al modelo de Efecto de Estela de Koch [13].

2.5. Cálculo de la energía mensual del parque eólico

1. **Cálculo de la energía de cada turbina en bornes:** a partir de la velocidad perturbada de cada turbina para cada intervalo horario se halla cada una de las energías horarias provistas por la turbina en bornes. Para esto se usa el método de cálculo directo [14]. (Para más detalles se puede consultar las secciones explicativas en este documento). Se tienen en cuenta las siguientes consideraciones:
 - a) **Densidad instantánea:** se corrige la potencia instantánea generada por el aerogenerador teniendo en cuenta los cambios en densidad del aire en cada intervalo horario. Esta es una corrección adicional a la corrección de la curva de potencia del fabricante por densidad promedio y se realiza de manera específica a cada energía horaria [15].
 - b) **Temperatura de operación:** si la temperatura ambiente es superior al intervalo de temperatura de operación de la turbina se considera que la turbina no está generando energía [16].
2. **Cálculo de la energía horaria en el PCC por turbina:** una vez se tiene la energía en bornes, se calculan las pérdidas eléctricas debido al transporte de esta energía al punto de conexión común, a partir de los parámetros previamente establecidos en la sección de cálculo del cableado eléctrico y la energía del intervalo horario en bornes [17].
3. **Energía total horaria y mensual del Parque Eólico:** una vez se halla la energía que aporta cada turbina en cada intervalo horario al PCC, se suman las energías de todas las turbinas para obtener la energía total del parque, en resolución horaria. Una vez se tienen estas energías se pueden sumar a lo largo del mes para obtener la producción de energía mensual esperada del parque, mes a mes, para el período de 10 años

2.6. Cálculo de la función de parque

1. **Cálculo de la velocidad mensual promedio:** esta se entiende como el promedio de todas las velocidades horarias a la altura del cubo de todas las turbinas del parque para un mes dado (velocidades ya afectadas por el efecto de estela).
2. **Cálculo de la función de conversión:** una vez se tienen todas las energías mensuales y las velocidades promedio mensuales, se aproximan los 120 datos a una función de lineal, en la cual la energía generada por el parque depende linealmente de la velocidad mensual de parque. Los parámetros de la función se hallan por medio de minimizar el error mínimo cuadrado entre los valores estimados y los valores reales[15].

2.7. Cálculo de la ENFICC

Una vez se tienen todas las energías generadas de los 120 meses, se puede hallar la energía diaria promedio mensual de cada mes. Esto es, tomar las energías mensuales y dividir las entre el

2.7 Cálculo de la ENFICC

número de días del mes correspondiente. Estos valores se agrupan de menor a mayor. El menor valor de todos es el valor de la ENFICC de la planta eólica, de acuerdo al procedimiento planteado por la resolución CREG 167 de 2017 [1].

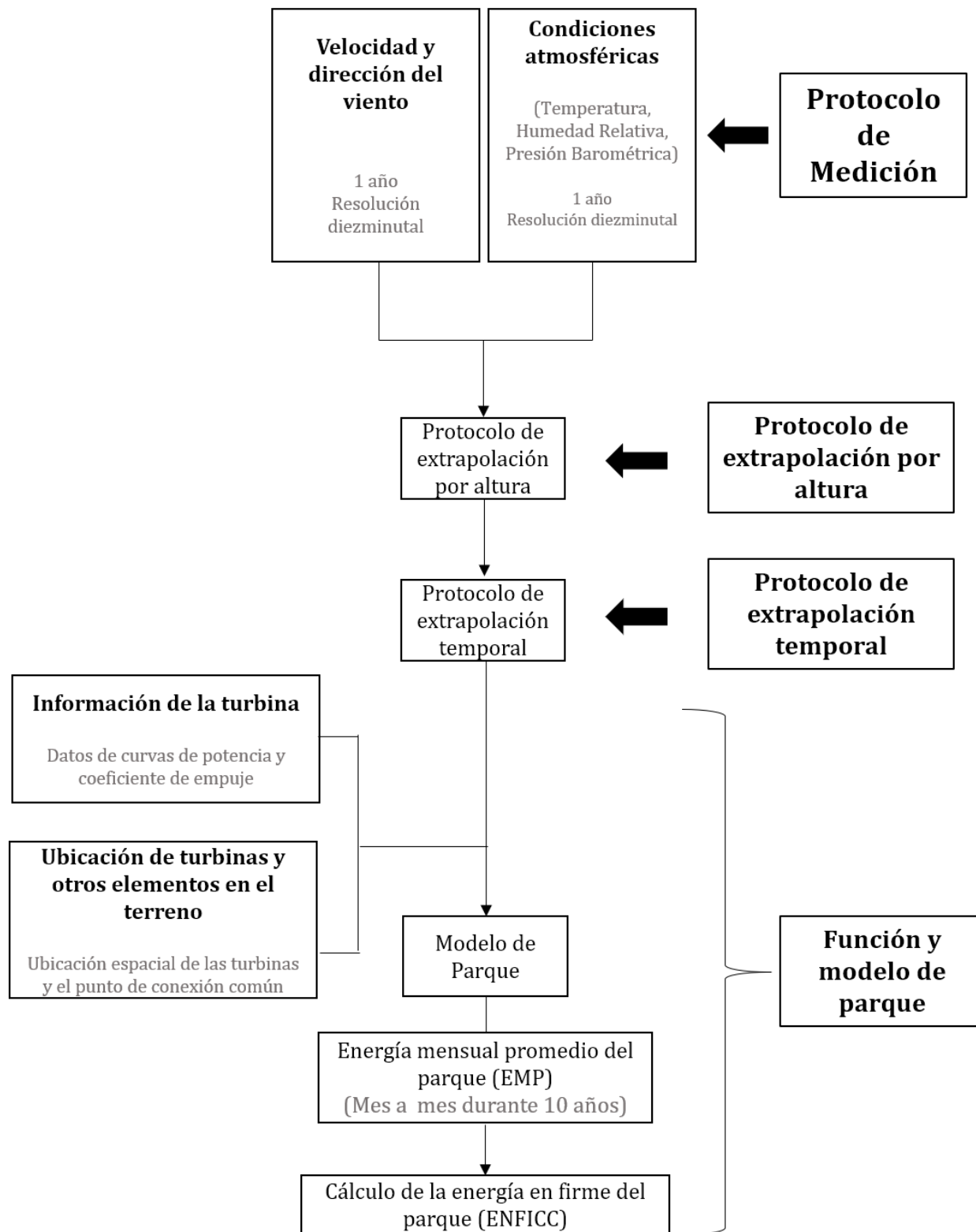


Figura 2: Variables requeridas para el Cálculo de la ENFICC por el aplicativo

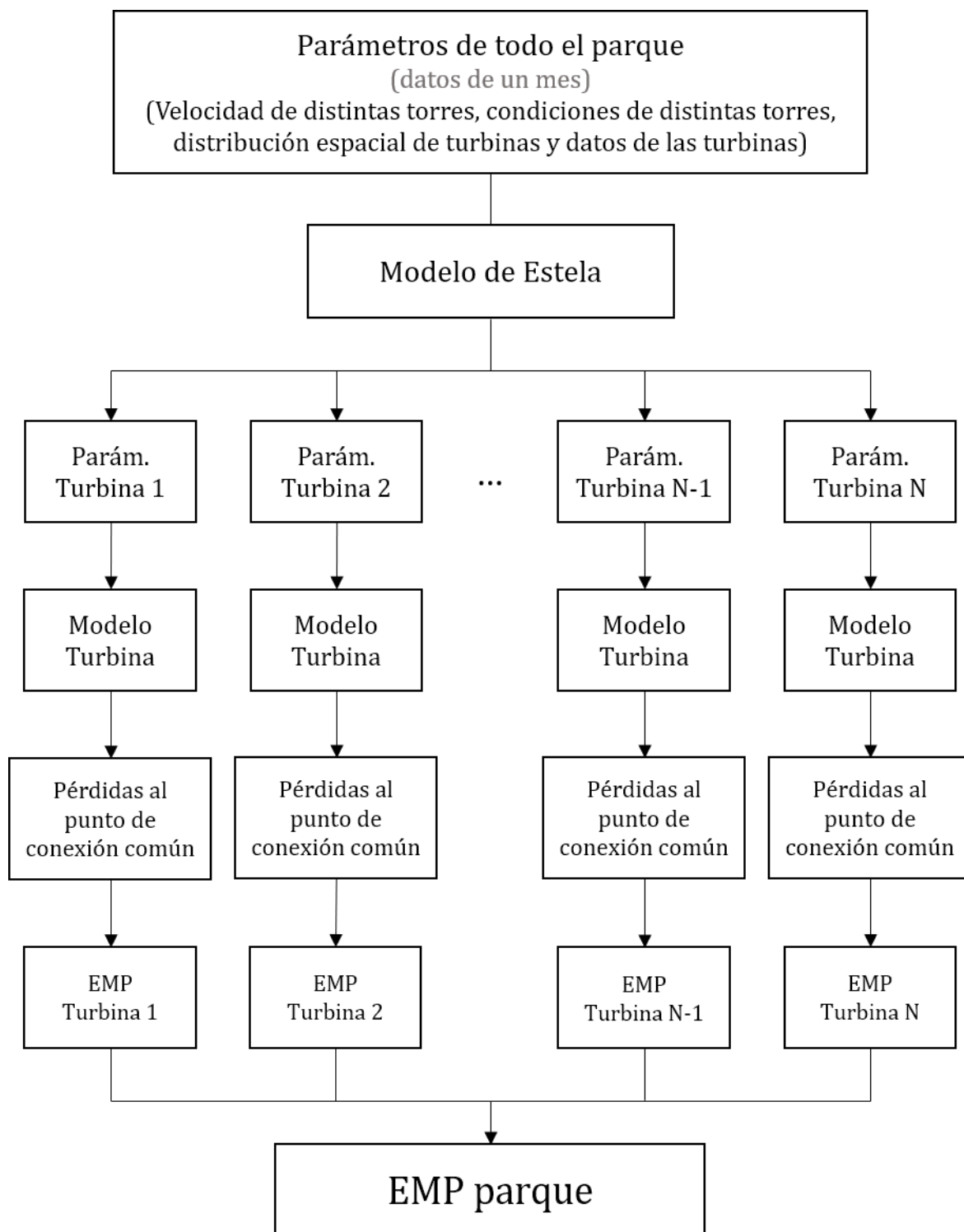


Figura 3: Proceso de cálculo de la energía neta del parque para un mes dado

3. Protocolo 3. Uso de Modelos de Extrapolación por Altura

La determinación de la velocidad horizontal del viento a la altura del cubo de una turbina eólica es crucial debido a su uso en la determinación de la producción de energía. Este parámetro se puede establecer dentro de la campaña de medición de viento usando torres meteorológicas que alcancen la altura del cubo o usando combinaciones de torre y sistemas de medición remota (Sodar y Lidar) con ciertas restricciones [4]. Sin embargo, la tendencia actual en la industria eólica ha consistido en el desarrollo de turbinas eólicas con alturas de cubo cada vez mayores, lo cual implica una serie de complicaciones para la medición de velocidad horizontal a dicha altura. Por esta razón, el uso de modelos que extrapolen verticalmente las mediciones de velocidad disponibles de menores alturas hasta la altura del cubo es una práctica común en la industria eólica [18].

Típicamente, se utilizan dos modelos matemáticos en la industria eólica para predecir el comportamiento del perfil cortante de viento sobre regiones de terrenos planos y homogéneos. La primera aproximación, **Ley Logarítmica**, tiene sus orígenes en la teoría de capa límite y es derivada a partir de argumentos físicos y dimensionales. Por otra parte, existe la **Ley de Potencias**, que corresponde a un modelo netamente empírico y simple bastante usado en la industria eólica y meteorológica.

El protocolo presenta a continuación los modelos exigidos y las siguientes recomendaciones para su implementación. **Se aclara que estos modelos ya se encuentran implementados en el aplicativo de cálculo de la ENFICC**, y no hay preferencia de un modelo sobre otro en cuanto a la calidad de los resultados de la extrapolación. La validación de estos resultados se presentan más adelante en la sección de anexos de este protocolo:

- **El método de extrapolación por altura exigido se basa en la Ley de Potencias.** Dicha selección se realiza con base en que esta ley es simple y robusta, pero a la vez es capaz de representar las características del terreno, estabilidad atmosférica y variaciones diarias y estacionales. En la Sección 4.3, la validación (revisión de la literatura y el ejercicio interno) corrobora las anteriores afirmaciones.
- Dentro de la Ley de Potencias, se permite el uso de los siguientes métodos para el cálculo del coeficiente de cortante α :
 1. **Basado en Velocidades de Viento en Sitio:** En este caso, se utilizan las velocidades medidas a dos alturas o tres alturas de medición como referencia. **Si se utilizan dos alturas de medición⁶, los niveles de referencia deben corresponder a las alturas de medición inferior y superior.**
 2. **Correlación basada en Altura y Velocidad:** En específico, se recomienda el **método de Justus-Mikhail**, el cual utiliza una altura y velocidad de referencias y ha mostrado buena calidad en la extrapolación de velocidades. Aunque se ha encontrado que el método presenta menores errores si se usa el nivel inferior de medición como referencia, se recomienda evaluar α con este método para cada altura de medición y revisar su variabilidad.
- En resumen, **este protocolo exige el uso de alguno de los tres siguientes métodos de extrapolación:** la extrapolación basada en velocidades de viento en sitio de dos alturas, la extrapolación basada en tres alturas y la correlación de Altura por el método de Justus Mikhail.

⁶Para torres de meteorológicas de dos alturas de medición no se puede emplear el método de extrapolación de tres alturas por falta de información. Cualquiera de los otros métodos es válido.

- Como se puede comprobar en los anexos de este protocolo, el cortante del viento tiene variaciones temporales diurnas y mensuales significativas, razón por la que realizar una extrapolación por altura con un coeficiente de cortante α promedio **no es correcto**. Lo anterior implica que α es una serie temporal y por lo tanto cada dato de la velocidad de referencia debe ser extrapolada independientemente (según la frecuencia temporal de la serie) hasta la altura del cubo de la turbina eólica.
- Con el objetivo de reducir la incertidumbre en la extrapolación de velocidad horizontal hasta la altura del cubo, **se recomienda utilizar las mediciones del nivel superior como velocidad de referencia**⁷.

⁷En la extrapolación horizontal implementada en el aplicativo esto no siempre es posible. Esto se debe a que también se debe realizar extrapolación temporal y se debe garantizar la correlación máxima entre el comportamiento de los datos in situ y de la serie secundaria. Por ejemplo, si la fuente secundaria está a 20 m y los niveles de medición están a 60, 40 y 20 m es preferible realizar primero la extrapolación temporal en 20 m, la serie final resultante de 10 años, a 20 m se le realiza la extrapolación horizontal. **Para evitar estas complicaciones, lo mejor es utilizar una serie de datos secundarios a la altura del cubo, que no requiera extrapolarse horizontalmente. Esto garantiza que la extrapolación horizontal de la serie in situ se realiza desde el nivel superior de medición**

4. Protocolo 4. Metodología para la reconstrucción de series de velocidad y dirección de viento

Como complemento a las diferentes metodologías propuestas en cumplimiento de lo dispuesto en la resolución CREG 167 de 2017, este documento presenta el **Protocolo 4. Metodología para la reconstrucción de series de velocidad y dirección de viento**. Variables requeridas en el modelo de estimación de generación energética, asociado al tercer producto entregado y denominado **Protocolo 2. Modelo energético para parques eólicos**. Como parte integral de la metodología propuesta se asume que los datos utilizados fueron adquiridos de acuerdo a lo dispuesto en el **Protocolo 1. Guía de buenas prácticas y requerimientos mínimos de medición**.

Este protocolo está compuesto por dos secciones. La primera corresponde al pre-procesamiento de los datos y la corroboración de su aplicabilidad para el propósito del modelo. El segundo describe el modelo MCP, por sus siglas en inglés ⁸, con el que se realiza reconstrucción histórica y define el procedimiento previo a su aplicación, el soporte teórico se presenta en la sección 1.3.

4.1. Pre-procesamiento y evaluación de datos

Llenado de datos

Como se mencionó anteriormente este protocolo asume que los datos utilizados para su ajuste fueron adquiridos siguiendo la guía de buenas prácticas y requerimientos mínimos de medición. Sin embargo, es posible que exista pérdida de información asociada a imprevistos en las campañas. El cálculo de la ENFICC requiere de una caracterización de la generación energética mensual. Debido a esto, es importante contar con suficientes datos que permitan, de manera razonable, estimar la disponibilidad durante un mes dado. En línea con lo anterior, las pérdidas de información están limitadas a máximo el 5 % del total de la información requerida, establecida en la resolución CREG 167 de 2017, como un año de mediciones en resolución de 10 minutos. Este porcentaje se traduce en 18.25 días que no podrán en ningún caso distribuirse en más de dos semanas continuas.

El llenado de datos podrá realizarse haciendo uso de información redundante adquirida en la misma torre, torres de medición cercanas y en caso de no cumplir con las restricciones de los dos casos anteriores, a través de la aplicación de procedimientos estadísticos. Se entiende como información redundante, información proveniente de un instrumento localizado en la misma torre, ya sea a la misma altura o en una altura inferior. Si este es el caso, el llenado se debe realizar escogiendo una de las siguientes opciones:

1. Si ambos instrumentos se encuentran a la misma altura, se toman los datos faltantes directamente de los registros del instrumento redundante.
2. Si el instrumento redundante se encuentra a una altura inferior, debe aplicarse una de las técnicas de extrapolación por altura recomendadas en el **Protocolo 3. Técnicas recomendadas para extrapolación por altura**

Si la campaña cuenta con más de una torre de medición, es posible realizar un llenado de los datos a partir de información de la torre más cercana. Esta deberá encontrarse en el radio o en

⁸Measure, Correlat, Predict

4.1 Pre-procesamiento y evaluación de datos

el límite del radio de representatividad (≤ 10 km) y cumplir con los requerimientos dispuestos el protocolo 1. En la industria eólica este tipo de procedimientos se hace aplicando técnicas MCP (por sus siglas en inglés *Measure Correlate Predict*). El uso de estas debe realizarse con información medida a la misma altura que la serie por completar, en consecuencia se descarta la información medida en alturas diferentes a la altura en la que se tiene la pérdida de información. La aplicación de la técnica seleccionada deberá estar avalada por un dictaminador técnico calificado. Se descarta el uso de modelos MCP de proporción y se recomiendan modelos con ajustes lineales o superiores avalados por el dictaminador técnico.

Finalmente, si no se cumple con ninguna de las anteriores condiciones es necesario realizar un ajuste estadístico de los datos. Es importante hacer énfasis en que cualquier método de llenado se basa en el comportamiento y tendencia de los datos existentes y por ende sería imposible predecir comportamientos anómalos que pudiesen ocurrir durante el periodo faltante. Esta metodología se propone suponiendo que se cuenta con el requerimiento mínimo de un año de medición (superior a un año). De contar con más tiempo de medición, se podría recurrir a metodologías más sofisticadas como modelos autorregresivos.

La metodología para el llenado de datos se desarrolla para las series de datos en resolución de 10 minutos y bajo la suposición de que los datos de diferentes días, pero de una misma franja horaria, están distribuidos de manera normal. Los parámetros del modelo de distribución normal se calculan a partir de los datos correspondientes a la misma franja horaria del dato o datos faltantes en periodos de tiempo alrededor del periodo faltante. Por “periodo” debe entenderse uno o varios días, así por periodo faltante se entiende el día, o los días, para los cuales no se contó con datos en una o varias franjas horarias. El procedimiento se describe a continuación:

Pérdida de información de un único día

realizar el promedio de los valores de la franja horaria del día anterior y el día siguiente disponibles.

Pérdida de información para más de un día

1. Se toman los datos de los periodos anterior y posterior correspondientes a la misma franja horaria de los datos faltantes. Los periodos anterior y posterior tienen el mismo número de días del periodo faltante.
2. Se calcula la media y desviación estándar de los datos de los periodos anterior y posterior.
3. Se seleccionan de manera aleatoria valores a partir de una distribución normal con media y desviación estándar igual a la calculada en el paso anterior para llenar los datos faltantes.

Representatividad del clima eólico

Un supuesto muy fuerte en la aplicación de técnicas de reconstrucción temporal, es asegurar que las series de datos representan adecuadamente el clima eólico en el área de interés. Este comportamiento se verifica a través de una buena correlación entre la información de referencia y la información objetivo. El nivel de correlación es cuantificado como el Coeficiente de Correlación de Pearson (r), calculado para pareja de datos durante el periodo común, mínimo un año en resolución horaria, ver ecuación 1. El límite inferior aceptado para este parámetro es $r = 0.83$ equivalente a un coeficiente de determinación $R^2 = 0.7$, de acuerdo a lo establecido en el documento CREG 167 de 2017.

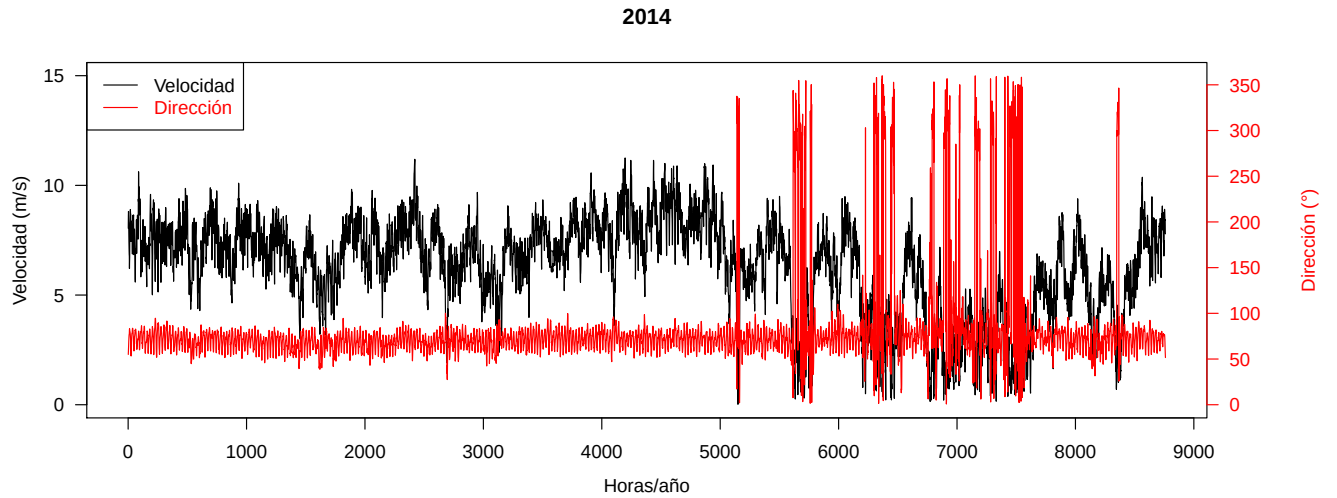
4.2 Aplicación modelo MCP

$$r = \frac{\sum_{i=1}^n [(V_i)_o^{CP} - \overline{V}_o^{CP}] [(V_i)_r^{CP} - \overline{V}_r^{CP}]}{\left\{ \sum_{i=1}^n [(V_i)_o^{CP} - \overline{V}_o^{CP}]^2 \right\}^{1/2} \left\{ \sum_{i=1}^n [(V_i)_r^{CP} - \overline{V}_r^{CP}]^2 \right\}^{1/2}} \quad (1)$$

4.2. Aplicación modelo MCP

El modelo MCP implementado a diferencia de los métodos más simples asociados únicamente a velocidad de viento, incorpora información de dirección para realizar una reconstrucción conjunta de dirección y velocidad. Esto tomando en cuenta la dependencia existente entre las variaciones instantáneas de la velocidad y la dirección, este fenómeno es ilustrado en la figura 4. A partir de esta, es posible intuir que bajas velocidades de viento aparecen en momentos en los que la dirección de viento toma valores específicos y característicos en la zona. Igualmente, los valores medios y altos de la velocidad encuentran una correlación directa con el sector de dirección temporal en el que se registran.

Figura 4: Superposición de velocidad y dirección de viento para una serie medida en sitio, año 2014.



A partir de lo anterior y como se muestra en el documento de soporte teórico, Anexo 4, la aplicación del modelo de reconstrucción temporal ejecuta una serie de clasificaciones de dos niveles, dirección y viento, y ajusta un modelo lineal para la velocidad de viento y un factor de corrección por diferencias en la variable de dirección. La clasificación de dos niveles arroja 2 matrices de igual tamaño para la información medida en sitio y la información de referencia, ambas en el periodo común. La primera versión de este tipo de clasificación se propone en la referencia [19], si es de interés del lector puede remitirse a esta para entender en detalle la lógica con la que se realiza la clasificación de los datos y otros pormenores. A continuación se presenta el algoritmo ejecutado por el modelo implementado.

Definición de variables

Variables medidas en sitio

Para la aplicación del protocolo se asume que las series han sido preprocesadas y llenadas, si aplica.

V_o^{CP}	Velocidad de viento expresada en m/s con resolución diezminutal a la altura del buje. Se exige mínimo un año de datos medido de forma adecuada
D_o^{CP}	Dirección de viento expresada en $^\circ$ con resolución diezminutal a la altura del buje. Se exige mínimo un año de datos medido de forma adecuada
$\sigma(V)_{o,i}^{CP}$	Desviación estándar calculada con información de la serie de medición de velocidad de viento para el intervalo i
$\bar{V}_{o,i}^{CP}$	Promedio calculado con información de la serie de medición de velocidad de viento para el intervalo i
$\bar{D}_{o,i}^{CP}$	Promedio calculado con información de la serie de medición de dirección de viento para el intervalo i

Variables secundarias de largo plazo

Para la aplicación del protocolo la serie secundaria deberá cubrir un periodo de 10 años de información y estar localizada en un radio de representatividad de 10km respecto al punto de medición.

V_r^{LP}	Velocidad de viento expresada en m/s con resolución horaria como mínimo
D_r^{LP}	Dirección de viento expresada en $^\circ$ con resolución horaria como mínimo

Variables secundarias periodo común

El periodo común de información, utilizado para ajustar el modelo de reconstrucción, deberá corresponder al mismo año de medición reportado en el requerimiento **variables medidas en sitio**, igualmente deberán aplicarse previamente las técnicas de extrapolación por altura recomendadas.

V_r^{CP}	Velocidad de viento expresada en m/s con resolución horaria como mínimo
D_r^{CP}	Dirección de viento expresada en $^\circ$ con resolución horaria como mínimo
$\sigma(V)_{r,i}^{CP}$	Desviación estándar calculada con información de la serie de medición de velocidad de viento para el intervalo i
$\bar{V}_{r,i}^{CP}$	Promedio calculado con información de la serie secundaria en el periodo común para la velocidad de viento para el intervalo i
$\bar{D}_{r,i}^{CP}$	Promedio calculado con información de la serie secundaria en el periodo común para la dirección de viento para el intervalo i

Otras variables y constantes

h_o	Altura a la cual fueron tomados los datos medidos en sitio
h_r	Altura a la cual se reportan los datos de la serie secundaria
CAT_D	Lista de listas en la que se acumulan los diferentes niveles de clasificación por dirección
CAT_V	Lista de listas en la que se acumulan los diferentes niveles de clasificación por velocidad
$CAT_{V_{aux}}$	Variable auxiliar utilizada para almacenar información de clasificación por velocidad

4.2 Aplicación modelo MCP

Algoritmo 1 Procesamiento de datos para el periodo común

Identificar la resolución máxima disponible, en este caso se restringe a datos horarios
La información utilizada ha sido procesada en etapas anteriores del modelo por lo que se asume que ya fue importada y se encuentra en el formato correcto

procedure CÁLCULO COEFICIENTE DE PEARSON(según 1)

$$r = \frac{\sum_{i=1}^n [(V_i)_o^{CP} - \overline{V}_o^{CP}] [(V_i)_r^{CP} - \overline{V}_r^{CP}]}{\left\{ \sum_{i=1}^n [(V_i)_o^{CP} - \overline{V}_o^{CP}]^2 \right\}^{1/2} \left\{ \sum_{i=1}^n [(V_i)_r^{CP} - \overline{V}_r^{CP}]^2 \right\}^{1/2}} \geq 0.86$$

En este caso, el subíndice i corresponde a cada valor en la serie de información. Por su parte los subíndices o y r corresponden a la información de la serie objetivo o medida en sitio y a la información de referencia o secundaria, respectivamente.

end procedure

procedure EXTRAPOLACIÓN POR ALTURA(aplicación protocolo numero 3)

si $h_o \neq h_r$, ejecutar protocolo numero 3

end procedure

Algoritmo 2 Clasificación en niveles de dirección y velocidad

$V_{lim} = []$ Vector que contiene los límites de velocidad en los que se clasificarán las series de datos, estos son calculados automáticamente por el modelo a partir de la información existente
 $D_{lim} = []$ Vector que contiene los límites de dirección en los que se clasificarán las series de datos, estos son calculados automáticamente por el modelo a partir de la información existente

procedure CLASIFICACIÓN DE SERIES

Clasificación por dirección

for i in $\text{length}(D_{lim}) - 1$ **do**

$CAT_D[[]] = \text{which}(D_i \geq D_{lim}[i] \ \& \ D_i < D_{lim}[i + 1])$

end for

Clasificación por velocidad

for j in $\text{length}(CAT_D[[1]])$ **do**

$CAT_V = \text{list}()$

for i in $\text{length}(V_{lim}) - 1$ **do**

$CAT_{V_{aux}}[[i]] = \text{which}(CAT_D[[j]] \geq V_{lim}[i] \ \& \ CAT_D[[j]] < V_{lim}[i + 1])$

end for

$CAT_V[[j]] = CAT_{V_{aux}}$

end for

Este algoritmo arroja dos listas de listas por variable (Velocidad y Dirección) y por fuente (serie de referencia y serie objetivo). Cada una de las listas representa una de los niveles de clasificación de las matrices homogéneas en tamaño.

end procedure

4.2 Aplicación modelo MCP

Algoritmo 3 Calculo de parámetros MCP de ajuste por nivel

aux_A Variable auxiliar que almacena los parámetros de ajuste del modelo lineal.
 aux_B Variable auxiliar que almacena los parámetros de ajuste del modelo lineal.

procedure CALCULO DE PARÁMETROS MCP POR NIVEL DE CLASIFICACIÓN

```

for  $j$  in length( $CAT_V$ ) do
     $aux_A = lis()$ 
     $aux_B = lis()$ 

    for  $i$  in length( $CAT_V[[j]]$ ) do
         $aux_A = mean(CAT_V[[j]][[i]])$ 
         $aux_B = std(CAT_V[[j]][[i]])$ 
    end for
end for
end procedure

```

Por simplificación del pseudocódigo no se mostrará nuevamente el procedimiento. Sin embargo, se aclara que este se aplica a a ambas series, referencia y objetivo, de forma conjunta por lo que se obtienen matrices de igual tamaño para cada una de las fuentes de información. De esta forma, es posible calcular la velocidad y dirección promedio y la desviación estándar de cada una de las fuentes de información. Esto se realiza para cada uno de los niveles de clasificación conjuntos, como se acaba de mostrar.

Las variables aux_A y aux_B almacenan los valores promedio y de desviación estándar de ambas fuentes de información. En adelante, $\sigma(V)_{o,i}$, $\sigma(V)_{r,i}$, $\bar{V}_{o,i}^{CP}$, $\bar{V}_{r,i}^{CP}$, $\bar{D}_{o,i}^{CP}$ y $\bar{D}_{r,i}^{CP}$. En estos el subíndice i representa el nivel de clasificación en el que se calculan dichos valores.

Algoritmo 4 Reconstrucción temporal histórica

procedure APLICACIÓN DEL MODELO SOBRE SERIE HISTÓRICA

```

for  $j$  in length( $(D_t)_r^{LP}$ ) do
    for  $i$  in length( $(V_t)_r^{LP}$ ) do
         $(V_t)_o^{LP} = (\bar{V}_{o,ij}^{CP} - (\frac{\sigma(V)_{o,ij}}{\sigma(V)_{r,ij}}) * \bar{V}_{r,ij}^{CP}) + (\frac{\sigma(V)_{o,ij}}{\sigma(V)_{r,ij}}) * (V_t)_r^{LP}$ 
         $(D_t)_o^{LP} = (D_t)_r^{LP} * (\frac{\bar{D}_{o,ij}^{CP}}{\bar{D}_{r,ij}^{CP}})$ 
    end for
end for
end procedure

```

ANEXO 1. Documento soporte Protocolo 1

Introducción

Partiendo de la revisión realizada, esta sección del documento se divide en dos partes. La primera, correspondiente a la sección 1, proporciona un contexto al contenido del protocolo. La segunda parte presenta los sustentos del protocolo 1. Esta recopila estándares y guías de mejoras prácticas internacionales para la evaluación de recurso eólico, lo cual comprende las secciones 2 a 7.

1. Mejores Prácticas para Campañas de Medición de Viento

Una campaña de medición adecuada se compone de tres etapas principales (como se muestra en la Figura 5), iniciando con la identificación del sitio, seguida de la evaluación preliminar del recurso (el cual incluye la definición del plan de medición, ubicación y altura de las torres de medición, selección de instrumentación, entre otros) y el emplazamiento a pequeña escala⁹. En este documento se realizará un especial énfasis sobre la segunda etapa descrita en este esquema, aunque se comentarán generalidades de todas las etapas a continuación.

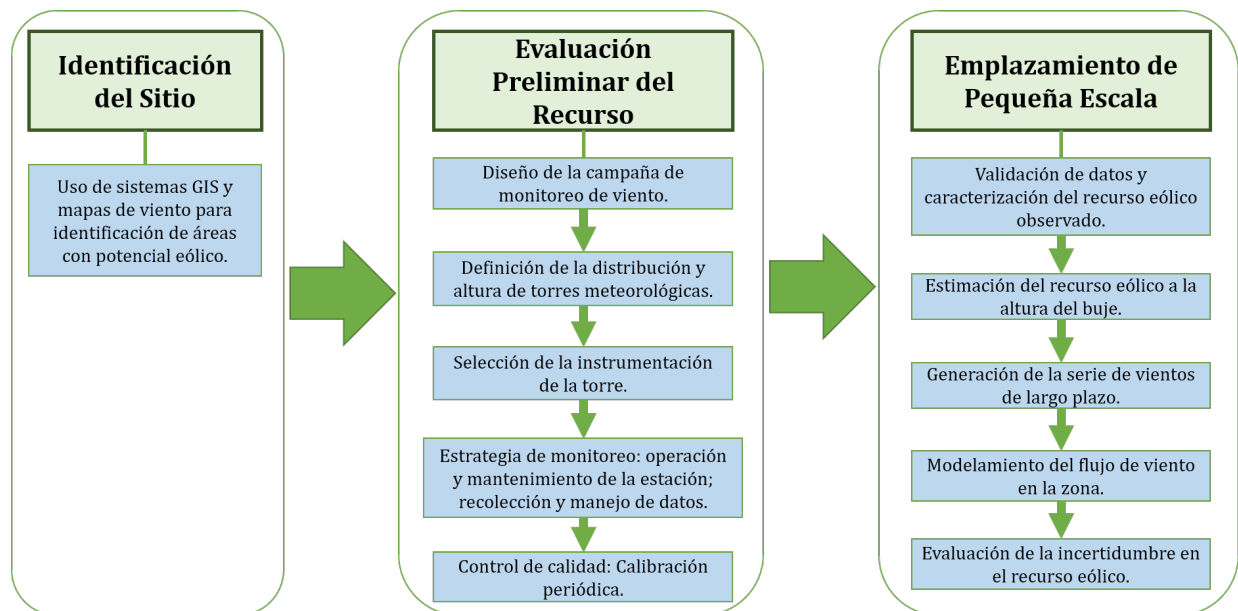


Figura 5: Proceso de ejecución de una campaña de medición de viento. Figura elaborada a partir de información de [6] y [7].

La primera etapa consiste en la identificación de sitios con potencial eólico a partir de información disponible en mapas con datos de viento disponibles públicamente. Existen diversas fuentes de información de vientos para el mundo en general o para zonas y países específicos, como los que se presentan en la Tabla 8. Se sugiere la revisión del documento *Data Quality for Global Renewable Energy Atlas - Solar and Wind* [20], el cual presenta una metodología y recomendaciones

⁹También denominado "Micrositing"

para evaluar la calidad de los datos presentes en los atlas de recursos energéticos. Adicional a esta información, se requiere recopilar datos de interés para la instalación de torres de medición a partir de Sistemas de Información Geográfica (GIS), recolectando parámetros como la elevación, rugosidad del terreno, cuerpos de agua, construcciones, obstáculos, entre otros. Según la literatura, la estimación de energía eólica predicha en esta etapa posee un alto nivel de incertidumbre del orden $\pm 50\%$, por lo que estos datos no pueden ser usados en un análisis de viabilidad económica, lo cual obliga a la ejecución de mediciones en sitio [21].

Tabla 8: Mapas y Atlas de Viento disponibles para identificación de sitios con potencial eólico.

Atlas de Viento	Empresa u Organización
3Tier	VAISALA (www.3tier.com)
WindNavigator	AWS TruePower (dashboards.awstruepower.com)
Vortex	Vortex (www.vortexfdc.com)
Mapas de NREL	NREL (www.nrel.gov/gis/maps.html)
Atlas Global de la Agencia Internacional de Energías Renovables	IRENA (irena.masdar.ac.ae)
Atlas Global de Vientos desarrollado por el Banco Mundial y la Universidad Técnica de Dinamarca (DTU)	Banco Mundial y DTU (globalwindatlas.info)
Atlas de Viento y Energía Eólica de Colombia	IDEAM-UPME (bdigital.upme.gov.co/handle/001/22)

Una vez se selecciona un sitio, la segunda etapa se ejecuta con el objetivo de caracterizar el recurso eólico disponible, para lo cual se realiza la instalación de torres meteorológicas de monitorización. Los principales objetivos de esta etapa son: i) determinar o verificar si existen los recursos eólicos suficientes que justifiquen investigaciones más profundas en sitio, ii) comparar el recurso eólico en diferentes zonas para distinguir los respectivos potenciales de desarrollo y iii) obtener datos representativos para la estimación del desempeño y viabilidad económica de los modelos de turbinas eólicas seleccionadas. La tercera etapa consiste en la evaluación detallada del recurso eólico en el sitio escogido, lo cual implica la caracterización detallada del viento en todas las escalas espaciales y temporales relevantes, con el objetivo de generar una estimación precisa de la producción de energía y la ubicación óptima de las turbinas en el área del proyecto. Dentro de los aspectos concretos de esta etapa se encuentran la validación de datos, ajustes de series de tiempo para largo plazo, modelamiento del flujo de viento y análisis de incertidumbre.

Este documento-protocolo se centrará en la segunda etapa (Evaluación Preliminar de Recurso Eólico), la cual tiene una serie de pasos relacionados con la instalación de equipos y tratamiento de datos (como se muestra en la Figura 5) que deben ser revisados respecto a las normas, estándares y guías disponibles, lo cual se presentará en las siguientes secciones.

Es importante resaltar que las siguientes recomendaciones y exigencias del protocolo **aplican para torres meteorológicas usadas para el cálculo de la ENFICC de nuevos proyectos eólicos**. Es decir, las campañas de medición ejecutadas luego de que este protocolo entre en vigor deben seguir los lineamientos aquí propuestos para la implementación de nuevas torres meteorológicas. Si en estas campañas se desea utilizar datos de torres meteorológicas previamente existentes para el cálculo de la ENFICC, estos datos **únicamente serán válidos como fuente de información primaria si cumplen con este documento-protocolo**, de lo con-

trario únicamente podrán utilizarse como fuentes de información secundaria y adicional, y **nunca** reemplazarán la instalación de torres meteorológicas nuevas erigidas en acorde a este documento-protocolo.

2. Selección de la Zona de Instalación

Una torre de medición debe ser instalada en una posición que le permita representar las condiciones climáticas generales del área de un posible proyecto. El nivel y calidad con la que las mediciones de la torre reproducirán el flujo de viento dependerán principalmente de la orografía, tipo de suelo y la presencia de obstáculos. Para definir el grado de representatividad de una ubicación potencial de torre de medición, los manuales de buenas prácticas presentan diversas recomendaciones relacionadas con la altura y ubicación de la torre meteorológica.

Según el *Manual de Evaluación de Recurso Eólico*, las torres meteorológicas deben ser ubicadas tan lejos como sea posible de obstáculos y deben ser distribuidas en un conjunto diverso de ubicaciones que representen el amplio rango de condiciones climáticas de la región donde se pretenden ubicar turbinas eólicas [6]. Para establecer la ubicación y el número de torres de medición, existe una primera aproximación que asume que las condiciones de viento medidas en una posición pueden ser extrapoladas con una incertidumbre tolerable dentro de un *radio de representatividad*, lo cual implica la distancia máxima entre cualquier turbina propuesta y una torre de medición. Este método requiere una distribución preliminar de las turbinas de viento para establecer el número apropiado de torres y reducir la incertidumbre en el modelamiento del flujo de viento.



Figura 6: Ejemplos de tipos de terrenos en Colombia. A la izquierda se ejemplifica un terreno simple y plano en los alrededores del parque eólico de Jepirachi (Alta Guajira). A la derecha, en contraposición, se ejemplifica un terreno complejo y montañoso en el Cerro de Patascoy (Putumayo-Nariño), para el cual se recomienda seguir guías adicionales para el número de torres.

Con el objetivo de determinar un límite para el radio de representatividad de una torre meteorológica, se utiliza el valor establecido por la MEASNET para un terreno plano y homogéneo de **10 km** [5], el cual será el radio máximo **permitido** para una estación de medición en cualquier caso. Este criterio permite establecer el número mínimo de torres meteorológicas, el cual aumenta según la complejidad del terreno y la necesidad de una representación más detallada del viento en el área del proyecto. Esto es común en zonas montañosas donde el viento se acelera de distintas maneras en función de la complejidad del relieve (Figura 6), en cuyas situaciones se recomienda el uso de los siguientes lineamientos de la MEASNET y NREL [5] [6]:

- En terrenos moderadamente complejos, con aspectos orográficos como colinas poco pronunciadas y cordilleras simples perpendiculares al viento, el radio máximo varía de 3 a 5 km.
- Para terrenos muy complejos que incluyen cordilleras complejas y muy empinadas (pendientes con ángulo de inclinación mayor a 17°), sitio costero con distancia variable de la playa, o región con bosques densos presentan radios máximos recomendados de 1 a 3 km.

Adicionalmente, la ubicación de torres meteorológicas está limitada por la presencia de obstáculos tales como edificios, afloramientos de roca o conjuntos aislados de árboles. Esto sucede debido a que en la zona de la estela del obstáculo se presenta una importante reducción de la velocidad e incremento de la turbulencia. Por este motivo, la WMO ha definido el estándar ISO 19289:2014 en el que establece las reglas de exposición de sensores en estaciones meteorológicas [3]. En este estándar, se muestra una clasificación que va de 1 a 5, donde los sitios de Clase 1 corresponden a casos de medición de bajo nivel de incertidumbre y que pueden ser utilizados para representar el clima de un área amplia, mientras los sitios de Clase 5 corresponden a lugares donde los obstáculos cercanos alteran las mediciones reduciendo la representatividad meteorológica. En el caso específico de la medición de velocidad de viento, la calidad de la medición estará afectada no sólo por los obstáculos circundantes sino también por la rugosidad aerodinámica del terreno. La clasificación de rugosidad se puede determinar a partir de la Tabla 9 que toma como referencia las características visuales del sitio para la determinación de la rugosidad relativa z_0 . Por ejemplo, una región como la Alta Guajira puede clasificarse como sitio con rugosidad de Clase 2, debido a que se caracteriza por ser un desierto con presencia de playas y un relieve con pocas ondulaciones.

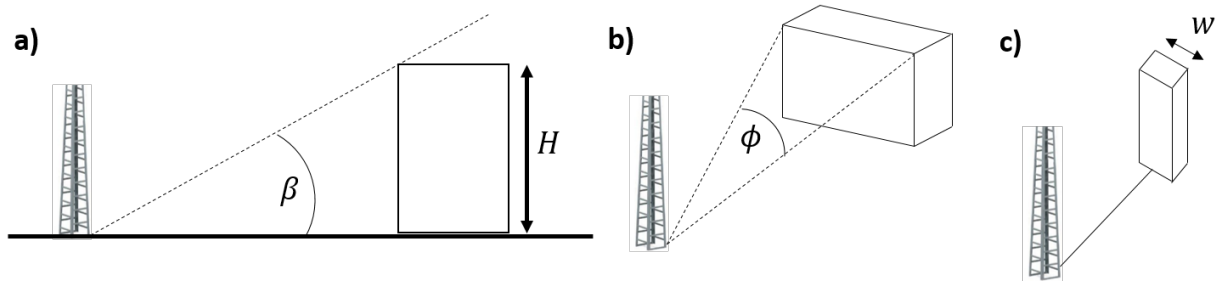


Figura 7: Definición de variables para la clasificación de reglas de medición de viento: a) Ángulo de sitio y altura del obstáculo, b) ancho angular efectivo y c) ancho de obstáculo delgado [3].

Una vez se determina la clasificación de la rugosidad, se evalúa la influencia de los obstáculos relevantes cercanos a la torre para establecer la clasificación del sitio. Los obstáculos se caracterizan según una serie de parámetros geométricos: para definir si un objeto tiene un tamaño relevante como para obstaculizar el flujo, se analiza el ancho angular efectivo ϕ como se muestra en la Figura 7. Así las cosas, un objeto es considerado como un obstáculo si este tiene un ϕ mayor a un valor determinado, de lo contrario se clasifica como obstáculo delgado. Si el obstáculo se considera ancho, se define la distancia apropiada de la torre respecto a un obstáculo en términos de su altura H o el ángulo de sitio β ; de lo contrario, si el obstáculo es considerado delgado y tiene una altura mayor a 8 m, la distancia se define a partir de su ancho w (Figura 7).

En la Tabla 10 se presentan las distintas clases de reglas de medición con sus respectivas características. Es importante notar que el estándar WMO-ISO 19289:2014 está diseñado para torres de 10 m de altura, las cuales son más propensas a las perturbaciones del viento debidas a

Tabla 9: Clasificación del terreno en términos de la rugosidad aerodinámica z_0 desarrollada y actualizada por Davenport et al [8]. Aquí x hace referencia a la distancia de un obstáculo con el sitio de evaluación y H es la altura del obstáculo.

Clase de rugosidad	Breve Descripción del Terreno	z_0 [m]
1	Mar o lago abierto, planicies cubiertas de nieve, desierto sin obstáculos, desierto sin rasgos distintivos, superficies de tarmac y concreto con camino libre de al menos 5 km	0.0002
2	Terrenos sin rasgos distintivos ni obstáculos notables y con vegetación rechazable; playas, pantanos, regiones cubiertas de nieve y cultivos en barbecho	0.005
3	Terreno plano abierto; césped y pocos obstáculos aislados. Aplicable en tierras de pastoreo sin cortinas rompe-viento, campos de brezos, páramos, tundra, pistas de aeropuerto. $x/H > 50$	0.03
4	Cultivos bajos; obstáculos grandes ocasionales, $x/H > 20$	0.10
5	Cultivos altos; obstáculos dispersos a distancias relativas de $15 < x/H < 20$ para objetos porosos (cortinas rompe-viento) y $8 < x/H < 12$ para objetos sólidos (edificios bajos)	0.25
6	Grupos de árboles dispersos, arbustos y paisajes intensamente cultivados; numerosos obstáculos, $x/H \approx 10$. Incluye áreas moderadamente cubiertas por edificios bajos con separaciones de $3 < x/H < 7$	0.5
7	Cubrimiento regular de grandes obstáculos en áreas como suburbios, bosques y áreas construidas densas con poca variación de altura.	1.0
8	Centro de ciudad con edificios de baja y gran altura, o bosques grandes con terreno irregular y claros numerosos y dispersos	≥ 2

las condiciones del terreno y obstáculos que las torres de prospección eólica. En efecto, la estela de un obstáculo solo es capaz de afectar la velocidad del viento hasta dos veces la altura de la obstrucción como se observa en la Figura 8, lo cual implica que una torre con sensores ubicados en niveles suficientemente altos tendrá mediciones representativas del recurso eólico en el sitio. Por esta razón, este estándar **debe** ser ejecutado junto con los lineamientos para la definición de la altura de la torre (final de esta sección) y las alturas de los anemómetros (Sección 5.3) como una **guía** para la selección de la mejor zona de instalación dentro del área del proyecto. En este sentido, se **recomienda** cumplir con una clasificación de por lo menos Clase 2 para garantizar baja incertidumbre en las mediciones y mayor representatividad.

Tabla 10: Clasificación de las reglas de medición de velocidades de viento según el estándar ISO 19289:2014 elaborado por [3].

Clase del sitio	Breve Descripción de la Clase	Restricciones y Consideraciones
1	Condición de medición ideal y con el nivel de incertidumbre más reducido y controlado.	- La torre debe ser ubicada a una distancia igual o superior a $30H$ de los obstáculos circundantes, lo que equivale a $\beta \leq 1.9^\circ$. Se considera un obstáculo ancho si $\phi \geq 10^\circ$. - La torre debe ubicarse a una distancia de por lo menos $15w$ de cualquier obstáculo delgado. - Obstáculos simples más pequeños de 4 m pueden ser ignorados. - La clase de rugosidad de ser menor o igual a 4.
2	Presenta una incertidumbre adicional estimada del 30% con posibilidad de corrección.	- La torre debe ser ubicada a una distancia igual o superior a $10H$ de los obstáculos circundantes, lo que equivale a $\beta \leq 5.7^\circ$. Se considera un obstáculo ancho si $\phi \geq 10^\circ$. - La clase de rugosidad de ser menor o igual a 5. - Demás características son iguales a la Clase 1.
3	Presenta una incertidumbre adicional estimada del 50% sin posibilidad de corrección.	- La torre debe ser ubicada a una distancia igual o superior a $5H$ de los obstáculos circundantes, lo que equivale a $\beta \leq 11.3^\circ$. Se considera un obstáculo ancho si $\phi \geq 10^\circ$. - La torre debe ubicarse a una distancia de por lo menos $10w$ de cualquier obstáculo delgado. - Obstáculos simples más pequeños de 5 m pueden ser ignorados. - La clase de rugosidad de ser menor o igual a 5.
4	Presenta una incertidumbre adicional estimada más grande del 50%.	- La torre debe ser ubicada a una distancia igual o superior a $2.5H$ de los obstáculos circundantes, lo que equivale a $\beta \leq 21.8^\circ$. - Ningún obstáculo con un $\phi \geq 60^\circ$ y una altura mayor a 10 m debe estar ubicado dentro de un radio de 40 m. - Obstáculos simples más pequeños de 6 m pueden ser ignorados. - La clase de rugosidad de ser menor o igual a 5.
5	El nivel de incertidumbre es muy alto y difícil de estimar.	El sitio no sigue los requerimientos de la Clase 4.

Sumado a las anteriores consideraciones sobre obstáculos, es importante agregar que: i) en algunos casos, conjuntos de obstáculos altos y delgados pueden generar un efecto similar a un obstáculo simple y ancho, por lo que este fenómeno debe ser considerado; ii) cambios en la altitud (positivo o negativo) en el terreno que no sean representativos del paisaje deben ser considerados como obstáculos y iii) la presencia de numerosos obstáculos con una altura mayor a los 2 m genera alteraciones importantes en el flujo de viento, por lo que se recomienda usar la altura de los obstáculos como nivel de referencia para la instalación de sensores para minimizar la influencia de obstáculos en posteriores mediciones. Este problema es bastante común en la monitorización de regiones cercanas o internas a bosques como se esquematiza en la Figura 9.

El último aspecto a tener en cuenta es la altura de la torre meteorológica, la cual dependerá del uso complementario de sistemas de medición remota (Sodar y Lidar) por parte de la campaña de

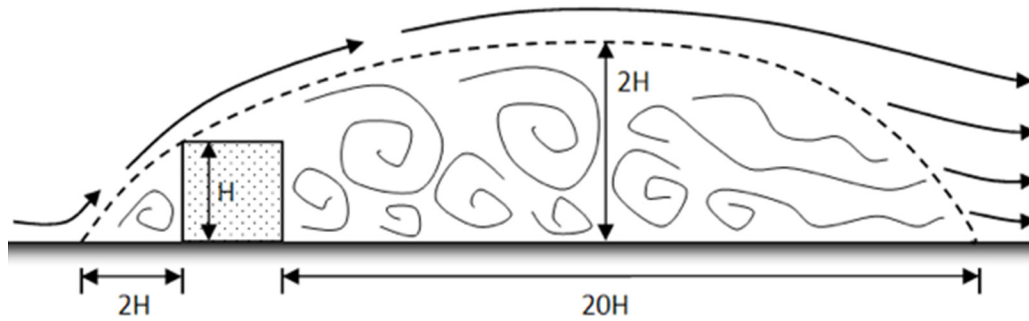


Figura 8: Zona de afectación del viento debido a un obstáculo. Esquema tomado de [22]

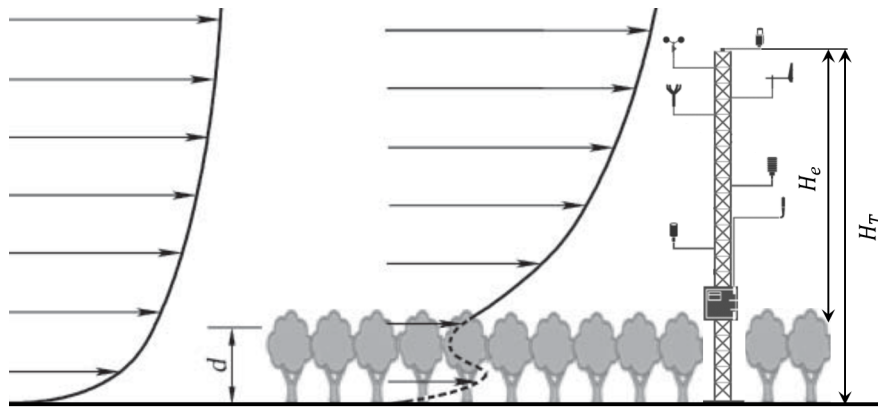


Figura 9: La altura efectiva de la torre H_e varía según la presencia de obstáculos densos con altura equivalente d , de forma que $H_e = H_T - d$. Esquema adaptado de [23]

viento. La aplicación de estas técnicas es frecuente en la industria eólica hoy en día y es aceptado por la reciente versión del estándar internacional IEC 61400-12-1:2017 con ciertas limitaciones y alcances que son discutidos en la Sección 5.1.1. Dependiendo del uso de estos sistemas se tienen los siguientes escenarios para definir la altura de la torre meteorológica:

- Si la campaña de viento sólo utilizará mediciones con torres meteorológicas, es de **obligatorio cumplimiento** que la altura corresponda por lo menos a $2/3$ de la altura del cubo¹⁰ de las turbinas eólicas a instalar según MEASNET [5], lo cual garantiza la caracterización del recurso eólico en la parte más baja y relevante de la capa límite atmosférica.
- Si la campaña combina mediciones de torres meteorológicas con sistemas de medición remota (Sodar o Lidar) y el uso de estas es válida para el tipo del terreno del proyecto, la altura mínima de la torre **debe ser de 40 metros** para garantizar la correcta monitorización y verificación de estos sistemas [4] [5]. En este caso, instalar una torre de $2/3$ de la altura del cubo (mientras la altura resultante sea superior a 40 metros) es altamente recomendable pero su cumplimiento estricto no es obligatorio.

¹⁰Entiéndase cubo o buje (en inglés *hub*) como el eje central de una turbina eólica horizontal (HAWT) o la altura con respecto a la base de la torre del centroide del área barrida por el rotor en una turbina vertical (VAWT) [4]

3. Selección de Instrumentos de Medición

En esta sección se describen los instrumentos más utilizados para torres de medición de viento y las normas y estándares relacionados que deben cumplir dispositivos comerciales de alta calidad. Es importante definir el nivel de exactitud y la incertidumbre requerida para la correcta selección de los instrumentos. Las principales variables que se requieren medir son la velocidad del viento y su dirección; sin embargo, la temperatura del aire, la presión barométrica y la humedad relativa afectan la estimación de la densidad del aire, por lo que su medición es necesaria para una posterior estimación de la energía producida.

3.1. Velocidad Horizontal de Viento

Aunque existe una amplia variedad de instrumentos disponibles en el mercado para la medición de esta variable, **sólo** los anemómetros de cazoletas y sónicos son **aceptados** por estándares y guías de la industria eólica [4]. Se descarta el uso de anemómetros de tubo de pitot debido a la pérdida de exactitud a causa de variables climáticas (polvo, humedad, insectos) [24], así como los anemómetros de alambre caliente debido a su fragilidad excesiva, baja precisión a altas velocidades, mal funcionamiento bajo condiciones lluviosas y por su necesidad de una constante calibración por presencia de contaminantes, polvo o humedad excesiva en el aire [3]. Sin embargo, el uso de sistemas de medición remota como Sodar y Lidar son aceptados como instrumentos **complementarios** a los anemómetros de cazoletas y sónicos con ciertos alcances y restricciones que son discutidas en la Sección 5.1.1.

Los anemómetros de cazoletas son los instrumentos más comunes en la industria debido a su robustez y la demostrada efectividad de su uso en aplicaciones meteorológicas [4]. Estos instrumentos consisten de un ensamble de 3 ó 4 cazoletas conectados a un eje rotatorio vertical, el cual posee un transductor que convierte el movimiento rotacional en una señal eléctrica con información de la frecuencia (o voltaje) la cual es procesada para obtener la velocidad de viento [25]. El estándar IEC 61400-12-1 establece clasificaciones y especificaciones para la ubicación, montaje y uso de este tipo de anemómetros. Adicionalmente, los anemómetros de cazoletas seleccionados deben corresponder a los estándares ASTM D5096-02:2011 y la ISO 17713-1:2007. Ambos estándares establecen la metodología para la determinación del desempeño de anemómetros de cazoletas teniendo en cuenta la medición de parámetros como el Umbral de Inicio, Constante de Distancia, Función de Transferencia y Respuesta a Ángulos de Ataque.

Por otra parte, los anemómetros sónicos no poseen partes móviles y miden la velocidad y dirección del viento (en dos o tres direcciones) al detectar variaciones en la velocidad de sonido ultrasónico transmitido entre puntos fijos de una configuración geométrica determinada. Debido a que no poseen la inercia rotacional de los anemómetros de cazoleta, posee una mejor respuesta frente a fluctuaciones de altas velocidades y a la dirección del viento, implicando una reducción en el nivel de incertidumbre y alta durabilidad [3]. Los estándares aplicables a este tipo de anemometría son la ISO 16622:2002, la cual define metodologías de prueba para anemómetros sónicos en diversos ambientes de laboratorio y de campo, a partir de criterios de desempeño diversos; adicionalmente, el estándar ASTM D6011-96 presenta la metodología de prueba para evaluación de desempeño enfocado en aplicaciones meteorológicas.

La clasificación de anemómetros se basa en el nivel de incertidumbre operacional y se caracteriza según un número de clase. Un menor número de clase representa una menor incertidumbre, por ejemplo, los anemómetros de Clase 2 indican que la desviación de sus mediciones no supera el 2% dentro del rango operacional de temperatura; así mismo, instrumentos de Clase 0.5 ga-

3.1 Velocidad Horizontal de Viento

garantizan una incertidumbre operacional menor al 0.5 % para una desviación estándar. El uso de anemómetros de **Clase 1.7** o mejor es **requerido** para garantizar una medición de velocidad apropiada según el estándar IEC 61400-12-1:2017 [4]. Se recomienda la revisión del Anexo J de esta norma, la cual contiene la metodología para la evaluación y definición de la clase de incertidumbre operacional del anemómetro. Otros aspectos importantes son las alturas de ubicación de los sensores y la configuración del soporte empleado para instalar los anemómetros, ya que la precisión de este se afectará si el instrumento está ubicado muy cerca de la torre; en este caso se debe revisar la Sección 6.3.

En la Tabla 11 se muestran las especificaciones generales que deben seguir los anemómetros seleccionados para cumplir la Clase 1.7 y los estándares ISO y ASTM. Se recomienda remitirse a las referencias [3], [4], [5], [6] y [25] para mayor información sobre parámetros de selección, evaluación y factores de incertidumbre. También se recomienda revisar la sección 5.1.2 de este documento para consideraciones de protección para ambientes salinos, heladas, presencia de polvo y ambientes corrosivos en general. En el Apéndice del presente documento se presentan empresas y una lista de instrumentos de medición comúnmente utilizados en la industria eólica.

Tabla 11: Características técnicas exigidas según la norma ISO 17713-1:2007 y la WMO [3].

Especificaciones	Anemómetro
Rango de Medición	0 a 75 m/s
Umbral de Inicio	≤ 1.0 m/s
Constantes de Respuesta	Constante de Distancia ≤ 3.0 m
Rango de Temperatura Operacional	-10 a 50 °C
Rango de Humedad Operacional	0% a 100%
Resolución	≤ 0.1 m/s
Incetidumbre	$\leq 1.7\%$ (Clase 1.7)

Uso de Sistemas de Medición Remota: Sodar y Lidar

Los sistemas de medición remota basados en tierra como Sodar (detección sónica) y Lidar (detección por luz) son utilizados para la caracterización del recurso eólico a alturas superiores respecto a las que permiten torres meteorológicas fijas. Estos instrumentos han mostrado tener buen desempeño para definir la velocidad a diversas altitudes de la atmósfera, llegando a dar estimados bastante razonables para alturas superiores a los 150 metros [26]. Esta característica permite que estas tecnologías constituyan una alternativa para casos donde las torres fijas no son técnicamente factibles, como por ejemplo en proyectos eólicos fuera de costa¹¹. La posibilidad de desplazamiento de estos instrumentos permite la definición de perfiles de viento en diversos puntos dentro del proyecto, por lo que su uso combinado con información de torres meteorológicas reduce la incertidumbre en los estimados de producción de energía [6].

Para garantizar el uso apropiado de estas tecnologías en una campaña de medición de viento, se recomienda seguir las siguientes prácticas resaltadas en el documento DNV-RP-J101 del 2011 *Uso de Medición Remota para Evaluación de Recurso Eólico* [27]:

¹¹También se usa el término en inglés "offshore"

3.1 Velocidad Horizontal de Viento

- La ubicación apropiada de sistemas Sodar y Lidar en sitio permite asegurar que los datos proporcionen mediciones válidas del recurso eólico en el sitio.
- Una documentación completa y cuidadosa ayuda a verificar la existencia de información suficiente para evaluar los datos registrados apropiadamente.
- La verificación de datos de los equipos de medición remota respecto a mediciones en torres aseguran el correcto funcionamiento y operación de sistemas Lidar y Sodar durante el período de medición.
- La planificación cuidadosa de los lugares y las duraciones de las mediciones garantiza que las mayores fuentes de incertidumbre dentro de la recopilación de datos sean reconocidas, lo cual permite evaluar el recurso eólico con precisión.

Un aspecto esencial en la implementación de esta tecnología es el reconocimiento de las diversas restricciones y limitaciones presentes en estas técnicas debidas al funcionamiento de estos equipos, las cuales deben ser tenidas en cuenta para evitar incertidumbres inapropiadas en los equipos. Entre las diversas fuentes de error en Sodar y Lidar se incluyen la estimación incorrecta del ángulo zenit de los haces acústicos (sólo en Sodar), conversión vector a escalar de la velocidad, alteración por condiciones ambientales como temperatura, precipitación, nubosidad, presencia de partículas, intensidad de turbulencia y ráfagas de viento, promediado del volumen de aire analizado, alteraciones por torres cercanas, entre otros [6] [23].

Sin embargo, la fuente de error de mayor relevancia en los sistemas de medición remota proviene de la inclinación del flujo de viento producto de la complejidad del terreno. A diferencia de los anemómetros, que miden la velocidad en un punto fijo, los sistemas Sodar y Lidar promedian la velocidad de viento de un volumen de aire partiendo de la suposición de que las parcelas de viento analizadas (ubicadas a diversas alturas) tienen componentes idénticos de velocidad. Esta homogeneidad horizontal es válida y razonable en terreno plano, más no en terrenos complejos (relieve complejo y cambios abruptos de rugosidad superficial). Este aspecto es de gran importancia, ya que aunque los sistemas de medición remota han mostrado alta exactitud en mediciones sobre terreno plano, la calidad de estos disminuye notablemente en terreno complejo con desviaciones que ascienden hasta el 10 % [23].

Debido a la influencia del terreno sobre la calidad de las mediciones, la IEC 61400-12-1 acepta el uso de estas tecnologías únicamente en condiciones de terreno plano en su versión reciente del 2017. La definición de terreno plano es definida por el estándar en su Anexo B y utiliza el tamaño de rotor de las turbinas instaladas y la distancia a torres meteorológicas para determinar las variaciones máximas permitidas en el área del proyecto [4]. Sin embargo, la industria eólica ha encontrado que aunque esta definición de terreno plano es apropiada para las mediciones de curva de potencia, es altamente conservadora y restrictiva para campañas de medición para prospección eólica [28]. Por lo tanto, la industria eólica permite el uso de Sodar y Lidar en terrenos planos según la definición que da la MEASNET [5], el cual ofrece un criterio más flexible pero aún válido para la implementación de estas tecnologías. En conclusión, se pueden utilizar sistemas de medición remota como complemento de torres meteorológicas **si y sólo si el terreno no puede ser considerado como complejo** según los lineamientos de la MEASNET que se vuelven a citar a continuación:

- En terrenos moderadamente complejos, con aspectos orográficos como colinas poco pronunciadas y cordilleras simples perpendiculares al viento, tienen un nivel de representatividad de 3 a 5 km.

3.1 Velocidad Horizontal de Viento

- Para terrenos muy complejos que incluyen cordilleras complejas y muy empinadas (pendientes con ángulo de inclinación mayor a 17°), sitio costero con distancia variable de la playa, o región con bosques densos presentan radios máximos recomendados de 1 a 3 km.

Finalmente, se recomienda la revisión adicional de las siguientes guías de buenas prácticas para el uso de estos sistemas de medición: i) el reporte de la Agencia Internacional de Energía (IEA), la cual presenta una serie de prácticas recomendadas para el uso de Sodar y Lidar, lo cual incluye especificación detallada de los métodos, tecnologías y técnicas de los equipos, calibración, instalación, procedimientos, operación y procesamiento de datos [29]; y ii) el reporte del DTU *Medición Remota en Energía Eólica*, que contiene información completa sobre el estado del arte de estas tecnologías [30]. Adicionalmente, el Anexo L de la última versión del estándar IEC 61400-12:2017, describe métodos para la clasificación y verificación de estos equipos para medición de velocidad horizontal [4]. Si es de interés de la campaña emplear estas tecnologías, se puede consultar el Apéndice del presente documento donde se presentan empresas y una lista de esta clase de equipos.

Protección a Condiciones Ambientales

El desempeño de los instrumentos de medición puede verse enormemente afectado por las condiciones ambientales del sitio, ya sea por daños físicos, corrosivos o en la electrónica del dispositivo. Si no se tienen en cuenta estas condiciones, un mayor número de calibraciones y reemplazos de equipo será necesario para cumplir los requerimientos de medición, por lo que se sugiere revisar los siguientes estándares relacionados con la protección de condiciones ambientales.

Los anemómetros que se utilicen en ambientes con polvo y arena, insectos y/o agua salada deben ser capaces de evitar la inserción de estos elementos en el mecanismo, así como la resistencia ante daños físicos. Estos factores generan cambios negativos en las características del sensor, entre los que se incluyen la alteración del cero, degradación del proceso de transducción, variabilidad reducida o irregular de la velocidad registrada, ruido y baja sensibilidad (más notorio a bajas velocidades) [3]. Debido a esto, el anemómetro debe estar lo suficientemente sellado para evitar el ingreso de partículas y líquidos que contribuyan a la corrosión del sistema de medición. El estándar ANSI/IEC 60259:2004 establece el grado de protección de un dispositivo basado en el código IP (Protección de Ingreso), el cual clasifica la calidad del sello en términos del ingreso de polvo, líquidos, entre otros, en una escala numérica [31]. Se recomienda que los anemómetros seleccionados estén certificados en el cumplimiento del código IP55 o superior.

Sumado a los requerimientos de protección de ingreso, el anemómetro seleccionado debe ser resistente a daños físicos y corrosión ocasionados por sedimentos, ambientes salinos, heladas y otras condiciones ambientales, lo cual se refleja principalmente en la calidad de los materiales de las cazoletas y el cuerpo del anemómetro. Con el fin de garantizar que el sensor satisfaga estas características, el fabricante debe reportar información sobre el cumplimiento de los siguientes estándares:

- En el caso de la resistencia a la corrosión se sugiere el cumplimiento del estándar ISO 9227:2006, la cual define las pruebas de corrosión para ambientes salinos necesarias para establecer el nivel de resistencia de materiales metálicos (aplica también para cerámicos y polímeros) con o sin protección. Según este estándar, las condiciones de alta salinidad en zonas costeras ameritan que el anemómetro esté categorizado como clase C5M. Adicionalmente, la norma ISO-IEC 12944-2:1998 establece el nivel de resistencia que deben tener los sistemas de pintura y recubrimiento para diversos materiales.

3.2 Dirección del Viento

- Para garantizar la resistencia daños por polvo, arena y sedimentos en general, se recomienda la certificación con pruebas acordes al estándar Def Stan 00-35-2006: "Manual Material de Defensa Material", el cual establece pruebas de impacto de partículas con el objetivo de establecer el nivel de protección.
- En sitios con bajas temperaturas y con alto riesgo de heladas, se sugiere el cumplimiento del estándar MIL-STD-810G, el cual establece pruebas de protección para vientos y lluvias a bajas temperaturas y formación de capas de hielo.

Finalmente, una revisión del estado físico de los instrumentos de medición con una frecuencia semestral es requerida para climas con alta presencia de polvo y agua salada, a partir de la cual se debe evaluar el reemplazo del equipo o su re-calibración.

3.2. Dirección del Viento

La medición de esta variable se realiza a partir de veletas de viento, ya sea como dispositivo aparte o integrado en el caso de los anemómetros de hélice. Para definir la dirección del viento con redundancia¹² adecuada, se **requiere** la instalación de veletas en por lo menos dos alturas de medición. El sistema de transducción más típico en estos instrumentos es el de tipo potenciómetro, el cual no es capaz de medir el rango completo de 360°, presentando una región muerta¹³ donde la señal de salida es aleatoria y la dirección no puede ser determinada. La mejor práctica consiste en orientar este rango muerto enfrentándolo directamente hacia la torre o en la dirección menos frecuente del viento. También es importante el tipo y configuración del soporte empleado para instalar los instrumentos, en cuyo caso se debe revisar la Sección 6.3.

Tabla 12: Características técnicas acordes a la WMO [3] y NREL [6].

Especificaciones	Veleta de Viento
Rango de Medición	0° a 360° (región muerta ≤ 8°)
Umbral de Inicio	≤ 1.0 m/s
Constantes de Respuesta	No Aplica
Rango de Temperatura Operacional	-10 a 50 °C
Rango de Humedad Operacional	0% a 100%
Resolución	≤ 1°
Incertidumbre	≤ 5°

Adicionalmente, es importante resaltar que en las mediciones de dirección deben ser reportadas orientadas respecto al norte geográfico y deben progresar en dirección horaria. Es decir que una lectura de 0° debe corresponder a un viento proveniente del norte geográfico, así como un viento procedente del este debe reportarse por la veleta como de 90°.

Finalmente, las veletas de viento seleccionadas deben ser acordes al estándar ASTM D5366-96:2017, el cual establece la metodología para la determinación del desempeño de estos instru-

¹²Se entiende por mediciones o información redundante aquella obtenida por un segundo sistema de medición independiente localizado en el área de desarrollo del proyecto o mediciones indirectas. Este tipo de mediciones son efectivas para realizar controles de calidad o completar información faltante.

¹³También se usa el término "deadband"

3.3 Temperatura del Aire

mentos. En la Tabla 12 se muestran las especificaciones generales que deben seguir las veletas de viento para cumplir las restricciones de la WMO y la ASTM.

3.3. Temperatura del Aire

Esta variable es importante para la operación de una planta eólica pues es utilizada para estimar la densidad del aire, la cual afectará el cálculo de la producción energética sobre todo en sitios donde se esperan rangos extremos de temperatura. Los sensores deben ser termómetros eléctricos, los cuales pueden ser: **sensores de resistencias eléctricas como los de platino PT100; termistores**, de los que se recomiendan de **mezclas de óxidos metálicos sinterizados**; y **termopares**, de los que sugieren de **combinaciones de cobre/constantán o hierro/constantán**. Entre estos, se recomienda en especial el uso de los termómetros PT100 por su amplio uso en la industria eólica. Otros aspectos importantes son las alturas de ubicación de los sensores y la configuración de instalación de termómetros, en este caso se debe revisar la Sección 6.3.

En la Tabla 13 se muestran las especificaciones generales y rangos de calibración que deben seguir los sensores de temperatura para cumplir las restricciones de la WMO y la ASTM. Para cumplir las restricciones de incertidumbre se debe revisar la clasificación del sensor en términos de la precisión, el cual varía según el tipo de termómetro. En el caso de los termómetros de resistencias eléctricas de platino PT100, se **requieren** sensores de Clase AA o B 1/3 en acorde a la norma IEC/DIN 60751:2008, los cuales garantizan que no superan el límite de incertidumbre de 0.2°C en el rango de temperatura operacional. Otras clasificaciones pueden aplicar y deben ser revisadas para otro tipo de termómetros en función del límite de incertidumbre permitido. Adicionalmente, los termómetros seleccionados deben ser acordes a los siguientes estándares de la ASTM, los cuales establecen la metodología para la determinación del desempeño y calibración de estos instrumentos:

- Para termómetros de resistencia eléctrica y termistores aplican las normas E644-11, E879-12, E1173/E1173M-08 (2014), E2593-12 y E2821-13.
- En el caso de la calibración de termopares, las normas aplicables incluyen E207-08 (2015), E220-13, E230/E230M-12, E452-02(2013).

Tabla 13: Características técnicas acordes a la WMO [3].

Especificaciones	Sensor de Temperatura
Rango de Medición	-10 a 50 °C
Constantes de Respuesta	Constante de Tiempo ≤ 20 s
Rango de Temperatura Operacional	-10 a 50 °C
Rango de Humedad Operacional	0% a 100%
Resolución	$\leq 0.1^{\circ}\text{C}$
Incertidumbre	$\leq 0.2^{\circ}\text{C}$
Máxima Variación de Corrección en un Intervalo de 10 °C	$\leq 0.1^{\circ}\text{C}$

3.4. Presión Barométrica y Humedad Relativa

Como se mencionó anteriormente, la presión barométrica y la humedad relativa son usadas para la estimación de la densidad del aire en sitio. En el caso de la presión, se sabe que un error de medición del 1 % en esta variable a una temperatura determinada puede afectar la estimación de la energía producida anual por alrededor del 1 %, por lo tanto la IEC 61400-12-1 ha exigido la inclusión de barómetros en las campañas de medición [4].

Diversos sensores de presión barométrica (barómetros) están disponibles comercialmente, los cuales en su mayoría usan un transductor piezoeléctrico que envía un voltaje DC al sistema de registro de datos y requieren una fuente externa de potencia. Se recomienda consultar con el fabricante del sistema de registro de datos para determinar un modelo de sensor compatible. El barómetro debe estar expuesto al ambiente para poder medir la presión del aire, por lo que no debe ser montado en un recinto hermético. Sin embargo, se debe cuidar que el barómetro no esté expuesto a la dirección dominante del viento ya que se generan presiones dinámicas inducidas por el flujo de viento que transita alrededor del instrumento [6]. En la Parte 1, capítulo 3 de las guías de instrumentación meteorológica de la WMO se pueden revisar detalles de operación, calibración y mantenimiento de estos dispositivos [3].

Respecto a la humedad relativa, este es esencial para la estimación de la densidad del aire ya que la adición de vapor de agua en el flujo de viento reduce su densidad, lo que implica un decremento en la energía cinética del viento. Según la MEASNET [5], el efecto de la humedad en la densidad es relevante a altas temperaturas: mientras que a nivel del mar y temperatura del aire de 20°C, la densidad varía 1.2 % en el rango de 0 a 100 % de humedad relativa, esta puede variar un 2.0 % a 30°C y 4 % a 40°C. Por lo tanto, su medición es necesaria para corregir la densidad en acorde a la ecuación determinada en el estándar IEC 61400-12-1 Anexo F. Los medidores de humedad (higrómetros) que deben ser utilizados en campañas de medición de viento son los capacitivos, que generalmente están combinados con sensores de temperatura. En la Parte 1, capítulo 4 de las guías de instrumentación meteorológica de la WMO se pueden revisar detalles del funcionamiento, operación, calibración y mantenimiento de estos dispositivos [3]. En la Tabla 14 se presentan los rangos de calibración y de medición, así como otras características para higrómetros y barómetros según lo estipulado las guías de la WMO. Otros aspectos importantes son las alturas de ubicación de los sensores y la configuración de la instalación de barómetros y higrómetros, en este caso se debe revisar la Sección 6.3.

Tabla 14: Características técnicas acordes a la WMO [3].

Especificaciones	Presión Barométrica	Humedad Relativa
Rango de Medición	500 a 1080 hPa	0 a 100 %
Constante de Tiempo	≤ 2 s	≤ 20 s
Rango de Temperatura Operacional	-10 a 50 °C	-10 a 50 °C
Rango de Humedad Operacional	0% a 100%	0% a 100%
Resolución	≤ 2 hPa	≤ 1%
Incertidumbre	≤ 10 hPa	≤ 2%

4. Instalación

En general, la instalación de las torres y cualquier instrumento de medición *deberá realizarse de acuerdo con las especificaciones del fabricante*. Como principales pasos del proceso, el equipo de monitorización debe ser inspeccionado y probado a fondo antes de la instalación, y el montaje de la torre meteorológica requiere una cuidadosa planeación y cumplimiento de los protocolos de seguridad. Adicionalmente, los sensores deben ser montados de forma que se minimice la influencia de la torre, otros equipos y sensores en las lecturas. A continuación se describen las guías de buenas prácticas sobre las principales consideraciones en los pasos de instalación.

4.1. Selección de la Torre

Existen dos tipos básicos de torres, las tubulares y las de celosía, que en ambos casos pueden venir en tres versiones: de levante¹⁴, telescópicas o fijas. La mayoría de torres utilizan cables de sujeción para estabilizar la torre, pero también se pueden encontrar torres monopolo y de celosía que no requieren cables. Las torres seleccionadas deben ser lo suficientemente fuertes para resistir los vientos extremos esperados en el sitio, así como estables para responder adecuadamente a la vibración inducida por viento. Adicionalmente, la resistencia a la exposición de agua salada es importante en ambientes costeros [22]¹⁵. Debido a este conjunto de factores, la campaña de medición **debe reportar** el diseño de la torre en función de la afectación con el viento.

Las torres tubulares de levante vienen en secciones que son ensambladas en tierra y luego levantadas en el sitio, con alturas que varían desde 30 m a 80 m. Por otra parte, las torres de celosía **son requeridas** para medición de viento para alturas superiores a los 80 m, las cuales pueden requerir cables de sujeción o ser auto-portantes. Finalmente, se puede considerar el uso de torres de celosía previamente instaladas (típicamente de comunicaciones) para las cuales se **debe garantizar** la correcta instalación, montaje y configuración de sensores. Estas torres pueden tener un amplio rango de tamaños y diseños de celosía, por lo que el montaje de sensores debe tener diseños enfocados a las necesidades del cliente. Para minimizar el efecto de torres anchas en las mediciones de velocidad se requiere de soportes de montaje más largos y pesados que los típicos. La presencia de equipamiento previo (antenas de radio, por ejemplo) puede restringir la ubicación de nuevos sensores, además de otros factores a ser considerados como posible interferencia electromagnética. Tales necesidades deben ser identificadas y resueltas con una investigación inicial en sitio desarrollada por un ingeniero calificado [6].

4.2. Montaje de Torre

Una vez se ha seleccionado el sitio y se ha diseñado el sistema de monitorización de viento se procede a la instalación de la torre, para la cual se requiere un análisis previo de los equipos necesarios para su ejecución. Este proceso empieza con la definición del número de torres, tipos y alturas, parámetros de medición deseados, así como la cantidad de datos e intervalos de registro requeridos. A partir de esto, se definen la cantidad y tipo de sensores, soportes de montaje, cables, sistemas de registro de datos, y demás equipos necesarios.

Una vez se tiene el inventario completo de equipamiento, se requiere una inspección y preparación completa de los equipos mediante pruebas de aceptación. El documento presentado por

¹⁴Conocidas también como torres "tilt-up"

¹⁵Es importante aclarar que, a pesar de que el documento especifica que son guías aplicables en islas, las recomendaciones relacionadas con la instalación y montaje de torre y sensores son válidas para medición de viento en general. La motivación para el uso de este documento se debe a que actualiza las guías presentes en la referencia [6]

4.3 Alturas, Configuraciones y Montaje de Sensores

IRENA [22] presenta una lista de procedimientos para la inspección e instalación del equipamiento, lo cual incluye:

- Revisar el desempeño del sistema de registro de datos mediante las guías del fabricante, así como tomar las medidas de seguridad eléctricas necesarias para la puesta a tierra del dispositivo.
- Inspeccionar el estado de anemómetros y veletas, lo que incluye la revisión de los certificados de calibración. Los sensores de temperatura deben ser sometidos a una prueba de calibración previa. Si se utilizan sistemas de medición remota (Sodar o Lidar), se deben realizar pruebas de funcionamiento en sitio varios días antes de la puesta en marcha de la campaña de monitorización.
- Probar el desempeño de la fuente de alimentación de potencia, típicamente proveniente de paneles solares. Revisar las herramientas, mecanismos y dispositivos de montaje.
- Desarrollar una lista de procedimientos de la preparación del equipo en campo, seleccionar el personal de instalación calificado y experimentado en este tipo de montajes, así como recopilar y cumplir todos los protocolos de seguridad aplicables a trabajos en altura, riesgo eléctrico, restricciones aeronáuticas, entre otros.

Antes de iniciar la instalación de la torre, es esencial conocer la dirección del verdadero norte (norte geográfico) en el sitio para interpretar correctamente la dirección del viento y realizar la correcta instalación de la torre. No considerar este parámetro puede generar errores significativos en posteriores modelamientos del flujo de viento y la estela. Existe una confusión entre el norte magnético y el norte verdadero geográfico: mientras el primero consiste en la lectura de una brújula que señala el polo norte del campo magnético terrestre, el segundo indica la dirección al polo norte geográfico. Para evitar confusiones entre ambas definiciones, se recomienda ejecutar la instalación de la torre y orientación de los sensores usando el norte geográfico. Una mejor opción consiste en dotar al equipo de instalación con un GPS, el cual está configurado para indicar el norte geográfico real.

La revisión de las características del terreno y la selección del sistema de anclaje para torres de levante o de celosía es esencial y debe ser determinada durante la fase inicial de investigación. La instalación de cada sistema de anclaje así como el procedimiento de levantamiento de la torre debe realizarse en acorde a las instrucciones del fabricante; también se debe tener especial precaución con las cargas involucradas en el proceso de montaje sobre las herramientas empleadas. Si los anclajes del equipamiento no parecen ser suficientes para las condiciones del suelo, anclajes alternativos deben ser identificados y aplicados antes de la instalación. Se recomienda hacer una revisión de la sección 9.13 de la referencia [22], la cual presenta pasos completos para la instalación y el equipamiento requerido para la instalación y levantamiento de la torre.

4.3. Alturas, Configuraciones y Montaje de Sensores

Se debe tener especial atención y cuidado en la ubicación de los sensores, principalmente de los anemómetros, ya que la calidad de los resultados de la campaña de medición de viento puede verse comprometida significativamente. El flujo de viento puede estar alterado por la estructura de la torre, dispositivos de montaje y otros sensores, por lo que se requiere seguir estándares y guías de buenas prácticas, así como las instrucciones de fábrica de cada equipo.

El primer aspecto que debe revisarse es la altura de instalación de los diferentes tipos de sensores. En primer lugar, los anemómetros deben estar ubicados a diversas alturas con el objetivo

de caracterizar apropiadamente el perfil cortante de velocidad horizontal presente en el área de proyecto, el cual es usado posteriormente para extrapolar la velocidad verticalmente hasta la altura del cubo de turbina. La cantidad mínima de niveles requeridas depende de la altura de la torre meteorológica: Si la torre es menor a 40 metros, **se requieren por lo menos dos niveles**; por otra parte, si la torre tiene una altura mayor o igual a 40 metros, **se requieren por lo menos tres niveles de medición**. Una de las alturas debe ser ubicada en los 10 metros superiores de la torre meteorológica, mientras que el nivel inferior debe estar ubicado a por lo menos 20 metros sobre la base de la torre. Finalmente, los niveles deben estar separados lo más posible para minimizar la incertidumbre en el cortante del viento, por lo que se **exige una relación de alturas de 1.333 entre cada nivel medición** [32].

Las veletas de viento **deben ser instaladas en dos niveles como mínimo** para garantizar una redundancia adecuada en la medición de dirección del viento. Se recomienda que estos niveles estén ubicados de 4 a 10 metros por debajo de los anemómetros de los dos niveles superiores [4]. Si no es práctico montar una veleta en su propio soporte, **debe ser ubicado en el soporte del anemómetro a mitad de camino entre el anemómetro y la torre**. Esto asegura que la veleta no perturbe las lecturas del anemómetro solo cuando este último se encuentra en la estela de la torre (sombra). Adicionalmente, se recomienda que las veletas estén orientadas al menos 10°lejos de cualquier cable de sujeción para evitar la interferencia con la rotación de la veleta.

El sensor de temperatura **debe estar ubicado como mínimo a una altura de 10 metros** como lo establece la WMO [3]. Sin embargo, es altamente recomendable ubicar el sensor en los 10 metros superiores de la torre meteorológica en la MEASNET [5] y la IEC [4]. También se sugiere la instalación de sensores adicionales a dos alturas en sitios donde se evidencie la existencia de un gradiente de temperatura vertical en la zona. Lo anterior se realiza con el objetivo de evaluar la estabilidad atmosférica, lo cual será útil para extrapolar la temperatura hasta la altura del cubo y como información utilizada por algunos modelos de extrapolación de velocidad por altura [5].

Finalmente, los sensores de presión y humedad **deben ser instalados como mínimo a una altura de 10 metros** como lo establece la WMO [3], aunque es altamente recomendable ubicar el sensor en los 10 metros superiores de la torre meteorológica en la MEASNET [5] y la IEC [4]. En cualquier caso, las mediciones realizadas deben extrapolarse por altura siguiendo la norma ISO 2533 [5]. Teniendo en cuenta que cada situación es diferente, la Tabla 15 presenta algunos ejemplos de alturas de los instrumentos de medición para torres de distintos tipos y alturas, mientras la Figura 10 presenta un esquema de una torre tubular con sensores ubicados según los anteriores lineamientos.

Tabla 15: Ejemplos de alturas de medición para diferentes torres tomadas de [6] y [22].

Tipo de Torre y Altura	Ejemplos de Alturas de Anemómetros	Ejemplos de Alturas de Veletas	Ejemplo de Alturas de Sensores de Temperatura
Tubular de 40 metros	20 m, 30 m, 37 m	28 m, 35 m	A 10 metros y/o cerca a la cima de la torre.
Tubular de 50 metros	25 m, 35 m, 47 m	33 m, 45 m	
Tubular de 60 metros	32.0 m, 47.4 m, 57.2 m	45 m, 55 m	
Celosía de 84 metros	40 m, 60 m, 80 m	78 m, 58 m	

Respecto al montaje de anemómetros y veletas de viento, estos **deben ser instalados en largos soportes horizontales**¹⁶ a los lados de la torre meteorológica. Con el objetivo de reducir

¹⁶Conocidos también como "mounting booms"

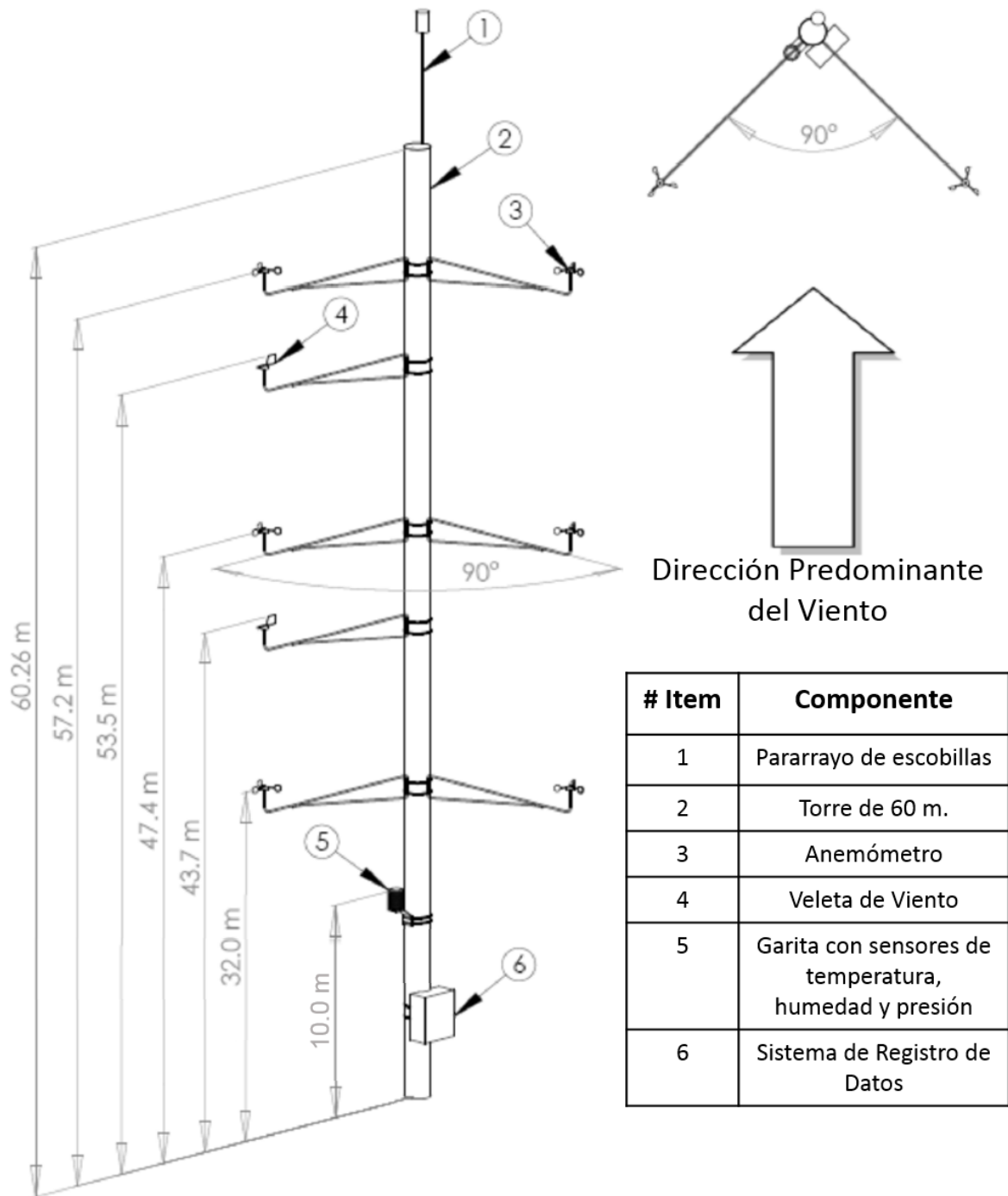


Figura 10: Esquema ejemplificando una instalación recomendada de Torre Tubular de 60 metros. Adaptada de AWS Truepower [6].

la pérdida de datos causada por fallas del sensor y la sombra de la torre, se recomienda instalar dos anemómetros por cada nivel, para garantizar suficiente redundancia. En particular, en el caso de terrenos muy complejos (con una inclinación de terreno de 17°o superior), es **obligatoria** la instalación de un segundo anemómetro en la altura superior de medición, para garantizar la re-

4.3 Alturas, Configuraciones y Montaje de Sensores

presentatividad de los datos tomados. Se recomienda utilizar diferentes modelos de anemómetros para una misma altura. Los soportes de montaje horizontales del nivel superior deben ser instalados de forma que los anemómetros estén ubicados por los menos 10 diámetros de la torre debajo de la punta superior de esta (para estructuras de celosía triangulares, el equivalente al diámetro es la longitud de una de las caras), esto con el objetivo de evitar la medición de los efectos de flujo tridimensional existentes en esta zona. Por otra parte, los anemómetros del nivel inferior deben ser montados lo suficientemente alto, tanto para evitar la influencia de árboles, edificios y otros obstáculos, como para medir el viento cerca de la parte inferior del plano del rotor de la turbina.

Otro aspecto a tener en cuenta es la distancia horizontal de los anemómetros respecto a la torre, la cual debe ser de por lo menos 3.75 anchos de una torre de celosía y 7 diámetros de una torre tubular, medida desde la cara más cercana (Figura 11). Sin importar el tipo de torre, es importante asegurarse de que los soportes tengan la resistencia adecuada y soporten las oscilaciones generadas por fuertes vientos. Los vendedores de torres e instrumentación suelen ofrecer el equipamiento de montaje apropiado, sin embargo, cuando los soportes son construidos por la campaña de medición, se debe asegurar que son capaces de soportar los mismos extremos de carga de viento que la torre y no ser propensos a la vibración inducida por el viento.

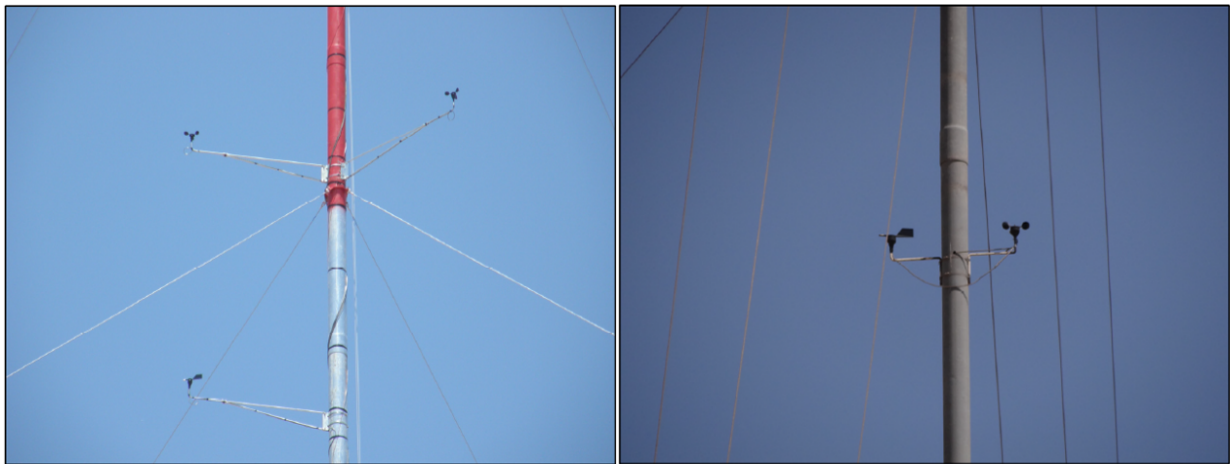


Figura 11: Comparación entre dos configuraciones de sensores. La imagen de la izquierda muestra una configuración de buena calidad, con anemómetros y veletas separadas a distancias apropiadas de la torre (obsérvese que la veleta se encuentra 2 metros debajo de los anemómetros, como fue señalado anteriormente). La imagen de la derecha representa una configuración de mala calidad, con sensores bastantes cercanos a la torre que tendrán medidas erróneas del recurso eólico de la zona. Imágenes tomadas de AWS truepower [6]

La orientación de los soportes es un aspecto de gran importancia en el montaje de los sensores, ya que el flujo se distorsiona de diferente forma según la dirección del viento, la orientación del soporte y el tipo de torre (Figura 12). En el caso de torres tubulares, los soportes deben ser ubicados con un ángulo de 90° entre sí y cada uno a 45° hacia la dirección predominante del viento. Para torres de celosía triangulares, los soportes son montados con una separación de 180° entre ellos y cada uno a 90° hacia la dirección predominante del viento, quedando así instalados sobre una misma cara de la torre. Sin embargo, es importante tener en consideración la presencia de vientos fuertes secundarios según lo indique la rosa de vientos preliminar del sitio.

Entre otros parámetros, se debe tener en cuenta la influencia de los soportes en las lecturas de

4.3 Alturas, Configuraciones y Montaje de Sensores

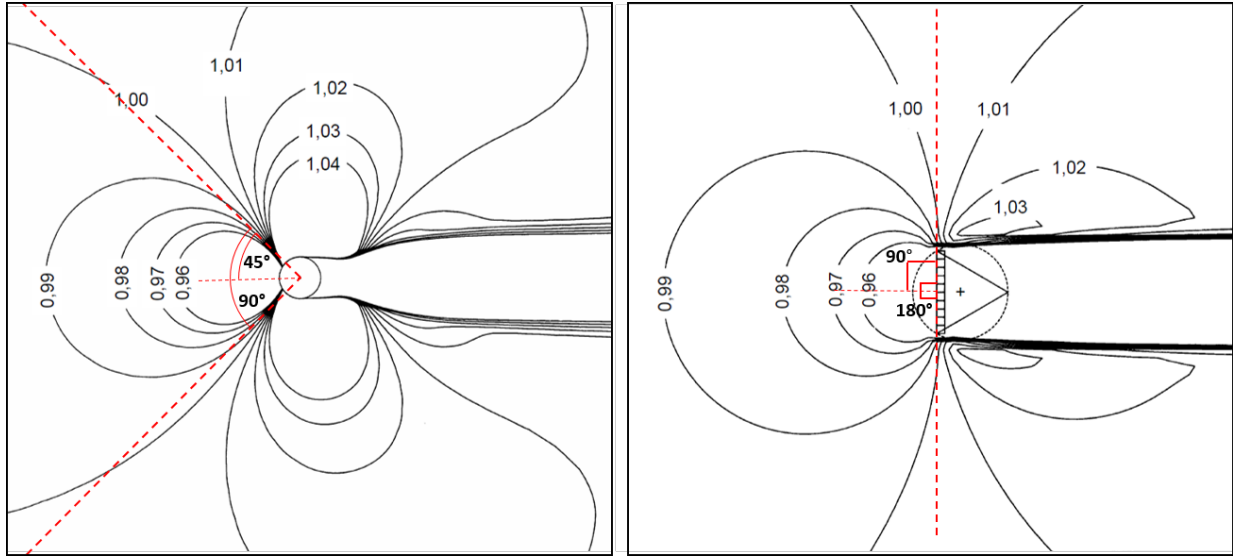


Figura 12: Gráfica de contornos de velocidad normalizada del flujo de viento alrededor de una torre tubular (izquierda) y una de celosía (derecha). La velocidad es normalizada con la velocidad del viento no perturbada aguas-arriba a partir de simulaciones de Navier-Stokes en 2D. Adicionalmente se muestra las direcciones apropiadas de los soportes de montaje en cada caso para medición de viento no afectado por la torre. Adaptada de la IEC [4].

los sensores, para lo cual se requiere que los sensores sean desplazados hacia arriba una distancia de por lo menos 12 diámetros del soporte (para secciones cuadradas, el diámetro equivale a la longitud del lado vertical). Los orificios de drenaje del sensor no deben ser bloqueados por ninguna parte del soporte; además, el soporte debe ser hueco (tubo), no sólido. Finalmente, es importante tener siempre presente el norte de referencia (magnético o real) para la dirección de la veletas, así como la orientación de la región muerta, la cual debe ser documentada e ingresada en el sistema de registro de datos. Se recomienda consultar al fabricante del sensor y/o el sistema de registro de datos para la determinación y reporte de la posición de la región muerta.

Respecto al sensor de temperatura, este debe estar protegido de la radiación solar para prevenir el calentamiento, para esto la WMO recomienda su ubicación dentro de una garita de estación meteorológica o equivalente; ninguna parte del sensor debe ser visible desde el exterior. También, debe ser montado sobre un soporte horizontal a una distancia de un diámetro de torre respecto a la cara de la misma para minimizar su influencia sobre la temperatura del aire. El sensor debería estar bien expuesto a los vientos predominantes para asegurar una adecuada ventilación, así como ubicado en el lado norte de la torre para limitar el calentamiento debida a la luz solar directa y la radiación térmica de la superficie de la torre. Cuando se establece un par de sensores deben orientarse de la misma manera a diferentes alturas para asegurar que estén expuestos a condiciones similares.

Finalmente, para proyectos con múltiples estaciones de monitorización, se recomienda establecer las alturas de los instrumentos lo más cercano posible entre las diferentes torres para facilitar las comparaciones de mediciones entre diferentes sitios.

4.4. Selección del Sistema de Registro de Datos

En toda campaña de medición de vientos se requiere un sistema que se encargue de la adquisición, almacenamiento y transmisión de los datos. La información almacenada en los sistemas de registro puede transferirse a otras ubicaciones usando telefonía celular, telemetría de radiofrecuencia y enlaces satelitales, los cuales permiten al usuario obtener e inspeccionar datos evitando visitas frecuentes al sitio y ayudan a verificar que el sistema de registro esté operando correctamente. Una lista de sistemas de registro de datos adecuados para mediciones de recurso eólico es recopilado en el Apéndice de este documento. Muchos fabricantes de instrumentación ofrecen sistemas de registro de datos que incluyen opciones de almacenamiento y transferencia. Un sistema adecuado debería cumplir con las siguientes características:

- Ser capaz de almacenar los valores de los datos en un formato secuencial con los registros correspondientes de fecha y hora.
- Poseer y tener conectado un reloj a tiempo real con reserva de baterías de forma que los registros horarios permanezcan con exactitud aún si el sistema de registro pierde potencia.
- Tener una capacidad de almacenamiento interna de al menos 180 días. Una mayor capacidad de almacenamiento garantizará un mejor desempeño en campañas de medición ubicadas remotamente.
- Debe ser capaz de operar en los mismos extremos ambientales especificados para los sensores, lo cual incluye los rangos operacionales de temperatura y humedad. Adicionalmente, se debe tener en cuenta condiciones climáticas adversas de zonas costeras y fuera de costa debido a daños físicos y corrosiones.
- La batería debe ofrecer suficiente potencia para el funcionamiento del sistema, el cual puede estar complementado con el uso de fuentes como paneles solares.
- Disponer de diversas opciones de recolección de datos remota, así como ofrecer medios de almacenamiento para la recuperación de datos en caso de que la conexión remota no sea posible y se pueda evitar la pérdida de datos en el caso que falle el suministro de potencia.
- Se debe verificar con el fabricante que el sistema de registro sea compatible con el número y tipos de sensores que serán montados en la torre, debido a que estos sistemas tienen un número limitado de canales, algunos de los cuales pueden estar diseñados solo para sensores digitales o análogos.

Otro aspecto de importancia en el sistema de datos es la frecuencia de registro, la cual se configura dependiendo de la características del sistema seleccionado y el tiempo de respuesta del instrumento. El sistema de adquisición debe estar configurado para almacenar información cada diez (10) minutos, el cual es el intervalo de registro aceptado en la industria. La información registrada debe incluir datos estadísticos típicos como la media, desviación estándar y en algunos casos máximos y mínimos, como se describe en la Tabla 16. Los datos almacenados correspondientes a una franja diezminutal dada, por ejemplo, las 9:00, debe corresponder al valor medio de los datos tomados entre las 9:00 y las 9:09 hora local colombiana.

Existen diversas opciones para el almacenamiento dentro del sistema de registro, pero todas se basan en un computador que incluye un pequeño búfer de datos para contener temporalmente los datos para su procesamiento. La computadora accede a este búfer para calcular los parámetros deseados, como los promedios y las desviaciones estándar y los almacena en un intervalo de

4.4 Selección del Sistema de Registro de Datos

Tabla 16: Datos registrados por parámetro de medición de un sistema de medición [22].

Parámetro de Medición	Valores Registrados
Velocidad del Viento [m/s] (al menos tres alturas)	- Promedio o valor medio de cada intervalo diezminutal. - Desviación estándar de todos los valores dentro del intervalo diezminutal. - Valores máximos y mínimos durante cada intervalo. OPCIONAL: Ráfagas de 2 o tres segundos.
Dirección del Viento [°] (al menos dos alturas)	- Vector resultante promedio. - Desviación estándar de todos los valores dentro del intervalo diezminutal. - Dirección de las velocidades máximas, mínimas y de ráfaga.
Temperatura [°C] (a la altura más alta o cercana al buje de la turbina)	- Valor promedio. - Valores mínimos y máximos.
Presión Barométrica [kPa] y Humedad Relativa [%] (a la altura más alta o cercana al buje de la turbina)	- Valor promedio. - Valores mínimos y máximos.

registro diezminutal. Los métodos de almacenamiento y procesamiento de datos varían de acuerdo al sistema usado, entre estos se encuentran:

- **Memoria de anillo:**¹⁷ En este formato, el archivado de datos es continuo, pero una vez la memoria disponible está llena, los datos más recientes sobre-escriben los más viejos.
- **Memoria de tipo "llenar y detener":**¹⁸ En esta configuración, una vez la memoria alcanza su capacidad, ninguna dato adicional es archivado y se detiene almacenamiento de datos.

Debido a la capacidad de las memorias de almacenamiento modernas, el método de anillo ha estado en desuso debido a la pérdida de datos implicada y se usa el método "llenar y detener" que no presenta tal riesgo si se guardan los datos en períodos de 6 a 12 meses para intervalos de registro diezminutales. Se recomienda un mínimo de capacidad de almacenamiento de 6 meses ininterrumpidos, en especial para ubicaciones remotas. En la Tabla 17 se presentan las opciones más comunes dispositivos de almacenamiento ofrecidas por muchos fabricantes.

El factor final a tener en cuenta para el sistema de registro de datos es el manejo de comunicaciones y transferencia de datos, el cual depende del método de recolección de datos que puede ser manual o remota. La recolección manual exige visitas al sitio, donde el dispositivo de almacenamiento existente puede ser removido y reemplazado por uno nuevo y así desplazar la información a otra locación y descargarla en un computador; o también se puede transferir la información a un computador portátil en sitio y el dispositivo de almacenamiento es formateado y se deja conectado al sistema. Las principales desventajas de este método de recolección son el riesgo de pérdida de datos debido a los pasos adicionales de manipulación de datos y la exigencia de visitar el sitio (se recomienda una visita cada dos semanas como mínimo) para verificar que no hay pérdida de datos por mal desempeño del sensor o el sistema de registro.

Por otra parte, la recolección remota requiere acceso a telecomunicaciones para la transmisión de información entre el sistema de registro de datos y el computador central. Las medios de comunicación más comunes son la telefonía celular y enlaces al satélite, pero también se encuentran

¹⁷Ring Memory

¹⁸Fill and Stop Memory

4.5 Montaje de Sistema de Datos, Cableado y Protección

Tabla 17: Dispositivos de almacenamiento de datos más comunes [22].

Dispositivo de Almacenamiento	Descripción	Requerimientos / Método de Descarga
Tarjeta de Memoria	Chips de memoria independiente en numerosos formatos (por ejemplo, MMC, SD, SDHC, memory Stick, USB) típicamente utilizados en cámaras y otros dispositivos.	Lectura y eliminación de datos en sitio o reemplazados. Se requiere software y dispositivo de lectura.
Módulo de Estado Sólido	Dispositivo electrónico integrado que posee interfaz directa con el sistema de datos.	Lectura y eliminación de datos en sitio o reemplazados. Se requiere software y dispositivo de lectura.
Tarjeta de Datos	Dispositivo de lectura-escritura programable que se conecta en una entrada especial del sistema de datos.	Lectura y eliminación de datos en sitio o reemplazados. Se requiere software y dispositivo de lectura.
Chip de Datos EEPROM	Circuitos de chips integrados que incorporan un dispositivo de memoria de sólo lectura programable y borrrable eléctricamente.	Dispositivo de lectura de EEPROM y software relacionado requerido.
Computador Portátil	Computador tipo "laptop" o "notebook"	Cableado especial, dispositivo de interfaz y/o software pueden ser requeridos.

con menor uso la transmisión de radiofrecuencia y cableado directo torre-central. Sus principales ventajas incluyen una recolección e inspección más frecuente (semanal o diaria), reduciendo el número de visitas a sitio e identificando problemas en los sensores y sistema de datos con mayor efectividad. Los sistemas de datos equipados con conexión a telefonía celular son populares y ampliamente disponibles con precios razonables. La fuerza de la señal y el tipo (GSM o CDMA) en el sitio deben ser determinadas en la investigación de selección previa del sitio. En sectores en los que la fuerza de la señal es débil, una antena con alta ganancia puede funcionar. De no ser posible, se puede instalar un módem con conexión satelital a redes globales.

La selección de uno u otro método de recolección es libre por parte de la campaña de medición mientras ésta garantice que la cantidad de datos exigidos para el cálculo de la energía en firme (ENFICC) sea recuperada y almacenada satisfactoriamente.

4.5. Montaje de Sistema de Datos, Cableado y Protección contra Rayos

Los sistemas de registro de datos deben ser alojados junto con sus conexiones y cables, equipo de telecomunicaciones y otros componentes sensibles en un recinto seguro y resistente al clima, los cuales suelen ser ofrecidos por el proveedor del dispositivo. Los paquetes desecantes deben ser ubicados en el recinto para absorber la humedad y todas las aberturas deben ser selladas para prevenir daños por precipitación, insectos y roedores. Si se utiliza un panel solar para el suministro de energía, debe ser ubicado sobre el recinto del sistema de registro de datos para que este último no le genere sombra y debe encarar el sur en el hemisferio norte y el norte en el hemisferio sur en el ángulo que producirá suficiente potencia durante la época de menor recurso solar.

Respecto a las configuraciones del cableado de los sensores y el sistema de registro de datos, las instrucciones del fabricante deben ser seguidas como primera medida. La protección contra rayos de la torre y la instalación del sistema de puesta a tierra son de gran importancia para

4.5 Montaje de Sistema de Datos, Cableado y Protección

preservar el buen estado de la electrónica de los sistemas de registro de datos y sensores, los cuales pueden ser fácilmente estropeados por descargas eléctricas, rayos o una diferencia en el potencial del suelo. El riesgo eléctrico siempre está presente en una torre de cualquier altura, razón por la que esta debe ser considerada como un pararrayos y **debe estar protegida** siguiendo el **Reglamento de instalaciones Eléctricas RETIE**. La mayoría de fabricantes de torres y sistemas de registro de datos proveen kits para la puesta de tierra eléctrica, sin embargo, diferentes áreas de monitorización exigen diferentes requerimientos. Entre los principales parámetros a tener en cuenta para el sistema de tierra se encuentran la selección de cables y dispositivos metálicos de puesta a tierra, las superficies de contacto con el suelo y su resistividad. Se recomienda consultar el código *National Electrical Code (NEC): Article 250 - Grounding and Bonding* el cual es usado y adoptado por Estados Unidos y varios países de Latinoamérica, incluyendo Colombia.

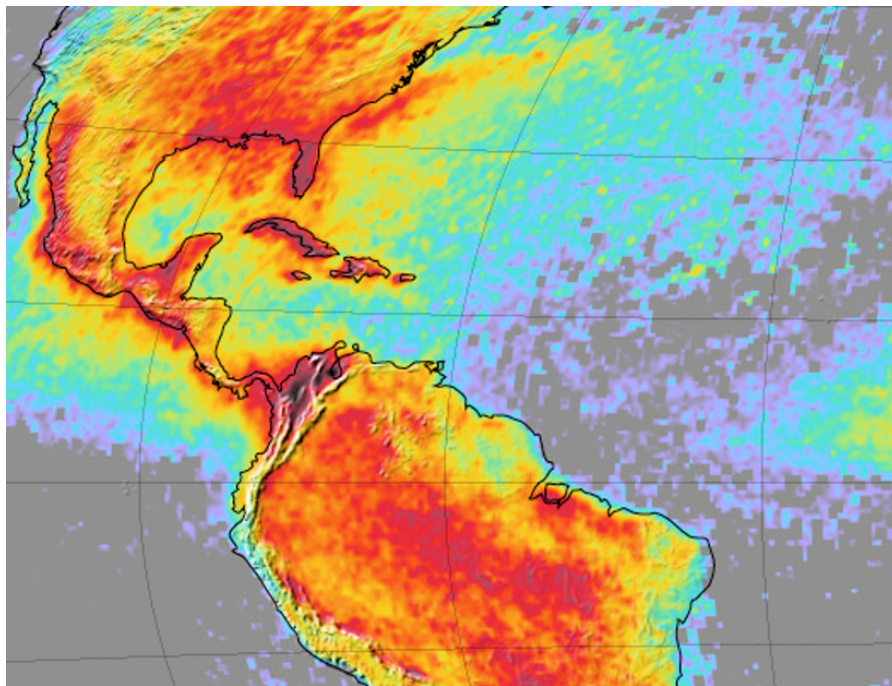


Figura 13: Mapa ilustrando la densidad de rayos en los Estados Unidos, Caribe y norte de Sudamérica tomado de la NASA. Se puede observar que Colombia tiene un régimen especialmente alto de rayos, lo cual debe considerarse para el plan de protección.

Los sitios propensos a la actividad de rayos requieren un nivel especialmente alto de protección, por lo que es necesario investigar la frecuencia de rayos en el sitio durante el proceso de planeación. El uso de mapas de densidad de rayos disponibles¹⁹ (como el mostrado en la Figura 13) son una fuente útil de información para establecer el nivel de protección de la torre. Los dispositivos de protección para rayos deben ser instalados sobre la torre y conectados a la tierra común instalada. Se deben tomar las precauciones necesarias para evitar que el dispositivo de protección genere distorsiones indeseadas en el viento y afecte las lecturas de los anemómetros, para lo cual se sugiere revisar el Anexo G de la IEC 61400-12-1. Otras consideraciones para los dispositivos y el cableado de la protección de rayos pueden ser revisados en el manual [22].

¹⁹geology.com/articles/lightning-map.shtml

5. Calibración y Verificación

En el caso de los instrumentos de medición de velocidad y dirección del viento, una calibración totalmente confiable puede lograrse únicamente en túneles de viento. Generalmente, la calibración realizada originalmente por el fabricante ofrece información detallada del desempeño de estos instrumentos y se puede confiar su uso en varios propósitos cuando el instrumento está en buenas condiciones. Una campaña de medición de viento que opte para el cálculo del ENFICC **debe suministrar** el certificado de calibración del fabricante y el certificado de buena instalación de un organismo acreditado para otorgar este tipo de documentos.

Para garantizar el óptimo desempeño de los instrumentos, se requiere realizar una inspección por lo menos una vez cada año o cada seis meses según lo amerite la intensidad de las condiciones ambientales. La inspección consistirá en un control de datos de la señal medida por los sensores y en la detección de daños físicos en los instrumentos, revisión del cero del anemómetro y de la orientación de la veleta con respecto al norte geográfico. Revisiones a los componentes eléctricos y electrónicos del sistema de registro de datos deben ser realizados regularmente [3]. Las normas y estándares aplicables para la calibración incluyen el Anexo F de la IEC 61400-12, las normas ISO 17713-1:2007 y 16622:2002 así como las ASTM D5096-02:2011 Y D6011-96:2015.

Para el caso de los **anemómetros**, como parte de la inspección anual (o semestral) **se debe entregar un informe con una comparación de las mediciones del equipo a evaluar contra un instrumento de control, que especifique si existen cambios en la tendencia de medición. El instrumento de control puede ser otro de los anemómetros ubicados en la misma torre meteorológica, que debe conservar su tendencia de medición respecto a su calibración original.** Si en la inspección anual de un anemómetro o una veleta se detecta que el equipo cambia su tendencia, se exigirá el reemplazo del equipo **como primera medida** o la re-calibración de los anemómetros y veletas en túneles de viento acreditados por la MEAS-NET, de los cuales se incluye una lista de entidades en el Apéndice del presente documento. Este reemplazo o recalibración debe realizarse sustituyendo equipos de manera individual para tener tiempo de comparar las mediciones. Si dicha re-calibración no es realizada, se debe realizar una calibración en sitio y se requiere documentar que el anemómetro mantiene su calibración para la duración del período de medición. La mencionada calibración en sitio consiste en un procedimiento de comparación entre el anemómetro de prueba y uno de control instalado a la misma altura en el que se evalúan los cambios temporales significativos entre los instrumentos de medición [5].

Si la re-calibración muestra que los resultados varían significativamente, evaluaciones comparativas con otros anemómetros pueden ser desarrolladas con el objetivo de determinar el momento en el cual las desviaciones llegan a ser más significativas en comparación con la incertidumbre de medición. Una vez se define el período durante el cual el rendimiento del anemómetro se encuentra dentro de un rango aceptable de incertidumbre, se reduce la cantidad de datos evaluados a los correspondientes en dichos intervalos de tiempo [5].

Por otra parte, la calibración de instrumentos de medición de **temperatura ambiente, humedad relativa y presión atmosférica** no es exigida directamente y en cambio se **solicita el certificado de función de transferencia** dado por el fabricante de los equipos, el cual debe cumplir los estándares establecidos por la WMO, ASTM y la IEC. Dependiendo del tipo de instrumento, las diferentes normas y estándares por cumplir incluyen:

- Para termómetros de resistencia eléctrica y termistores aplican las normas ASTM E644-11, E879-12, E1173/E1173M-08 (2014), E2593-12 y E2821-13.
- En el caso de la calibración de termopares, las normas aplicables incluyen las normas ASTM

E207-08 (2015), E220-13, E230/E230M-12, E452-02(2013).

- Los instrumentos relacionados con la medición de presión y humedad relativa tienen procesos de calibración que pueden ser consultados con detalle en las guías de la WMO, en específico, la sección 3.10 para barómetros y las secciones 4.6 y 4.9 para higrómetros.

Con el fin de verificar la calidad de los datos e identificar posibles sesgos debido a contaminación o daño de un instrumento, se debe realizar algún tipo de control de calidad de los datos obtenidos, los cuales pueden incluir controles automáticos y visuales. Existen una serie de rutinas de verificación básicas que deben ser ejecutadas para todas las variables de medición y permiten identificar los valores sospechosos de la medición. Estos métodos pueden ser agrupados en dos grupos: los que comprueban el sistema en general y los que revisan parámetros de medición en específico. Las rutinas de comprobación del sistema en general evalúan la disponibilidad de los datos recolectados, lo cual incluye [22]:

- Revisión del registro de datos, en cuyo caso se verifica si el número de series de datos es igual al número de parámetros de medición esperados por cada registro.
- Verificación de la secuencia temporal, para lo cual se examinan las marcas de fecha y hora de cada serie de datos y se buscan marcas temporales perdidas o que estén fuera de la secuencia temporal.

Respecto a la revisión de los parámetros de medición, estos se dividen en pruebas de rango, relacionales y de tendencia, los cuales deben ser aplicados en secuencia para todos los datos para realizar un control de calidad apropiado. Las **pruebas de rango** comparan las mediciones con respecto a los límites inferiores y superiores permitidos, los cuales se definen según las características de los instrumentos utilizados y las condiciones climáticas esperadas del sitio. Por ejemplo, un rango razonable para series de velocidad promedio diezminutal es el umbral de inicio del anemómetro (límite inferior) hasta 30 m/s como límite superior. Cualquier valor que se menor al umbral de inicio del anemómetro debe ser interpretado como dato perdido o inválido; así mismo, velocidades superiores a 30 m/s son posibles pero deben ser analizadas. Los límites establecidos para cada rango deben tener en cuenta todos los valores posibles para el sitio, los cuales pueden cambiar estacionalmente. Un ejemplo de prueba de rango se presenta en la Figura 14, donde el anemómetro posicionado en la dirección sur-occidental de la torre meteorológica fue impactado por un rayo, el cual causó grandes daños en su funcionamiento y un consecuente deterioro en la calidad de la medición [22].

Las **pruebas relacionales** analizan los datos medidos por varios instrumentos para un mismo parámetro de medición. Por ejemplo, las velocidades del viento medidas a una misma altura deberían ser similares (excepto cuando un anemómetro está en la sombra de la torre); el corante del viento (velocidad horizontal a diferentes alturas) debe ajustarse a rangos razonables, los cuales cambian durante el día y estacionalmente; la dirección del viento medida por veletas a diversas alturas no debería presentar cambios considerables. Estas pruebas aseguran que mediciones que representen situaciones físicas improbables sean apropiadamente desestimadas [22]. En la Figura 15 se muestra un ejemplo de prueba relacional para la dirección del viento en una torre meteorológica, para la cual se puede observar que una de las veletas registra valores bastante distanciados de la veleta de control; las variaciones de la veleta de la altura 1 son no tienen sentido físico para el comportamiento del viento en sitio, por lo que deben ser declaradas como inválidas.

Finalmente, las **pruebas de tendencia** analizan la tasa de cambio de un parámetro de medición en el tiempo. Los límites utilizados en estos casos deben ser ajustados a las condiciones

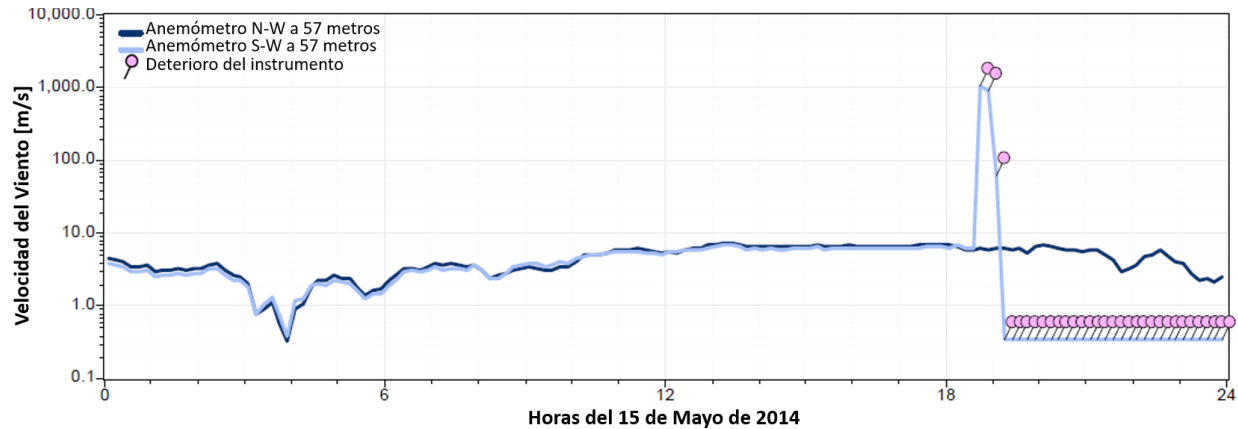


Figura 14: Ejemplo de la identificación de la falla de un instrumento mediante una prueba de rango. El gran pico observado en la velocidad corresponde a un valor de medición no realista producto de la falla del sensor, en este caso como consecuencia del impacto de un rayo. Ejemplo adaptado de [22].

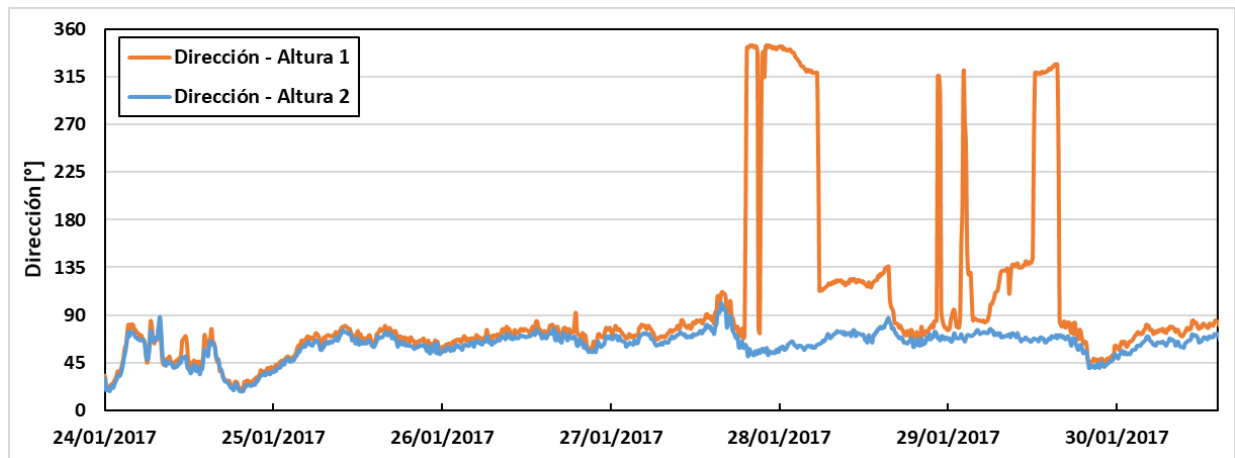


Figura 15: Ejemplo de la identificación de la falla de un instrumento mediante una prueba relacional. La dirección del viento no debería variar significativamente con respecto a la altura, sin embargo la veleta de la altura 1 registra variaciones no realistas respecto a la veleta de la altura 2 (instrumento de control). Ejemplo desarrollado para este documento.

climáticas in situ y no existe una regla general y exhaustiva para la definición de estos valores. Algunos valores aceptados en la industria incluyen: i) una variación horaria máxima de 5 m/s en la velocidad promedio de viento, ii) variación horaria máxima de 5 °C de temperatura y iii) una variación máxima de 1 kPa para cada 3 horas.

Además de las anteriores pruebas, es importante revisar la afectación de la **sombra de la torre** en la medición de velocidad horizontal del viento. En este caso, la velocidad registrada por un anemómetro que esté a sotavento de la torre meteorológica es menor que la medición sin ser perturbada. El rango de dirección de viento válido varía según la ubicación de los soportes

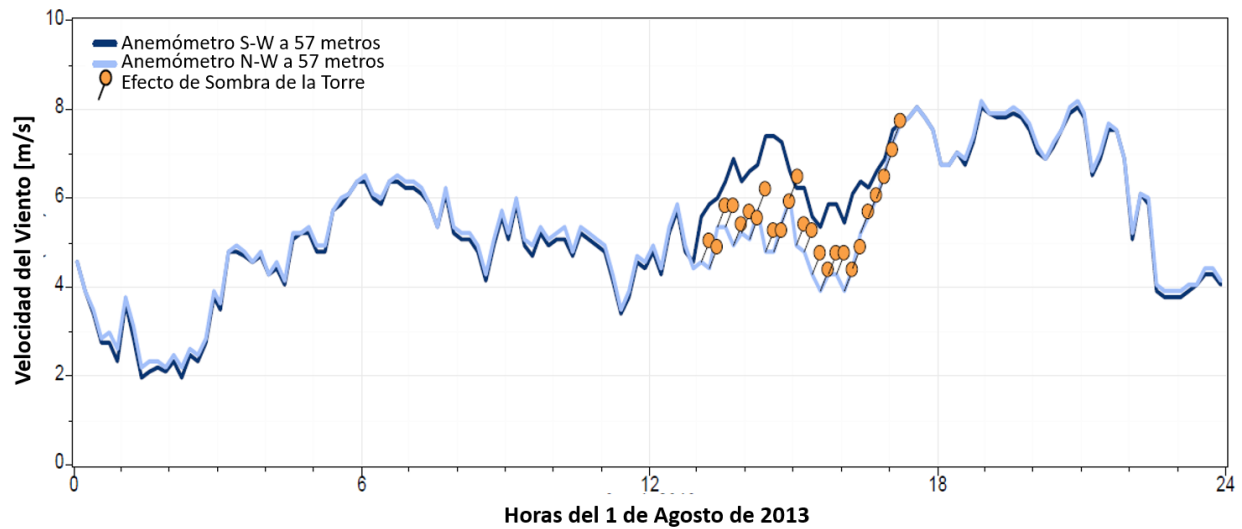


Figura 16: Series de datos de viento evidenciando el efecto de la sombra de la torre. En este caso, el sensor nor-occidental registra una velocidad mucho menor al anemómetro sur-occidental en consecuencia de este efecto. Ejemplo adaptado de [22].

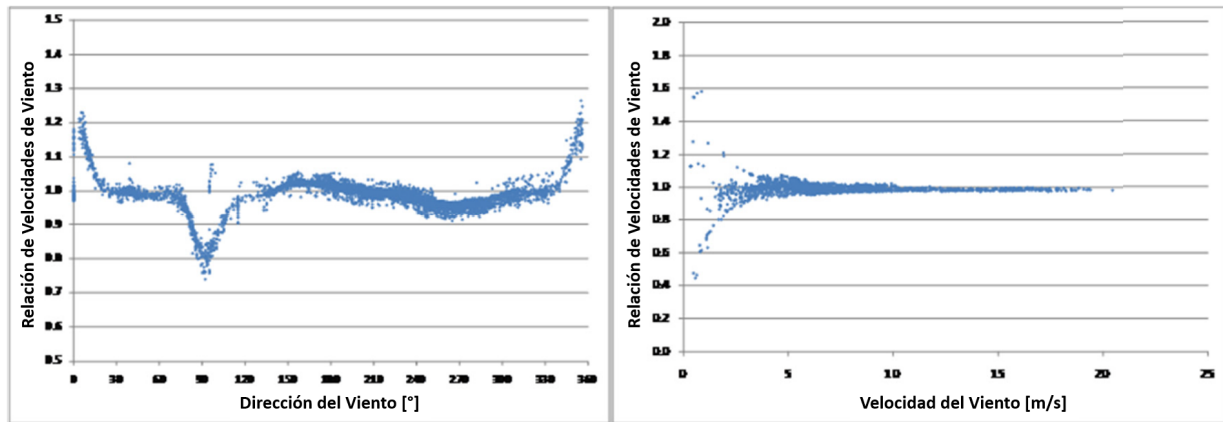


Figura 17: Gráficas de dispersión de la relación de velocidades para un par de anemómetros ubicados a las misma altura en función de la dirección del viento (izquierda) y la velocidad del viento (derecha). Se puede evidenciar que la zona de efecto de la torre corresponde a la dirección norte (0 grados) y la dirección oriente (90 grados). La gráfica de la derecha confirma que los sensores se comportan consistentemente para velocidades superiores a 4 m/s, el cual es el valor mínimo de interés en energía eólica. Ejemplo adaptado de [22].

horizontales respecto a la torre y la estructura de la misma (tubular o celosía), por lo que es importante verificar la dirección donde la influencia de la sombra es mayor y el ancho de la zona afectada graficando la relación de velocidades entre dos anemómetros a la misma altura como función de la dirección del viento. La Figura 16 ilustra el este efecto en las mediciones de velocidad de viento, mientras la Figura 17 muestra dos tipos de gráficas de relación de velocidades útiles

para determinar los ángulos de la zona de efecto de la sombra de torre y confirmar el apropiado funcionamiento de los anemómetros. Se recomienda revisar el Anexo S del estándar IEC 61400-12-1, el cual presenta métodos para la corrección de resultados por sombras de torres de celosía.

6. Operación y Mantenimiento

La operación y mantenimiento de los instrumentos de medición se debe realizar siguiendo las recomendaciones establecidas por el fabricante, incluyendo actividades de limpieza, mantenimiento y recalibraciones en los manuales de uso. Un plan simple pero completo debe ser instituido para preservar la integridad y la calidad de los datos de la campaña de medición lo cual incluye establecer un Manual de Operación y Mantenimiento (O&M) y una programación de visitas al sitio.

La frecuencia deseada de las actividades y visitas al lugar de medición dependen de las características de la campaña de medición tales como el método de recuperación de datos (manual o remoto), requerimientos energéticos en sitio y la vida esperada del equipamiento. Si los datos son recuperados remotamente con una frecuencia diaria o semanal, el sitio puede ser visitado no más de una vez cada varios meses para inspección visual y mantenimiento de rutina. Si no se presentan daños en la instrumentación, una frecuencia de visita al sitio de una vez cada tres meses suele ser suficiente. Por el contrario, si la recuperación de datos es manual, las visitas deben ser programadas de acuerdo a la capacidad de almacenamiento del sistema de adquisición, y en cualquier caso, no menos de una vez cada dos semanas para garantizar que los problemas del sensor se detecten rápidamente a través de la inspección visual o la detección de datos. Esta estrategia debería ser suficiente para que el programa de monitorización tenga una recuperación de datos mínima recomendada del 90 %. Finalmente, se debe disponer de un equipo que pueda atender visitas no programadas debidas a situaciones adversas ya que deben ser atendidas tan pronto sea posible para minimizar la pérdida de datos. El presupuesto del programa de medición y los planes del equipo de O&M deben anticipar por lo menos una visita no programada por año [6] [22].

El desarrollo de un manual de O&M para la campaña de medición de viento debe presentar un plan de desarrollo de actividades y tareas con el objetivo de proveer al personal un conjunto claro y completo de procedimientos para las visitas programadas y eventuales. Las actividades mínimas requeridas para el manual de operación y mantenimiento se condensan en la Tabla 12. Se recomienda una especial revisión al reporte de la IEA *Wind Farm Data Collection and Reliability Assessment for O&M Optimization*, el cual presenta una guía detallada de procedimientos y factores a tener en cuenta para el diseño de un plan de operación y mantenimiento optimizado en términos de la confiabilidad de los datos [33].

Tabla 18: Procedimientos mínimos requeridos para Operación y Mantenimiento [6] [22].

Procedimiento	Actividades
Descripción de los Componentes del Sistema	Recopilar información fundamental de todos los instrumentos (anemómetros, veletas de viento, sensores de temperatura, humedad y presión barométrica, sistema de registro de datos, entre otros). Incluir información detallada del componente, como manuales del fabricante.
Instrucciones Rutinarias para el Cuidado de Instrumentos	Aspectos Estructurales: ✓ Condición de Anclaje: • Revisar si hay señales de daño o corrosión. • Evaluar el movimiento de los anclajes en el tiempo en referencia a la orientación (°N,S / E,W). • Verificar la integridad de las conexiones de los anclajes. ✓ Condición de los Cables de Sujeción: • Revisar si los cables están tensados apropiadamente en acorde a las guías del fabricante. Tensionar el cable si es necesario. • Inspeccionar los cables y puntos de conexión por señales de daño o corrosión. • Asegurarse de que se usaron el número apropiado y la buena condición de pinzas de alambre para asegurar los cables de sujeción. ✓ Condición de la Torre • Revisar si hay señales de daño o corrosión. • Confirmar que la torre está correctamente erguida. • Inspeccionar la placa base o fundación para asegurar que no se está hundiendo, distorsionando o está libre de daños. ✓ Sistema de Puesta en Tierra: Verificar que está conectado apropiadamente y los contactos eléctricos están en buenas condiciones. Instrumentos: ✓ Sensores: • Inspeccionar los soportes y mástiles para su condición y nivelación. • Confirmar que los sensores están en las alturas y orientaciones de monitoreo. • Reemplazar cualquier sensor que haya mostrado señales de falla a partir de análisis de datos. • Anemómetros y veletas de viento deben ser reemplazados regularmente como parte de un plan de mantenimiento preventivo. • Algunos anemómetros requieren reacondicionamientos periódicos tales como recalibraciones y reemplazo de rodamientos. ✓ Sistema de Adquisición de Datos: • Inspeccionar el sistema y su recinto por señales de corrosión, daño, humedad o la presencia de roedores e insectos. • Revisar el cableado regularmente para prevenir la pérdida de conexiones a los sensores. • Revisar el voltaje de la batería y reemplazarlas si es necesario. • Las baterías son cargadas generalmente con un sistema solar fotovoltaico, el cual requiere un mantenimiento que consiste en la limpieza y realineación de los paneles. Se debe revisar la rotura y la resistencia contra agua de los paneles y las conexiones eléctricas.

7. Configuraciones de Torre Meteorológica

En esta sección se presentan dos posibles configuraciones de torre meteorológica en vía de ejemplo que pueden ser aplicadas para su instalación en campañas de viento y siguen las guías y estándares comentados en este documento. Para la selección de cada aspecto de la configuración se especificará si corresponde a un criterio de obligatorio cumplimiento respecto al protocolo o a una recomendación respecto a las guías de buenas prácticas presentadas en este documento.

Procedimientos de Visita al Sitio

Preparación para la Visita:

- ✓ Confirmar la razón de una visita determinada y las necesidades específicas del personal técnico. Determinar si es una inspección de rutina o se ejecuta en respuesta a un problema potencial. Establecer si el problema puede ser solucionado con la torre sin cambios o si se requiere inclinar o desinstalar la torre como últimas medidas.
- ✓ Asegurarse que el personal tiene un conjunto completo de herramientas, suministros y manuales del equipo. Si la campaña adquiere los datos de forma manual, se requiere el equipo apropiado para la descarga de datos en el sitio.
- ✓ Una tarjeta de memoria adicional debe ser preparada y equipada. Se debe probar su funcionamiento antes de partir al sitio de medición, lo cual es esencial si las tarjetas de memoria son el método de obtención de datos.
- ✓ Determinar el número de personas requeridas para la visita en sitio. Por seguridad, trabajos en altura en la torre requieren de por lo menos dos personas; la desinstalación o levantamiento de la torre exige por lo menos cinco personas.

Procedimientos en Sitio:

- ✓ Revisión de las planes del día en operación y mantenimiento; verificación del cumplimiento de los requerimientos y procedimientos de seguridad del personal.
- ✓ Si los datos van a ser recolectados durante la visita, se debe realizar primero la transferencia de datos al dispositivo de almacenamiento para minimizar los riesgos de pérdida de datos por errores de operación, descargas estáticas o sobretensiones eléctricas durante el manejo o revisión de otros componentes.
- ✓ Sin importar el propósito de la visita, se debe incluir una inspección visual completa (con binoculares o cámara digital), así como pruebas necesarias para detectar daños o fallas en los componentes. Entre los componentes revisados deben incluirse: sistema de registro de datos, sensores, sistema de comunicación, sistema de puesta en tierra, conexiones y cableado, fuente de potencia, soportes de montaje y componentes de la torre.
- ✓ Realizar las re-calibraciones y reemplazos de componentes pertinentes, revisiones operacionales y soluciones de problemas en general en el sitio.
- ✓ Se debe examinar y verificar que las lecturas instantáneas del sistema de registro de datos está reportando mediciones razonables.

Procedimientos de Partida del Sitio:

- ✓ El proceso de recolección de datos debe ser confirmado antes de dejar el sitio. Esto involucra la transferencia de información exitosa con el computador de la central (recolección remota) o con el dispositivo de almacenamiento en sitio (manual).
- ✓ Para recolección remota, la transferencia de datos puede ser verificada guardando información de forma redundante y en la nube. Se debe asegurar que el sistema de comunicación no fue alterado en la visita y está funcionando.
- ✓ Asegurar que el sistema de registro de datos ha sido configurado en el modo de sistema de potencia a largo plazo. Esto es importante para conservar la vida de la batería y evitar pérdida de información. Finalmente, se debe asegurar y proteger el recinto del sistema de registro para evitar daños o vandalismo.

La primera configuración consiste en una torre tubular de 60 metros modelo Super XHD TallTower del fabricante NRG Systems, la cual contendrá los siguientes elementos:

- 3 anemómetros de la marca Thies Clima - First Class Advanced X dispuestos como medidores principales a tres alturas (57.2 m, 47.4 m y 32 m). 3 anemómetros de la marca NRG Systems – Maximum #40 como dispositivos de control y redundantes a las alturas mencionadas anteriormente, orientados a 90° del anemómetro principal. **Criterios:** El número de alturas, así como los respectivos valores cumplen con las exigencias del protocolo. La ubicación de por lo menos un anemómetro de cazoleta por altura y la selección de instrumentos de Clase 1 se ajusta a los requerimientos. Las marcas mencionadas son recomendaciones de este documento.

- 2 veletas de la marca Thies Clima – First Class a 45 y 55 metros orientados en la dirección de los anemómetros principales. **Criterios:** El número de alturas, así como los respectivos valores cumplen con las exigencias del protocolo. Así mismo, las veletas escogidas cumplen con los requerimientos de medición. Las marcas mencionadas son sugerencias de este documento.
- 1 barómetro AB 60 y sensores de temperatura y humedad con carcasa de protección (Ammonit S42100, S52100 y S50050) a 53 m de altura. **Criterios:** El número de alturas, así como los respectivos valores cumplen con las exigencias del protocolo. Los sensores escogidos cumplen con los requerimientos de medición. Las marcas mencionadas son sugerencias de este documento.
- Sistema de registro de datos Meteo-40L de Ammonit, luces de aviso aeronáutico Carmanah modelo A650, módulos solares Ammonit para la alimentación del sistema, soportes de montaje NRG Systems y protección de rayos All Weather Inc. modelo 1073. **Criterios:** La selección del sistema de registro como del equipamiento cumple con las exigencias mínimas del protocolo. Las marcas y tipos de equipamiento son sugerencias de este documento a partir de los productos más comunes y validados en la industria eólica.

La segunda configuración consiste en una torre de celosía de sección triangular con altura de 84 metros modelo K2/616/84 del fabricante Double-K Towers Consulting. Nótese que se escogió una torre de este tipo debido a que su altura supera los 80 metros establecidos como requerimiento mínimo en el protocolo. Esta torre contendrá los siguientes elementos:

- 3 anemómetros de la marca Vaisala - WAA 252 dispuestos como medidores principales a tres alturas (80 m, 60 m y 20 m). 2 anemómetros de la marca Windsensor (RISØ) P2546A como dispositivos de control y redundantes a las dos alturas inferiores de las mencionadas anteriormente, orientados a 180° del anemómetro principal. 1 anemómetro sónico Thies Clima - Ultrasonic Anemometer 3D usado como control y redundante en el nivel superior. **Criterios:** El número de alturas, así como los respectivos valores cumplen con las exigencias del protocolo. La ubicación de por lo menos un anemómetro de cazoleta por altura y la selección de instrumentos de Clase 1 se ajusta a los requerimientos. Las marcas mencionadas, así como el uso de un anemómetro sónico son recomendaciones de este documento.
- 2 veletas de la marca Vaisala WA15 a 78 y 58 metros orientados en la dirección de los anemómetros principales. **Criterios:** El número de alturas, así como los respectivos valores cumplen con las exigencias del protocolo. Así mismo, las veletas escogidas cumplen con los requerimientos de medición. Las marcas mencionadas son sugerencias de este documento.
- 1 barómetro AB 100 y sensores de temperatura y humedad con carcasa de protección (Ammonit S42100, S52100 y S50050) a 76 m de altura. **Criterios:** El número de alturas, así como los respectivos valores cumplen con las exigencias del protocolo. Los sensores escogidos cumplen con los requerimientos de medición. Las marcas mencionadas son sugerencias de este documento.
- Sistema de registro de datos Nomad2 de Vaisala, luces de aviso aeronáutico Carmanah modelo OL800, módulos solares Ammonit para la alimentación del sistema, soportes de montaje NRG Systems y protección de rayos EvoDis de MTO. **Criterios:** La selección del sistema de registro como del equipamiento cumple con las exigencias mínimas del protocolo. Las marcas y tipos de equipamiento son sugerencias de este documento a partir de los productos más comunes y validados en la industria eólica.

ANEXO 2. Documento soporte Protocolo 2

Teniendo en cuenta la metodología de cálculo del aplicativo, el presente documento se dividirá en tres partes: *Pseudocódigo*, en donde se muestra en detalle el proceso de cálculo de cada una de las variables requeridas para el cálculo de energía mensual del parque y la ENFICC. *Descripción de Modelos Utilizados* en donde se entra en detalle a las consideraciones del Modelo de la energía por turbina, el Modelo de Estela y Pérdidas eléctricas y finalmente *Validación de modelos* en donde se muestran las diferentes pruebas que se han realizado hasta el momento para la validación de los modelos utilizados.

1. Pseudo-código

Algoritmos

Algoritmo 5 Cálculo de temperatura y densidad a la altura del cubo

Entran como parámetros en orden la temperatura (en grados Celsius), presión atmosférica (en hectopascales) y humedad relativa (en porcentaje) medidas en sitio, así como la altura de medición (en metros) y la altura del cubo (en metros) a la que se desea obtener las variables de salida

Este método se repite por cada una de las turbinas del parque, con su respectiva altura de cubo.

procedure CALCTYD($T[^\circ]$, $P[hPa]$, $HR[\%]$, $h_{cubo}[m]$, $h_{medición}[m]$)

$$T = T + 273.15$$

$$T_{cubo} = T - 6.5 \times \left(\frac{h_{cubo} - h_{medición}}{1000} \right)$$

$$P_{cubo} = P \times \left(\frac{T_{cubo}}{T} \right)^{\frac{9810}{6.5 \times 287.058}}$$

$$P_{vapor} = 0.0000205 \times e^{(0.0631846 \times T_{cubo})}$$

$$\rho_{cubo} = \frac{1}{T_{cubo}} \times \left(\frac{P_{cubo}}{2.8705} - \frac{HR}{100} \times P_{vapor} \times \left(\frac{1}{287.058} - \frac{1}{461.5} \right) \right)$$

$$T_{cubo \text{ en cel}} = T_{cubo} - 273.15$$

return ($T_{cubo \text{ en cel}}$, ρ_{cubo})

end procedure

Algoritmo 6 Cálculo del cortante α , parte 1

Entran como parámetros la serie de velocidades, bien sean de dos o tres alturas, dependiendo de la altura de la torre (en unidad de metros por segundo) y las alturas a las que se tomaron cada una de las series (en metros).

Este método se repite para cada una de las torres meteorológicas del parque. Adicionalmente, Como hay tres posibles métodos de cálculo de α , se presentan tres procedimientos:

procedure ALPHADOSALT($V_1[\frac{m}{s}], V_2[\frac{m}{s}], h_1[m], h_2[m]$)

$\alpha = \frac{\ln(V_2/V_1)}{\ln(h_2/h_1)}$ $\triangleright$ Esta operación se realiza una vez por cada elemento de V , α es un vector.

return α

end procedure

procedure ALPHATRESALT($V_1[\frac{m}{s}], V_2[\frac{m}{s}], V_3[\frac{m}{s}], h_1[m], h_2[m], h_3[m]$)

$i_{final} = length(V_1)$

$lnh1 = \ln h_1$

$lnh2 = \ln h_2$

$lnh3 = \ln h_3$

$lnhtotal = (lnh1, lnh2, lnh3)$ $\triangleright$ Que es un vector

$lnv1 = \ln V_1$ $\triangleright$ Como V_1 es un vector, $lnv1$ es un vector

$lnv2 = \ln V_2$ $\triangleright$ Como V_2 es un vector, $lnv2$ es un vector

$lnv3 = \ln V_3$ $\triangleright$ Como V_3 es un vector, $lnv3$ es un vector

for $i = 1$ hasta i_{final} **do**

$lnv1 = \ln V_1(i)$

$lnv2 = \ln V_2(i)$

$lnv3 = \ln V_3(i)$

... Continúa en página siguiente ...

Algoritmo 7 Cálculo del cortante α , parte 2

...Continuación de página anterior...

$lnvtotal = (lnv1, lnv2, lnv3)$

$\alpha(i) = \text{pendiente}(lnvtotal, lnhtotal)$ ▷ La pendiente por mínimos cuadrados

end for

return α

end procedure

procedure ALPHAMIKAIL($V_1[\frac{m}{s}], h_1[m]$)

$\alpha = \frac{0.37 - 0.088 \ln V_1}{1 - 0.088 \ln h_1}$ ▷ Recordar que α es un vector

return α

end procedure

Algoritmo 8 Conversión a datos horarios

Entra como parámetro cualquier serie, bien sea de velocidad, temperatura, dirección, etc. en resolución diezminutal. Se entrega en resolución horaria.

procedure MINAHORARIO(a que puede ser cualquier variable diezminutal)

$n = \text{length}(a)$

for $i = 6 : 6 : n$ **do**

$a_{\text{horario}}(\frac{i}{6}) = \text{promedio}(a(i - 5 : i))$

end for

return a_{horario}

end procedure

Algoritmo 9 Extrapolación de series temporales

Entran como parámetros las series originales de velocidad y dirección con sus respectivas alturas. También entran la velocidad y dirección de fuente secundaria con su respectiva altura y el cortante hallado en el algoritmo 6.

Este método se repite para cada una de las torres meteorológicas del parque.

procedure MCP($V_{1\text{horario}}, D_{1\text{horario}}, h_1, V_{2\text{horario}}, D_{2\text{horario}}, h_2, V_{3\text{horario}}, h_3, V_{\text{secundaria}}, D_{\text{secundaria}}, h_{\text{secundaria}}, T_{\text{comun}}, V_{\text{secundaria comun}}, \alpha$)

$$D_{\text{horario}} = \text{promedio}(D_{1\text{horario}}, D_{2\text{horario}})$$

if $h_{\text{secundaria}} > h_3$ **then** ▷ La serie secundaria es más alta que cualquier medición in situ

$$V_{3\text{extrapol}} = V_{3\text{horario}} \times \left(\frac{h_{\text{secundaria}}}{h_3} \right)^\alpha$$

$r = \text{pearson}(V_{3\text{extrapol}}, V_{\text{secundaria comun}})$ ▷ Se halla el coeficiente de Pearson

if $r > 0.866$ **then**

$$V_{10\text{ años}} = \text{mcp}(V_{3\text{extrapol}}, V_{\text{secundaria}}, D_{\text{horario}}, D_{\text{secundaria}})$$

$$h_{10\text{ años}} = h_{\text{secundaria}}$$

end if

else if $h_3 \geq h_{\text{secundaria}} \geq h_1$ **then**

$h_{10\text{ años}} = \text{más cercano}(h_{\text{secundaria}}, h_1, h_2, h_3)$ ▷ “ $h_{10\text{ años}}$ ” puede ser h_1, h_2 o h_3

$$V_{\text{secundaria extrapol}} = V_{\text{secundaria}} \times \left(\frac{h_{10\text{ años}}}{h_{\text{secundaria}}} \right)^\alpha$$

$r = \text{pearson}(V_{\text{secundaria extrapol}}, V_{a\text{ horario}})$ ▷ “a” puede ser 1, 2 o 3

if $r > 0.866$ **then**

$$V_{10\text{ años}} = \text{mcp}(V_{\text{secundaria extrapol}}, V_a, D_{\text{horario}}, D_{\text{secundaria}})$$

end if

end if

return ($h_{10\text{ años}}, V_{10\text{ años}}$)

end procedure

Algoritmo 10 Extrapolación de la serie de 10 años a la altura del cubo

A este método entran los datos hallados del MCP y nuevamente el parámetro de perfil de cortante. De este sale la serie a la altura del cubo que se usará para todos los cálculos de la energía.

Este método se repite por cada una de las turbinas del parque, con su respectiva altura de cubo, en donde la serie de 10 años corresponde a la serie de la torre meteorológica que se encuentre en su radio de representatividad.

procedure SERIECUBO($h_{10\text{años}}[m]$, $V_{10\text{años}}[\frac{m}{s}]$, $h_{cubo}[m]$, α)

$$\alpha_{10\text{años}} = (\alpha, \alpha, \alpha, \alpha, \alpha, \alpha, \alpha, \alpha, \alpha, \alpha)$$

▷ α vector no varía año a año

$$V_{cubo} = V_{10\text{años}} \times \left(\frac{h_{cubo}}{h_{10\text{años}}} \right)^{\alpha_{10\text{años}}}$$

return V_{cubo}

end procedure

Algoritmo 11 Corrección de curvas para operación en sitio

Aquí se corrigen las curvas de comportamiento para la densidad a la altura del cubo hallada en el algoritmo 5. Entran como parámetros las curvas originales de potencia, con una columna de velocidad (V_P) y una columna de potencias (P); la curva de coeficiente de empuje como una columna de velocidad y una columna con el coeficiente (C_{empuje}) (V_{empuje}) con la densidad a la que se encuentran, la potencia nominal del equipo (P_r) y la serie de densidad a la altura del cubo.

Se repite este método para cada turbina dentro del parque.

procedure CURVASCORREGIDAS($P[kW]$, $V_P[\frac{m}{s}]$, C_{empuje} , $V_{empuje}[\frac{m}{s}]$, $\rho_{original}[\frac{kg}{m^3}]$, $\rho_{cubo}[\frac{kg}{m^3}]$)

$$\rho_{promedio} = \text{promedio}(\rho_{cubo})$$

$$V_{nominal} = \text{which}(P_r) \quad \triangleright \text{Velocidad correspondiente a la potencia nominal}$$

$$c = P/V^3 \quad \triangleright P \text{ y } V \text{ son vectores, por lo cual } c \text{ es un vector}$$

$$V_{diseño} = \text{which}[\text{máx}(C_p)] \quad \triangleright \text{Velocidad correspondiente al mayor coeficiente de potencia}$$

if $\rho_{original} <> \rho_{promedio}$ **then**

$$V_{sitio-P} = V_P \left(\frac{\rho_{original}}{\rho_{promedio}} \right)^m \quad \triangleright \text{se escala la velocidad}$$

$$m = \begin{cases} 1/3, & \text{para } 0 \leq V_P \leq V_{diseño} \\ \frac{1}{3} + \frac{1}{3} \left(\frac{V_P - V_{diseño}}{V_{nominal} - V_{diseño}} \right), & \text{para } V_{diseño} \leq V_P \leq V_{nominal} \\ 2/3, & \text{para } V_P > V_{nominal} \end{cases}$$

$$V_{sitio-empuje} = V_{empuje} \left(\frac{\rho_{original}}{\rho_{promedio}} \right)^n \quad \triangleright \text{se escala la velocidad}$$

$$n = \begin{cases} 1/8, & \text{para } 0 \leq V_{empuje} \leq V_{diseño} \\ \frac{1}{8} + \left(\frac{1}{3} - \frac{1}{8} \right) \left(\frac{V_{empuje} - V_{diseño}}{V_{nominal} - V_{diseño}} \right), & \text{para } V_{diseño} \leq V_{empuje} \leq V_{nominal} \\ 1/3, & \text{para } V_{empuje} > V_{nominal} \end{cases}$$

end if

return (P , $V_{sitio-P}$, C_{empuje} , $V_{sitio-empuje}$)

end procedure

Algoritmo 12 Cálculo de las distancias del trazado eléctrico, parte 1

Entran por variables un vector que contiene la coordenada de longitud (“x”) de todas las turbinas del parque, un vector que contiene la coordenada de latitud (“y”) de todas las turbinas del parque (en el mismo orden del anterior), un vector que contiene la altura topográfica para cada turbina del parque (“z”), un vector con la posición del punto de conexión común (PCC) (con tanto longitud, latitud y altura) y varios vectores que indican los índices de las turbinas que van por un mismo cable. Se entrega la longitud del cable que conecta cada una de las turbinas hasta el PCC.

Este método se ejecuta una única vez por el aplicativo.

procedure $\text{CABLEADO}(X_{\text{turbinas}}, Y_{\text{turbinas}}, Z_{\text{turbinas}}, X_{\text{PCC}}, Y_{\text{PCC}}, Z_{\text{PCC}},$
 $\text{Indices}_1, \text{Indices}_2, \dots, \text{Indices}_N,)$

$$X_{\text{relativo}} = X_{\text{turbinas}} - X_{\text{PCC}}$$

$$Y_{\text{relativo}} = Y_{\text{turbinas}} - Y_{\text{PCC}}$$

$$Z_{\text{relativo}} = Z_{\text{turbinas}} - Z_{\text{PCC}}$$

$$n = N \quad \triangleright \text{número de cables del parque}$$

for $i = 1$ hasta n **do**

$$\text{Distancia} = 0$$

$$n_2 = \text{length}(\text{Indices}_i)$$

$$a_2 = 0$$

$$b_2 = 0$$

$$c_2 = 0$$

for $j = 1$ hasta n_2 **do**

$$m = \text{Indices}_i(j)$$

$$a_1 = a_2$$

$$b_1 = b_2$$

$$c_1 = c_2$$

... Continúa en página siguiente ...

Algoritmo 13 Cálculo de las distancias del trazado eléctrico, parte 2

...Continuación de página anterior...

$$a_2 = X_{relativo}(m)$$

$$b_2 = Y_{relativo}(m)$$

$$c_2 = Z_{relativo}(m)$$

$$distancia = distancia + ((a_2 - a_1)^2 + (b_2 - b_1)^2 + (c_2 - c_1)^2)$$

$$dist_{Turbinas}(m) = distancia$$

end for

end for

return $dist_{Turbinas}$

end procedure

Algoritmo 14 Reorganización de turbinas con respecto a la dirección de viento, parte 1

Para esta función entran por parámetros la dirección de viento (D) de todas las turbinas para la hora de interés, las coordenadas geográficas de todas las turbinas de interés (siendo “X” la longitud y “Y” la latitud). Se entrega un vector de resultado con las coordenadas de las turbinas organizadas desde la primera a la que impacta el viento hasta la última.

Este método se ejecuta una vez por cada dirección horaria.

procedure ORDENAR($X_{original}, Y_{original}, D_{original}$) ▷ Cada variable es un vector de datos

$$D_{promedio} = promedio(D_{original})$$

$$\theta = (90 - D_{promedio}) \frac{\pi}{180}$$

$$a = \sin \theta$$

$$b = \cos \theta$$

$$N = length(X_{original}) \quad \triangleright \text{Indica el número de turbinas en el parque}$$

... Continúa en página siguiente ...

Algoritmo 15 Reorganización de turbinas con respecto a la dirección de viento, parte 2

...Continuación de página anterior...

$\text{puntos} = a \times X_{\text{original}} + b \times Y_{\text{original}}$

$Turbinas_{\text{originales}} = (1 : N, \text{puntos}, X_{\text{original}}, Y_{\text{original}})$

- ▷ Una columna # de turbinas
- ▷ Otra columna con los puntos

$\text{reorganizado} = \text{mayor a menor}(Turbinas_{\text{originales}}(2))$

- ▷ Se reorganizan las turbinas
- ▷ de acuerdo a los puntos

return reorganizado

end procedure

Algoritmo 16 Corrección de Velocidades por Efecto de Grandes Parques, parte 1

Entran como parámetros la localización de las diferentes turbinas del parque (ya reorganizadas), la velocidad de viento a la altura del buje de cada turbina, la dirección del viento a la altura del cubo de cada turbina, los diámetros de cada turbina, la rugosidad del terreno (de valores predeterminados o el cortante de viento calculado en sitio) y el aumento de rugosidad del parque (ingresada por el usuario). Sale de esta función la velocidad de viento afectada por la corrección de la turbina de interés en el tiempo para el cual se ingresaron los datos.

Este método se ejecuta una vez por cada dato horario.

procedure VGRANDESPARQUES($V_{Turbina\ 1}, V_{Turbina\ 2}, \dots, V_{Turbina\ N}, D_{Turbina\ 1}, \dots, D_{Turbina\ N}, Diam_{Turbina\ 1}, Diam_{Turbina\ 2}, \dots, Diam_{Turbina\ N}, X_{Turbina\ 1}, X_{Turbina\ 2}, \dots, X_{Turbina\ N}, Y_{Turbina\ 1}, Y_{Turbina\ 2}, \dots, Y_{Turbina\ N}, h_{cubo-Turbina\ 1}, h_{cubo-Turbina\ 2}, \dots, h_{cubo-Turbina\ n}, z_{01}, z_{aug}$)

$n = N$ ▷ Se calcula el número total de turbinas

for $j = 2$ hasta n **do** ▷ No existe corrección para la primera turbina (más a barlovento)

$$\theta = (90 - D_{Turbina\ j}) \frac{\pi}{180}$$

$$dirección_{viento} = \begin{bmatrix} -\cos(\theta) \\ -\sin(\theta) \end{bmatrix}$$

$$dirección_{turbinas} = \begin{bmatrix} X_{Turbina\ j} - X_{Turbina\ 1} \\ Y_{Turbina\ j} - Y_{Turbina\ 1} \end{bmatrix}$$

$$proyección = \text{producto punto}(dirección_{viento}, dirección_{turbinas})$$

$$x_{dist} = \text{proyección}$$

if $x_{dist} > 0$ **then** ▷ No existe corrección para la primera turbina (más a barlovento)

$h_{eq} = function(h, x, z_{02}) \frac{h}{z_{02}} \left(\ln \left(\frac{h}{z_{02}} \right) - 1 \right) - 0.9 \frac{x}{z_{02}}$ ▷ Es la función para el cálculo de altura de capa límite

$h_{IBL} < -(2/3)h_{cubo-Turbina\ j} + uniroot(f = ecuacion, interval = c(0.0001, 10000), x = x_{dist}, z_{02} = z_{02})$ ▷ Se halla la altura con el método de bisección y se incluye la desviación de 2/3 de altura de cubo.

$$z' = h_{cubo-Turbina\ j} - Diam_{Turbina\ j}/2$$

... Continúa en página siguiente ...

Algoritmo 17 Corrección de Velocidades por Efecto de Grandes Parques, parte 2

...Continuación de página anterior...

if $x_{dist}/Diam_{Turbina\ j} < 60$ **then** ▷ Si la distancia es menor a 60 diámetros de turbina, no se aplica la función de recuperación.

if $0.09h_{IBL} < z' < 0.3h_{IBL}$ **then** ▷ Se verifica si se aplica la corrección de la capa límite en la Zona 2.

$$V_{Turbina\ N} = \frac{V_{Turbina\ N}}{\ln\left(\frac{z'}{z_{01}}\right)} \left[\frac{\ln\left(\frac{h'}{z_{01}}\right)}{\ln\left(\frac{h'}{z_{02}}\right)} \ln\left(\frac{0.09h'}{z_{02}}\right) \left(1 - \frac{\ln\left(\frac{z'}{0.09h'}\right)}{\ln\left(\frac{0.3}{0.09}\right)}\right) + \ln\left(\frac{0.3h'}{z_{01}}\right) \frac{\ln\left(\frac{z'}{0.09h'}\right)}{\ln\left(\frac{0.3}{0.09}\right)} \right]$$

else if $z' \leq 0.09h'$ **then** ▷ Se verifica si se aplica la corrección de la capa límite en la Zona 3.

$$V_{Turbina\ N} = V_{Turbina\ N} \left[\ln\left(\frac{h'}{z_{01}}\right) \ln\left(\frac{z'}{z_{02}}\right) \right] / \left[\ln\left(\frac{h'}{z_{02}}\right) \ln\left(\frac{z'}{z_{01}}\right) \right]$$

else if $z' \geq 0.3h'$ **then** ▷ Si se está en la Zona 1 de la capa límite, no se aplica ninguna corrección.

$$V_{Turbina\ N} = V_{Turbina\ N}$$

end if

else if $x_{dist}/Diam_{Turbina\ j} \geq 60$ **then** ▷ Si la distancia es mayor igual a 60 diámetros de turbina, se aplica la función de recuperación.

$$V_{Turbina\ N} = V_{Turbina\ N} \left(1 - \left(1 - \frac{V_{SR}}{V_{Turbina\ N}} \right) * 0.5^{\frac{x_{dist} - 60Diam_{Turbina\ j}}{40Diam_{Turbina\ j}}} \right) \quad \triangleright$$

V_{SR} es la velocidad corregida sin aplicar la función de recuperación y calculada igual que en el anterior condicional.

end if

end if

end for

end procedure

Algoritmo 18 Estimación de velocidades perturbadas por efecto de estela, parte 1

Entran como parámetros la localización de las diferentes turbinas del parque (ya reorganizadas), la velocidad de viento a la altura del buje de cada turbina, la dirección del viento a la altura del cubo de cada turbina, la curva de empuje de cada turbina y los diámetros de cada turbina. Sale de esta función la velocidad de viento perturbada de la turbina de interés en el tiempo para el cual se ingresaron los datos.

Este método se ejecuta una vez por cada dato horario.

procedure VESTELA($V_{Turbina\ 1}, V_{Turbina\ 2}, \dots, V_{Turbina\ N}, D_{Turbina\ 1}, D_{Turbina\ 2}, \dots, D_{Turbina\ N}, Diam_{Turbina\ 1}, Diam_{Turbina\ 2}, \dots, Diam_{Turbina\ N}, X_{Turbina\ 1}, X_{Turbina\ 2}, \dots, X_{Turbina\ N}, Y_{Turbina\ 1}, Y_{Turbina\ 2}, \dots, Y_{Turbina\ N}, h_{cubo-Turbina\ 1}, h_{cubo-Turbina\ 2}, \dots, h_{cubo-Turbina\ n}$)

$n = N$ ▷ Se calcula el número total de turbinas

for $j = 1$ hasta n **do**

$$\theta = (90 - D_{Turbina\ j}) \frac{\pi}{180}$$

$$AUX = 0$$

$$dirección_{viento} = \begin{bmatrix} -\cos(\theta) \\ -\sin(\theta) \end{bmatrix}$$

for $k = 1$ hasta n **do**

$$dirección_{turbinas} = \begin{bmatrix} X_{Turbina\ j} - X_{Turbina\ k} \\ Y_{Turbina\ j} - Y_{Turbina\ k} \\ h_{cubo-Turbina\ j} - h_{cubo-Turbina\ k} \end{bmatrix}$$

$$proyección = \text{producto punto}(dirección_{viento}, dirección_{turbinas})$$

$$x = \text{proyección}$$

if $x > 0$ **then** ▷ se determina si la estela va en dirección a la turbina j

$$R_{estela} = \frac{Diam_{Turbina\ k}}{2} + 0.075 \times x \quad \triangleright \text{Es el radio de la estela al llegar a la turb. j}$$

$$V_{st_k} = V_{np_k} \left(1 - \frac{1 - \sqrt{1 - C_{th}}}{(1 + 2kx / Diam_{Turbina\ k})^2} \right) \quad \begin{array}{l} \triangleright \text{Es la velocidad de la estela de k} \\ \triangleright \text{Al llegar a la turbina j} \end{array}$$

$$\begin{bmatrix} X_{estela} \\ Y_{estela} \\ h_{estela} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} X_{Turbina\ k} - x \times \cos \theta \\ Y_{Turbina\ k} - x \times \sin \theta \\ h_{cubo-Turbina\ k} \end{bmatrix}$$

... Continúa en página siguiente ...

Algoritmo 19 Estimación de velocidades perturbadas por efecto de estela, parte 2

...Continuación de página anterior...

$$d = \text{abs} \left(\text{norma} \left(\begin{bmatrix} X_{estela} - X_{Turbina\ j} \\ Y_{estela} - Y_{Turbina\ j} \\ h_{estela} - h_{cubo-Turbina\ j} \end{bmatrix} \right) \right) \quad \begin{array}{l} \triangleright \text{distancia entre} \\ \triangleright \text{el centro de estela } k \\ \triangleright \text{y el cubo de turb. } j \end{array}$$

if $d \geq D/2 + R_{estela}$ **then** $\triangleright$ Se calcula el área de influencia de la estela
 $\triangleright$ Estas son las fórmulas del área
 $\triangleright$ entre dos círculos secantes

$$A_{influencia\ estela,k} = 0$$

else if $R_{estela} \leq d < D/2 + R_{estela}$ **then**

$$d_1 = \text{abs} \left(\frac{\left(\frac{D}{2}\right)^2 - (R_{estela})^2 + d^2}{2d} \right)$$

$$z = \text{abs} \left(\left(\frac{D}{2}\right)^2 - d_1^2 \right)^{0.5}$$

$$A_{influencia\ estela,k} = \left(\frac{D}{2}\right)^2 \text{acos} \left(\frac{d_1}{\frac{D}{2}} \right) + (R_{estela})^2 \text{acos} \left(\frac{d-d_1}{R_{estela}} \right) - d \times z$$

else if $R_{estela} - \frac{D}{2} \leq d < R_{estela}$ **then**

$$d_1 = \text{abs} \left(\frac{\left(\frac{D}{2}\right)^2 - (R_{estela})^2 + d^2}{2d} \right)$$

$$z = \text{abs} \left(\left(\frac{D}{2}\right)^2 - d_1^2 \right)^{0.5}$$

if $d > \left((R_{estela})^2 - \left(\frac{D}{2}\right)^2 \right)^{0.5}$ **then**

$$A_{influencia\ estela,k} = \left(\frac{D}{2}\right)^2 \text{acos} \left(\frac{d_1}{\frac{D}{2}} \right) + (R_{estela})^2 \text{acos} \left(\frac{d-d_1}{R_{estela}} \right) - d \times z$$

else if $d \leq \left((R_{estela})^2 - \left(\frac{D}{2}\right)^2 \right)^{0.5}$ **then**

$$A_{influencia\ estela,k} = \pi \frac{D^2}{4} - \left(\frac{D}{2}\right)^2 \text{acos} \left(\frac{d_1}{\frac{D}{2}} \right) + (R_{estela})^2 \text{acos} \left(\frac{d-d_1}{R_{estela}} \right) - d \times z$$

end if

else if $d < R_{estela} - D/2$ **then**

$$A_{influencia\ estela,k} = \pi \frac{D^2}{4}$$

end if

... Continúa en página siguiente ...

Algoritmo 20 Estimación de velocidades perturbadas por efecto de estela, parte 3

...Continuación de página anterior...

$$\beta_k = \frac{A_{influenziaestela,k}}{A_{rotor,j}} \quad \triangleright \text{Indica qué tal influyente es el área de estela}$$

$$AUX = AUX + \beta_k (V_{Turbina,j} - V_{st,k}(x_{kj}))^2$$

end if

end for

$$V_{perturbada-j} = V_{Turbina,j} - \sqrt{AUX}$$

end for

return ($V_{perturbada-1}, V_{perturbada-2}, \dots, V_{perturbada-N}$)

Algoritmo 21 Estimación generación por turbina en bornes

A este método entran las velocidades perturbadas y la curva de potencia de la turbina. Se obtienen las potencias generadas en cada dato horario y con estas se calcula la energía horaria entregada.

Esta función se ejecuta una vez por turbina.

procedure CALCPOTENCIAS($V_{perturbada}, P, V_{sitio-P}$)

$$n = \text{length}(V_{perturbada})$$

for $i = 1$ hasta n **do**

$$P_{resultante}(i) = \text{which}(P, V_{perturbada}(i)) \quad \triangleright \text{Se halla la potencia correspondiente a la velocidad perturbada.}$$

- $\triangleright$ De ser necesario, esta potencia se interpola
- $\triangleright$ linealmente desde los puntos más cercanos
- $\triangleright$ disponibles de la curva de potencia

end for

return $P_{resultante}$

end procedure

Algoritmo 22 Estimación perdidas eléctricas

Este método toma la longitud del cable hallada en el algoritmo 12 para cada turbina (L), así como los otros parámetros importantes como el voltaje de media tensión del cableado del parque (V), la resistencia del cable (r) y la energía horaria que se está transportando (E), para estimar las pérdidas eléctricas, entregando la energía final disponible en el PCC.

Este algoritmo se ejecuta una vez por cada turbina.

procedure PERDELEC($E[kW]$, $V[kV]$, $r[\frac{ohm}{km}]$, $L[km]$)

$$E_{PCC} = E - \left(\frac{E}{V}\right)^2 \times (r \times L)$$

▷ como E es una serie horaria,
▷ E_{PCC} también es una serie horaria

end procedure

2. Descripción de los modelos usados

En esta sección se presentan todos los modelos que comprende el aplicativo para entregar el cálculo de la energía mensual y de la función de conversión. En general, como se mostraba en la introducción, la base del cálculo consiste en identificar cuál es la velocidad que está incidiendo sobre cada una de las turbinas a la altura del buje con qué condiciones atmosféricas. Una vez se conoce esta velocidad se puede realizar el cálculo de potencia generada por cada turbina de manera individual y teniendo en cuenta las pérdidas eléctricas encontrar la energía total disponible en el punto de conexión común. Teniendo en cuenta lo anterior, los modelos se dividen en los que son necesarios para hallar la velocidad incidente en cada turbina (Modelo de Estela), los modelos para calcular la energía entregada por cada turbina en su bornera una vez conocida esta velocidad (Modelo de Turbina) y las pérdidas eléctricas hasta el punto de conexión común (Modelo de pérdidas eléctricas).

2.1. Modelo de Estela

Consideraciones generales

Para generar energía eléctrica, una turbina eólica extrae energía del viento. Debido a esto, la velocidad del viento detrás de la turbina es menor a la velocidad al frente de la turbina. Si se sitúa otra turbina detrás de la primera, su velocidad de viento incidente será menor a la velocidad original. Este efecto se conoce como el efecto de estela [13].

En general el efecto de la turbina en la velocidad no es simple. En primer lugar, la velocidad no se distribuye de manera uniforme detrás de la turbina (ver figura 18). Adicionalmente, la masa de aire a sotavento, detrás de la turbina, interactúa con la velocidad no perturbada y va recuperando velocidad, hasta que alcanza nuevamente el valor de la velocidad no perturbada [23] (ver figura 19).

A pesar de este comportamiento complejo, existen una serie de modelos semi-empíricos que buscan calcular el efecto de esta disminución de velocidad sobre la energía promedio del viento más que encontrar en detalle el perfil de velocidades. Uno de estos modelos es el Modelo de Estela de Jensen, utilizado ampliamente en distintos paquetes comerciales para el cálculo de la producción de energía de parques eólicos, tales como WAsP, WindPRO y WindFarmer [23].

2.1 Modelo de Estela

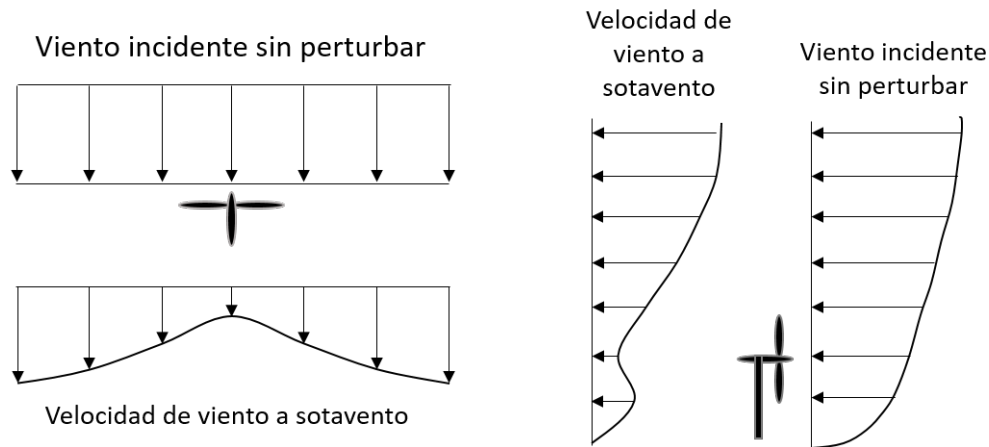


Figura 18: Velocidad en términos de la velocidad no perturbada una vez pasa por la turbina. Izquierda: Vista superior. Derecha: Vista lateral. Original tomado de [14]

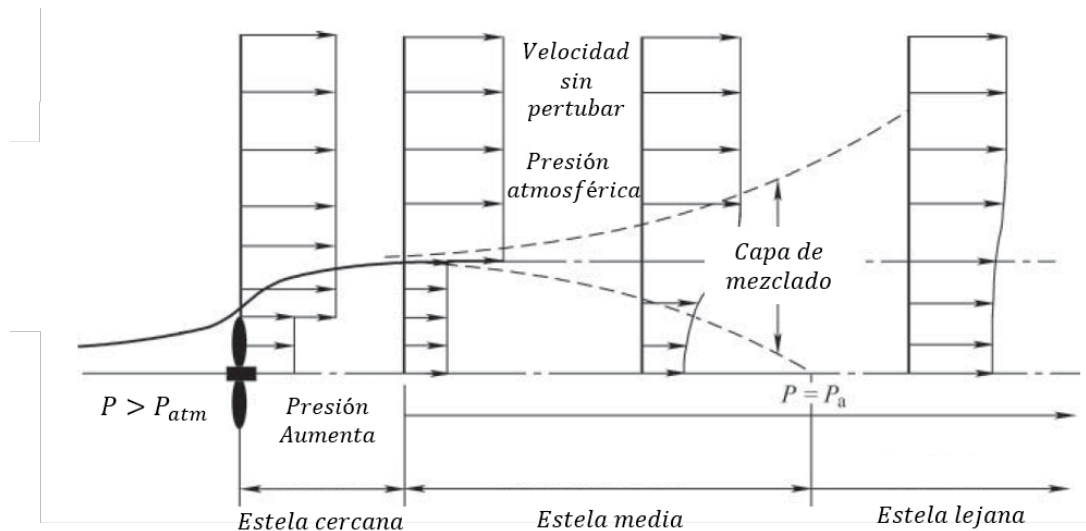


Figura 19: Recuperación de la velocidad de viento atrás de la turbina. Original tomado de [23]

Debido a su facilidad de cálculo y sus buenos resultados al comparar con datos experimentales, éste es el modelo que se utiliza en el aplicativo. En la siguiente sección se explica en qué consiste este método.

Por último, es importante tener en cuenta que una turbina puede estar afectada sólo parcialmente por una estela (ver Figura 20), o por más de una estela a la vez, bien sea porque está detrás de varias líneas de turbinas (ver Figura 21) o porque dos turbinas de la línea anterior alcanzan a afectarla (ver Figura 22). Debido a esto, una vez se ha calculado cómo evoluciona la estela de las turbinas de barlovento, el software realiza el cálculo de la velocidad de viento equivalente en las turbinas de sotavento por medio del modelo de Koch, que se explicará en la última sección de este capítulo.

2.1 Modelo de Estela

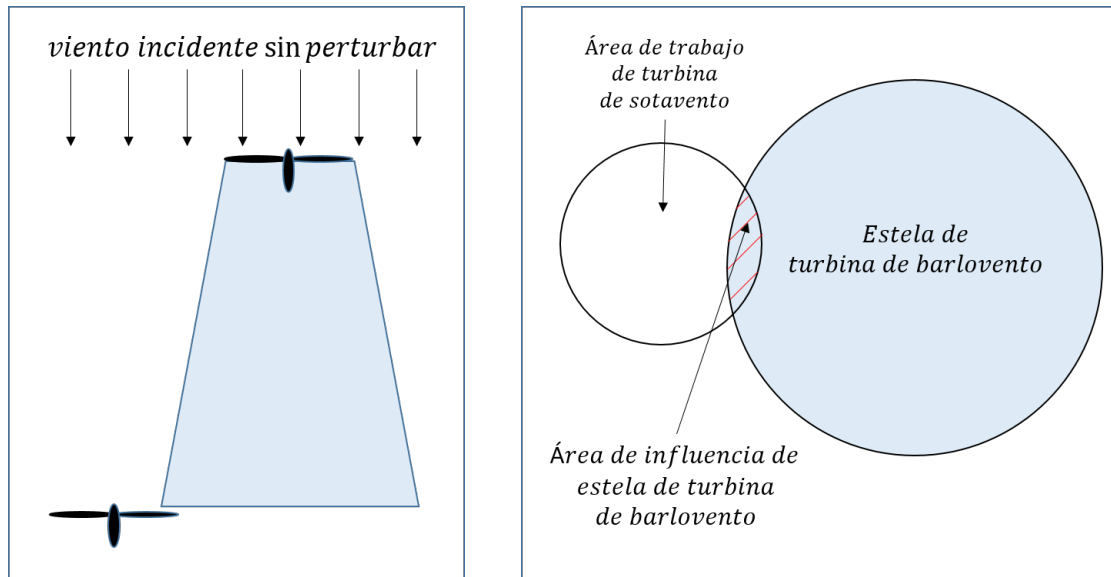


Figura 20: Ejemplo de turbina afectada de manera parcial por una estela. Izquierda: Vista superior. Derecha: Vista lateral. Imagen desarrollada para el documento



Figura 21: Parque eólico de "Horns Rev". En la imagen se evidencia que las turbinas de las últimas filas (sotavento) están afectadas por varias turbinas. Imagen original tomada de [34]

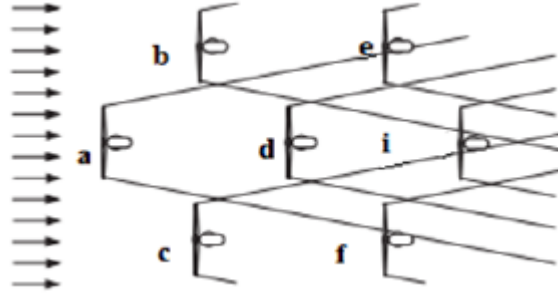


Figura 22: Esquema de un parque eólico, en el cual una turbina está afectada por más de una estela simultáneamente (caso turbina i). Original tomado de [35]

Modelo de estela de Jensen

El modelo de estela de Jensen hace parte de una serie de modelos semi-empíricos que describen la evolución de la estela a partir de una velocidad uniforme detrás del rotor. Esta estela uniforme va aumentando su diámetro y recuperando su velocidad, como se muestra en la figura 23.

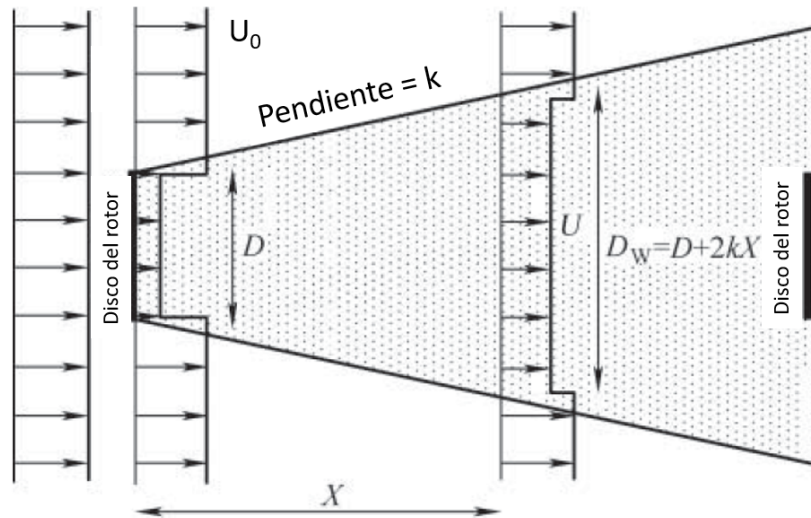


Figura 23: Evolución de la estela con la distancia. Original tomado de [23]

En este modelo, el área de efecto de la estela aumenta de manera lineal con la distancia, y su velocidad reducida se recupera consecuentemente:

$$D(x) = D_{\text{rotor}} + 2kx \quad (2)$$

Donde x corresponde a la distancia en la dirección de la velocidad de viento medida desde el disco del rotor, D es el diámetro del área donde se presenta la velocidad reducida y k corresponde a la tangente del ángulo que describe el crecimiento de la estela y está relacionada con la turbulencia del viento. Este último parámetro se halla experimentalmente y se toma como 4 % (0.04) para turbinas que no han sido afectadas por otras y 8 % (0.08) para turbinas que se encuentra afectadas

por la estela de alguna turbina [13]²⁰.

La recuperación de la velocidad se halla a partir de la conservación de momentum lineal, de donde se obtiene:

$$V(x) = V_{np} \left(1 - \frac{2a}{(1 + 2kx/D)^2} \right) \quad (3)$$

Donde la velocidad V reducida depende de la velocidad de viento no perturbada V_{np} que se presentaría en ausencia de turbinas, los factores geométricos mencionado de la ecuación anterior y del factor de inducción axial a , que mide qué tanto se frena el viento al pasar por la turbina [36]. a se puede calcular como:

$$a = \frac{1}{2} \left(1 - \sqrt{1 - C_{th}} \right) \quad (4)$$

Donde C_{th} corresponde al valor del coeficiente de empuje de la turbina suministrado por la curva del fabricante. Una vez se conoce la dirección de viento y el tamaño y valor de la velocidad de la estela de las turbinas de barlovento se procede a calcular la velocidad equivalente en la turbina de sotavento a partir del modelo de Koch, como se explica en la sección siguiente.

Efecto de la estela de Koch

El efecto de múltiples estelas sobre una turbina a sotavento es función de qué tanta área del rotor se encuentre afectada (ver Figura 20). Para cuantificar esta área se define:

$$\beta = \frac{A_{influencia\ estela}}{A_{rotor}} \quad (5)$$

En donde el área de influencia $A_{influencia\ estela}$ va a depender de las áreas originales de cada turbina, de su ubicación en el parque (coordenadas geográficas y altura topográfica) y de la dirección del viento. Como se muestra en la Figura 24, dos turbinas en el parque pueden tener un diferente β para dos instantes en el tiempo, dependiendo de la dirección del viento.

Para calcular el parámetro β , para dos turbinas 1 y 2, siendo 2 la turbina a barlovento, se debe calcular en primer lugar la distancia entre el centro de la estela y el centro de la turbina 1 (Figura 25). Una vez se conoce esta distancia se puede saber si la turbina 1 está afectada completamente, afectada parcialmente o no está afectada en los absoluto (Figura 26): si la distancia d entre los centros es mayor al radio de la estela más el radio de la turbina 1 no hay área de influencia. Si la distancia d es menor a esta suma, existe un área de influencia²¹.

Con las relaciones definidas para β y para la velocidad a cierta distancia $V(x)$ se calcula la velocidad como:

$$V_j = V_{npj} - \sqrt{\sum_{\substack{k=1 \\ k \neq j}}^N \beta_k (V_{npj} - V_k(x_{kj}))^2} \quad (6)$$

²⁰Los valores de k asignados a turbinas afectadas o no afectadas cambian en distintas referencias bibliográficas. Koch reporta los valores indicados de 4% y 8% para caso sin perturbar y perturbado [13]. Otras fuentes, como Zhang, reportan 7.5% para turbinas no perturbadas y hasta 11% para turbinas perturbadas[23]. Los valores que usará el aplicativo se determinarán después de la calibración del modelo con los datos experimentales.

²¹Para ver las fórmulas en detalle para el cálculo de $A_{influencia\ estela}$, remitirse a la sección de Pseudocódigo al inicio del documento

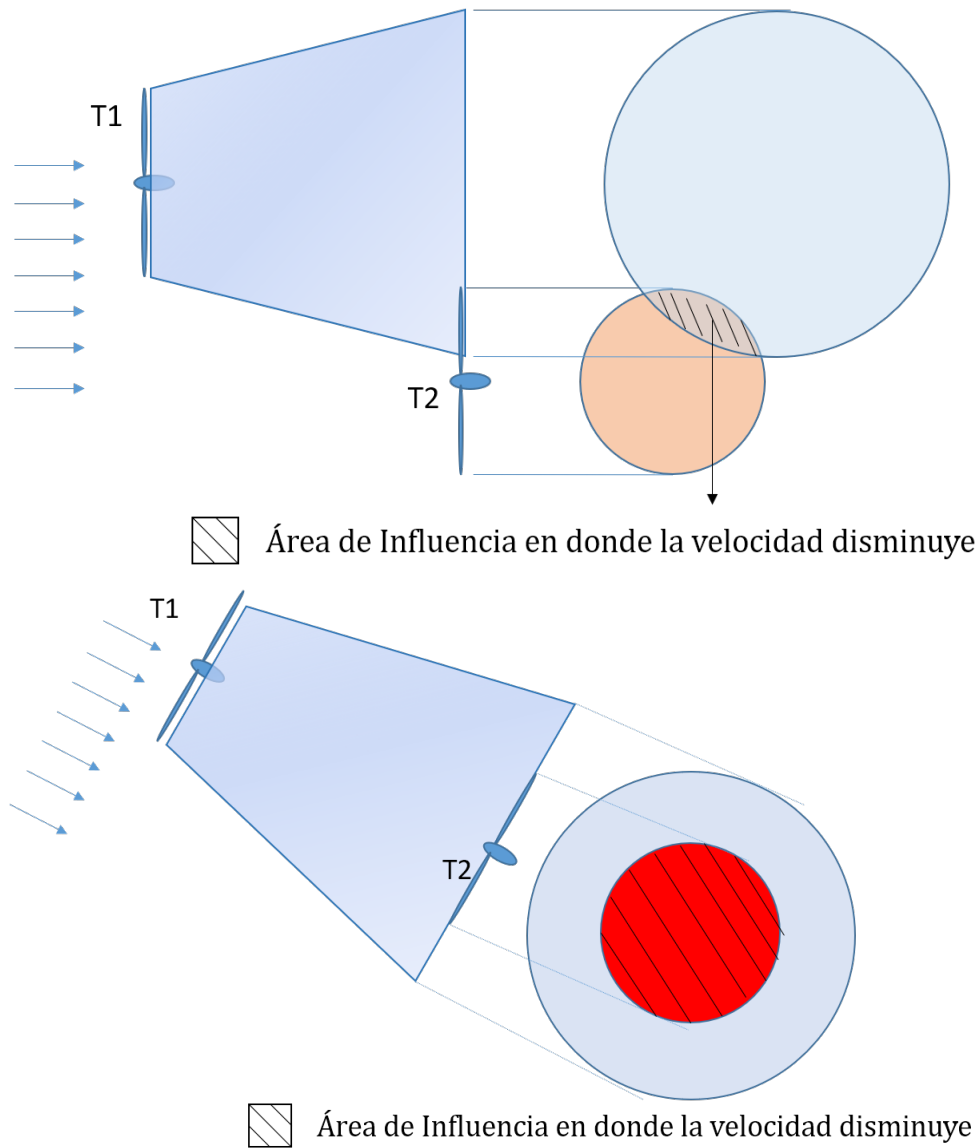


Figura 24: Efecto de la dirección del viento en el valor de $A_{influencia}$ y consecuentemente en β . Arriba: Situación de primera dirección de viento. Abajo: Situación de segunda dirección de viento, mismas turbinas.

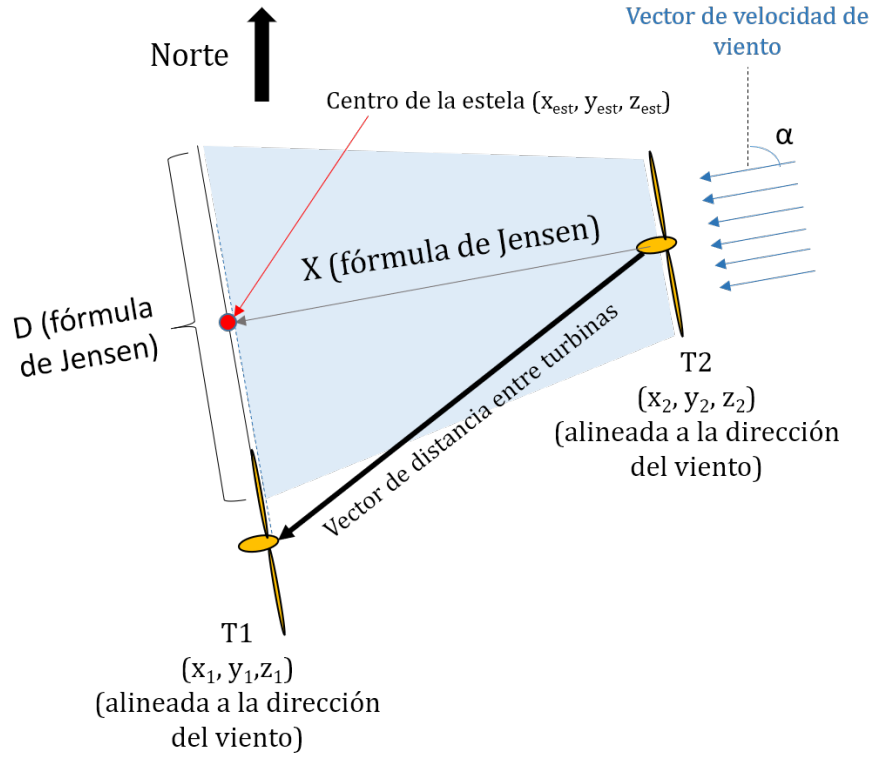
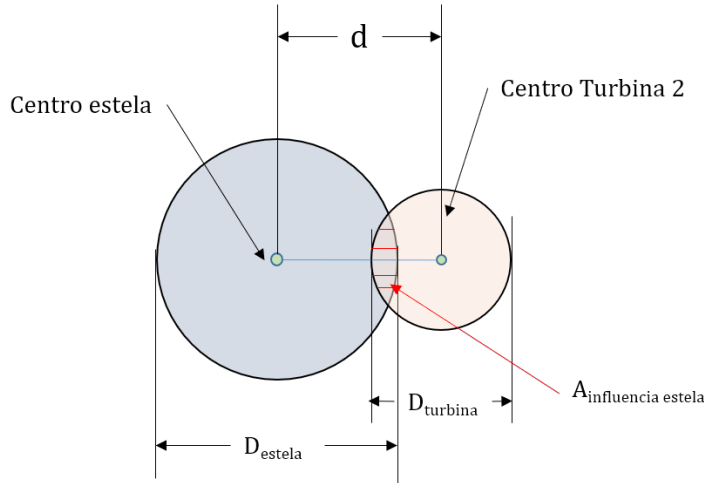


Figura 25: Posición del centro de la estela.

Figura 26: Cálculo de la distancia entre centros y valor del área de influencia. Caso $d < R_{estela} + r_{turbina}$

Donde la velocidad de una turbina en particular (j) V_j , se calcula a partir de la velocidad del viento si no existieran turbinas V_{npj} y se restan todas las influencias de las otras turbinas de barlovento en el parque (identificadas con el subíndice k), siendo N el número total de turbinas a barlovento, β_k la relación de la ecuación 5 y $V_k(x_{kj})$ la velocidad de la estela cuando alcanza a la turbina de interés.

Corrección para Grandes Parques

Consideraciones Generales En los algoritmos de estela estándar (como el presentado anteriormente) se modela el parque eólico en dos etapas separadas: 1) el flujo de viento atmosférico (ambiental) sin presencia del parque eólico es establecido a partir de la campaña de medición y las reconstrucciones temporales de velocidad y dirección; 2) las turbinas son ubicadas dentro de este flujo y se calculan los efectos de estela. En este caso, se asume que la primera etapa es independiente de las estelas generadas por las turbinas eólicas. Esta suposición ignora que ambas etapas interactúan entre sí y que, en consecuencia, el parque eólico también afecta el flujo de viento ambiental, lo cual subestima las pérdidas de estela y por tanto sobre-estima la producción energética del parque [37].

Numerosas investigaciones han mostrado que esta interacción es importante en parque eólicos grandes, principalmente cuando superan las 5 filas de turbinas y se encuentran fuera de costa ([38], [39], [40], [41]). La presencia de numerosas turbinas generan el equivalente a un área de alta rugosidad la cual es capaz de alterar la capa límite atmosférica fuera de la zona de influencia de las estelas de las turbinas, reduciendo la cantidad de energía disponible para la producción de energía. Este cambio de rugosidad entre el terreno y la generada por el parque genera una capa límite interna, dentro de la cual la velocidad de viento se encuentra reducida.

El desarrollo de una capa límite interna debida a la presencia de turbinas eólicas es más pronunciado en parques fuera de costa, mientras que en proyectos dentro de costa el efecto es menos pronunciado y oculto por los efectos de la alta rugosidad del terreno; sin embargo, el efecto sigue siendo importante para un alto número de turbinas.

Modelo de Garrad-Hassan WindFarmer Para tener en cuenta los efectos de grandes parques se implementó una corrección a la velocidad incidente de cada turbina eólica desarrollada originalmente para el software de Garrad-Hassan WindFarmer [42]. Este modelo puede ser descrito en tres simples pasos:

- Se utiliza la información de la campaña de medición y las reconstrucciones de velocidad y dirección del viento para describir el flujo de viento ambiental in situ.
- Se ubican las turbinas del parque eólico y se calcula la corrección de grandes parques debido a la presencia de turbinas.
- Se aplica el modelo de estela inicializado con las velocidades corregidas por el efecto de grandes parques sobre cada turbina.

La corrección empírica desarrollada por Garrad-Hassan rompe con la suposición tradicional de independencia del flujo de viento ambiental respecto al parque eólico partiendo de dos componentes fundamentales: la **modificación de la capa límite** y la **recuperación de velocidad a barlovento**.

La **modificación de la capa límite** establece la magnitud de la corrección a la velocidad de viento para cada turbina con respecto a la altura de la capa límite interna generada por el parque eólico. Como se observa en la Figura 27, la capa límite se extiende desde la primera turbina (o fila de turbinas) y aumenta su altura de influencia con la distancia a barlovento. Para definir la altura de la capa límite, se tiene en cuenta la distancia a barlovento x con respecto a la primera turbina y el cambio de rugosidad del parque el cual se define a partir de dos parámetros: la rugosidad del terreno z_{01} , que tiene un valor de 0.0002 m fuera de costa, 0.055 m dentro de costa (en promedio), o puede ser calculada a partir del cortante de viento en sitio; y la rugosidad aumentada por el

2.1 Modelo de Estela

parque $z_{02} = z_{01} + z_{aug}$, donde un rango de z_{aug} entre 0.02 m y 0.05 m ha mostrado tener los mejores resultados [12], donde 0.03 m es el valor más recomendado para fuera de costa y 0.05 m el más recomendado para dentro de costa. Partiendo de la distancia x y la rugosidad z_{02} se puede despejar la altura de la capa límite interna de la siguiente ecuación:

$$\frac{h}{z_{02}} \left(\ln \left(\frac{h}{z_{02}} \right) - 1 \right) = 0.9 \frac{x}{z_{02}} \quad (7)$$

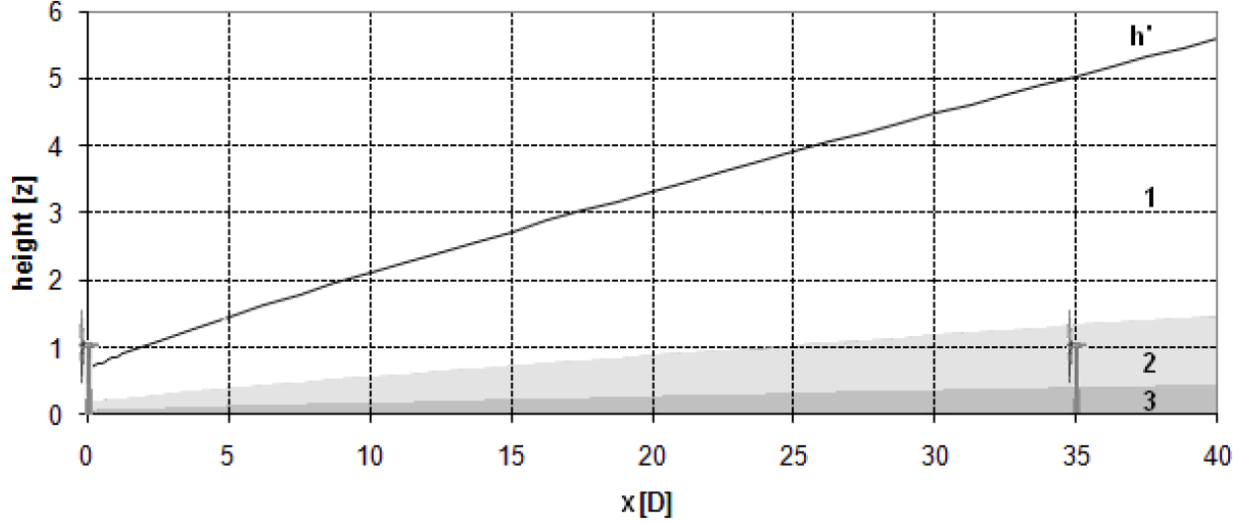


Figura 27: Desarrollo de la capa límite interna generada a partir de la primera fila de turbinas del parque eólico con Zonas 1, 2 y 3 señaladas. Tomado de [12]

Para tener en cuenta que la energía cinética de viento no es extraída del suelo, una desviación de $2/3$ de la altura del cubo de las turbinas eólicas es usada para definir una nueva altura ($h' = h + (2/3)H_{cubo}$). Si el parque posee turbinas con diferentes alturas de cubo, la desviación se define conforme a la altura promedio de todas las turbinas. Adicionalmente, se asume que la alteración causada por el efecto de grandes parques es percibida en el borde inferior del rotor ($z' = H_{cubo} - R_{rotor}$). Partiendo de estos parámetros, se divide la capa límite en tres zonas (Figura 27) donde la velocidad incidente de las turbinas se corrige según los siguientes lineamientos:

- Si el borde inferior del rotor se encuentra dentro de la capa superior (Zona 1: $z' \geq 0.3h'$) la velocidad incidente no es corregida ($u = u_1$).
- Si el borde inferior del rotor se encuentra dentro de la Zona 2 ($0.09h' < z' < 0.3h'$) la velocidad incidente se corrige según la siguiente ecuación:

$$u = \frac{u_1}{\ln \left(\frac{z'}{z_{01}} \right)} \left[\frac{\ln \left(\frac{h'}{z_{01}} \right)}{\ln \left(\frac{h'}{z_{02}} \right)} \ln \left(\frac{0.09h'}{z_{02}} \right) \left(1 - \frac{\ln \left(\frac{z'}{0.09h'} \right)}{\ln \left(\frac{0.3}{0.09} \right)} \right) + \ln \left(\frac{0.3h'}{z_{01}} \right) \frac{\ln \left(\frac{z'}{0.09h'} \right)}{\ln \left(\frac{0.3}{0.09} \right)} \right] \quad (8)$$

- Si el borde inferior del rotor se encuentra dentro de la Zona ($z' \leq 0.09h'$) la velocidad incidente se corrige según la siguiente ecuación:

$$u = u_1 \left[\ln \left(\frac{h'}{z_{01}} \right) \ln \left(\frac{z'}{z_{02}} \right) \right] / \left[\ln \left(\frac{h'}{z_{02}} \right) \ln \left(\frac{z'}{z_{01}} \right) \right] \quad (9)$$

2.1 Modelo de Estela

En la Figura 28 se muestra un esquema general en el que muestra la corrección de velocidad por el efecto de grandes parques dependiendo de la distancia a barlovento y la zona de la capa límite que está incidiendo en la producción energética de la turbina.

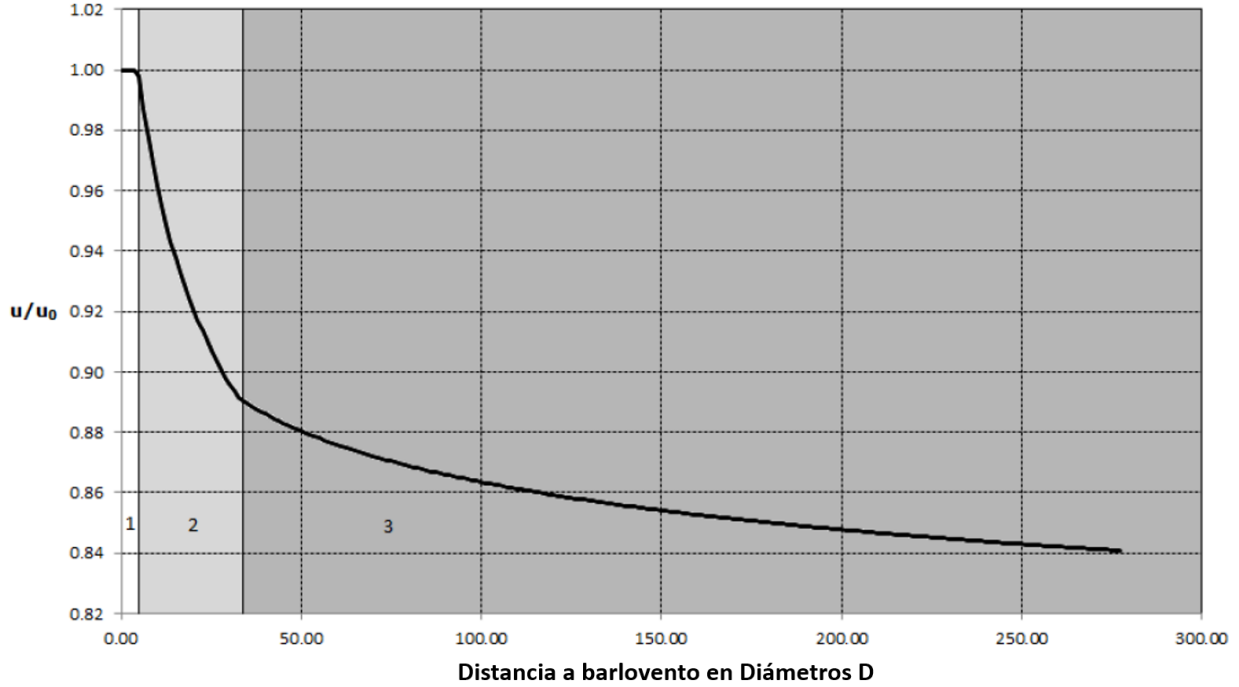


Figura 28: Esquema representando la variación de la corrección de velocidad dependiendo de la zona de la capa límite interna. Tomado de [12]

Finalmente, investigaciones sobre este fenómeno evidencian la existencia de una **recuperación de velocidad a barlovento** luego de una distancia específica (Figura 29). Garrad-Hassan modela esta recuperación como una función exponencial de la siguiente manera [12]:

$$u_r = u_1 \left(1 - \left(1 - \frac{u}{u_1} \right) * 0.5^{\frac{x-x_{inicio}}{x_{50\%}}} \right) \quad (10)$$

Donde:

- x_{inicio} es la distancia de inicio de la función de recuperación, establecida en 60 diámetros de turbina.
- $x_{50\%}$ es la distancia medida desde x_{inicio} donde la corrección de velocidad se ha reducido al 50 %. Esta distancia se establece en 40 diámetros de turbina.
- u_r es la velocidad recuperada que incide en la turbina eólica.
- u_1 es la velocidad sin afectar por corrección de grandes parques.
- u es la velocidad corregida por grandes parques sin aplicar la función de recuperación.

Finalmente, es importante recordar que este modelo se encuentra en validación: Los autores del modelo [12] han validado su uso en parques fuera de costa, mientras que para el caso dentro

2.1 Modelo de Estela

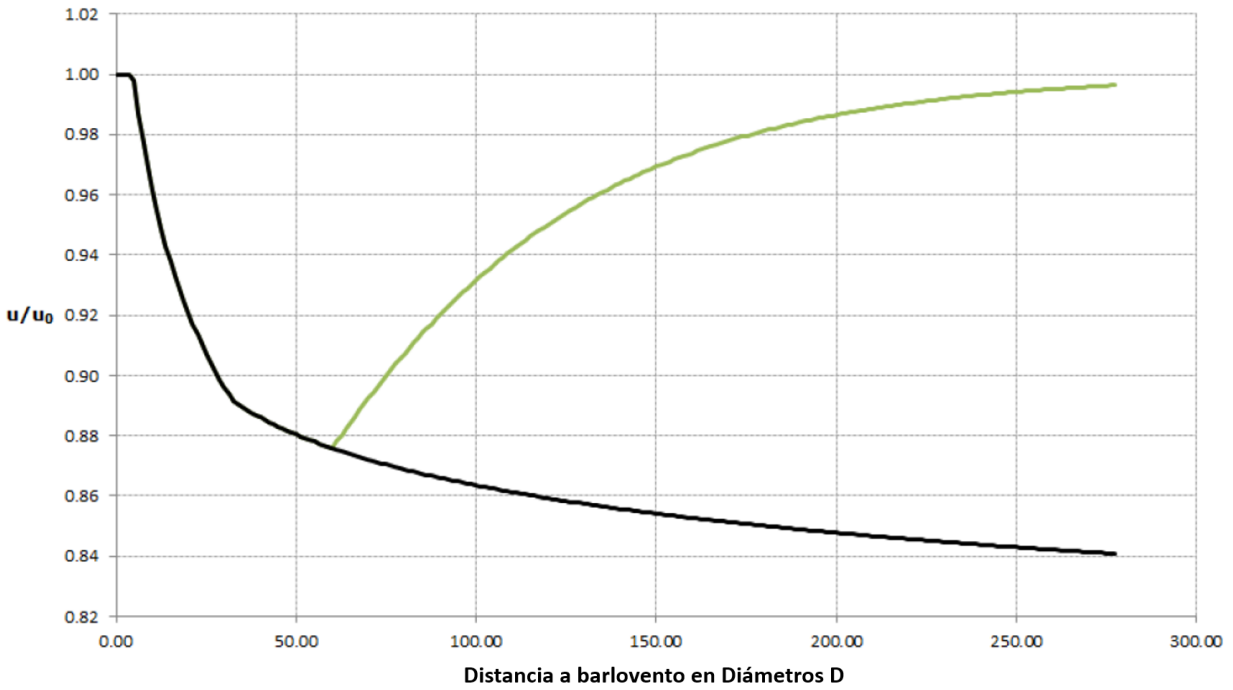


Figura 29: Esquema representando la recuperación de la velocidad de viento incidente a barlovento. Tomado de [12]

de costa todavía no se han definido los alcances del modelo con precisión. En este aplicativo se implementa este modelo con la mayor información disponible en manuales y consultas puntuales con WindFarmer, por lo que el uso de esta herramienta es experimental y debe ser usado cuidadosamente.

2.2. Modelo de Turbina

Consideraciones Generales

La energía generada por una turbina eólica en cierto período de tiempo se ve afectada principalmente por 2 variables. La primera, es la velocidad de viento, la segunda es el equipo que se desee instalar, con su respectiva curva de potencia (similar a la presentada en la figura 30) y los efectos que sufra con las condiciones atmosféricas del lugar de instalación. A partir de estos dos elementos se puede calcular la energía eléctrica entregada por el equipo en la bornera.

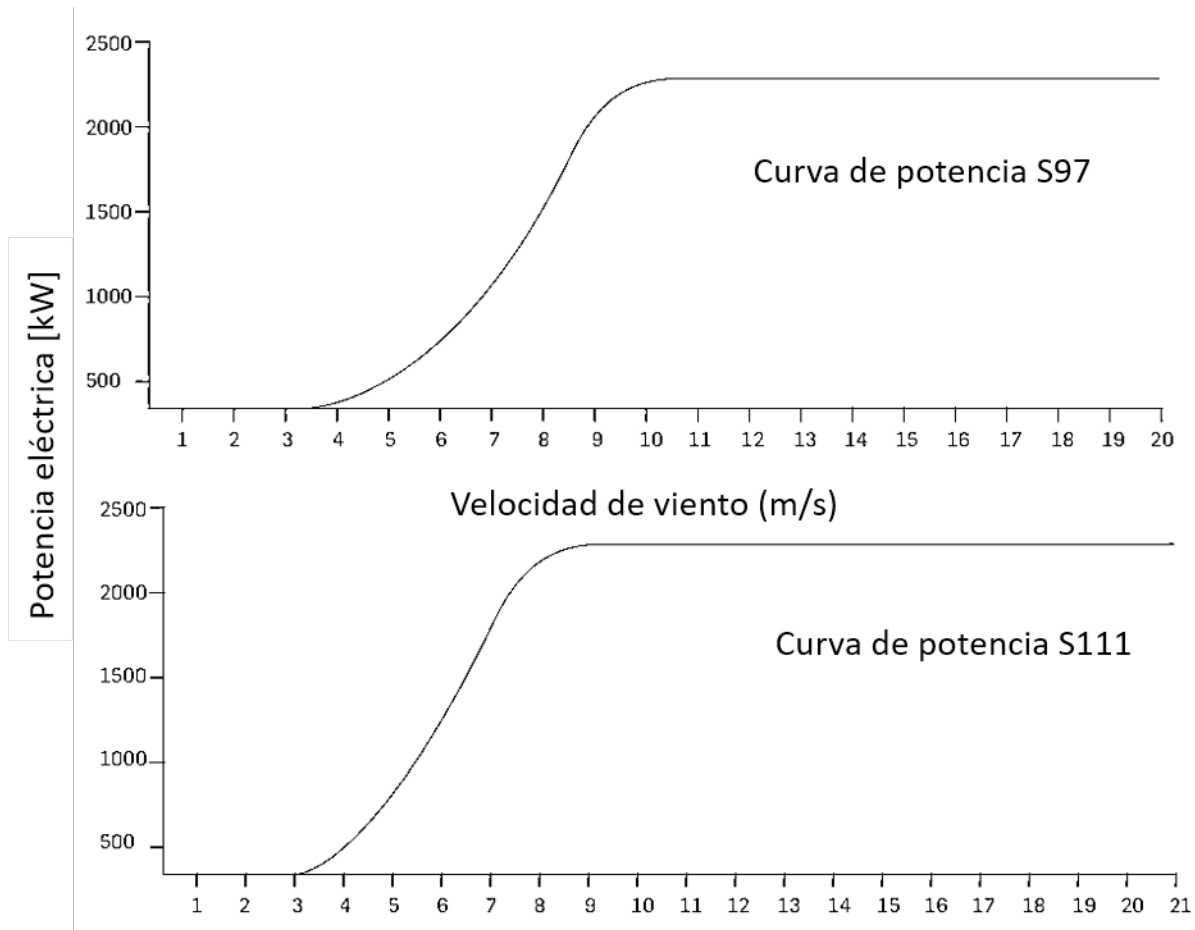


Figura 30: Curvas típicas de potencia de un aerogenerador. Original tomado de [43]

Una vez se tienen los datos anteriores, se puede calcular la energía neta que entrega la turbina, bien sea utilizando métodos estadísticos (con varias aproximaciones) o directos (utilizando todos los datos entregados, sin aproximaciones) [14]. Ambos métodos se explicarán en la sección de *Métodos de Cálculo de la Energía Mensual de Turbina*.

Finalmente, es importante considerar que la velocidad usada corresponde a la velocidad a la altura del cubo. Si se tiene la medición a alturas menores, se debe extrapolar a la altura del cubo²². Adicionalmente, los parámetros que se utilizan en las ecuaciones anteriores varían en

²²Este procedimiento se explica en el documento de *Modelos de Extrapolación por Altura para el Modelamiento de Energía en Firme de Plantas Eólicas*.

función tanto del equipo que se desee instalar como de las condiciones atmosféricas que se tengan. La influencia de cada una de las variables se presenta en la sección de *Efectos de Condiciones Atmosféricas en la Energía Mensual de Turbina*.

Métodos de Cálculo de la Energía Mensual de Turbina

Método estadístico El método estadístico se basa en encontrar el valor promedio la potencia en el intervalo de tiempo de interés. El cálculo se hace conociendo la función continua de la potencia de la turbina en términos de la velocidad de viento y la función de densidad de probabilidad del viento [15], como:

$$P_{promedio}[kW] = \int_{V_{entrada}}^{V_{salida}} P(V)[kW]f(V)dV \quad (11)$$

Donde $P(V)$ corresponde a la función de potencia, que se obtiene al ajustar los datos de la curva del fabricante a una función continua. Por otro lado, la función de densidad de probabilidad $f(v)$ se obtiene al ajustar los datos de velocidad de viento a una distribución de frecuencia, que típicamente es una distribución de Weibull de dos parámetros [44]:

$$f(V) = \left(\frac{\alpha}{\beta}\right) \left(\frac{V}{\beta}\right)^{\alpha-1} \exp\left(-\left(\frac{V}{\beta}\right)^{\alpha}\right) \quad (12)$$

Donde α es el parámetro de forma y β el parámetro de escala ²³ y ambos parámetros se estiman por el método de máxima verosimilitud [44], para garantizar un mejor ajuste de la distribución a los datos reales [45].

Una vez se tiene la potencia promedio se calcula la energía generada en ese intervalo al multiplicarla por el tiempo total del período en horas, para obtener la energía en unidad de kWh:

$$E_{periodo}[kWh] = T[h]P_{promedio}[kW] \quad (13)$$

Método directo En el método directo se calcula la potencia generada por el equipo para cada dato diezminutal de velocidad de viento, de acuerdo a la curva del fabricante. Posteriormente, se calcula la energía generada de ese dato multiplicando la potencia por el tiempo de duración, en este caso, diez minutos:

$$E_{10min}[kWh] = P_{10min}[kW]t \quad (14)$$

$$t = 1/6[h] \quad (15)$$

Donde P_{10min} es la potencia generada por la velocidad de viento medida (calculada a partir de la curva de potencia del fabricante) y E_{10min} es la energía, que se obtiene al multiplicar la potencia por el tiempo t , de 10 minutos. Este procedimiento se repite para todos los datos del período de interés y se suman todos los resultados para encontrar la energía total del período:

$$E_{periodo}[kWh] = \sum_{i=1}^N E_{10min}[kWh] \quad (16)$$

²³En la literatura, los parámetros de forma y escala se identifican con diferentes símbolos. En algunos casos se presenta β como el parámetro de forma y α como al parámetro de escala, o incluso otros símbolos como η para el parámetro de escala y β o k para el parámetro de forma.

2.2 Modelo de Turbina

Donde $E_{periodo}$ es la energía total del mes y N corresponde al número total de datos del mes; por ejemplo, para un mes de 31 días como Octubre es $N = 4464$ y para el total de 10 años $N \approx 525\,600$.

De los dos métodos anteriores, **el aplicativo realiza el cálculo de la energía mensual esperada a través del método directo**. Con esto, se busca evitar una posible sobre-estimación en la producción del parque asociada a: i) información de viento que no se ajuste fielmente a una distribución de Weibull y ii) curvas de fabricantes que no se aproximen adecuadamente a través de funciones cúbicas simples.

Efectos de Condiciones Atmosféricas en la Energía Mensual de Turbina

La potencia que produce una turbina eólica del viento está limitada en primer lugar por la cantidad de potencia que posee el viento incidente en el equipo, calculada como:

$$P_{viento} = \frac{1}{2} \rho A V^3 \quad (17)$$

En donde P_{viento} es la potencia del viento en vatios $[W]$, ρ es la densidad del aire en kilogramos por metro cúbico $[kg/m^3]$, A es el área de barrido del rotor en metros cuadrados $[m^2]$ y V es la velocidad de viento en metros por segundo $[m/s]$.

La potencia generada por el equipo es una fracción de esta potencia del viento, cuantificada con el coeficiente de rendimiento C_P y una eficiencia η que tienen en cuenta la eficiencia de conversión de energía eólica a energía mecánica y la subsecuente conversión a energía eléctrica, incluyendo el efecto del aumento de velocidad angular en una caja multiplicadora, la eficiencia de conversión que tenga el generador eléctrico y el transporte de energía desde la góndola hasta la base de la torre, en la bornera.

$$P_{equipo} = C_P \eta P_{viento} \quad (18)$$

El fabricante entrega la curva de la potencia P_{equipo} , que tiene en cuenta todas las pérdidas correspondientes. Sin embargo, su estimación se realizó bajo condiciones estándar de operación (Temperatura ambiente $15^\circ C$, densidad de aire de $1.225\, kg/m^3$), las cuales no se presentan para la mayoría del territorio colombiano (ejemplos de las condiciones atmosféricas en el territorio colombiano se encuentran en la tabla 19) ²⁴.

Tabla 19: Condiciones atmosféricas estimadas para distintos lugares del territorio colombiano

Ubicación	Altura (m.s.n.m.)	Temperatura anual promedio ($^\circ C$)	Estimado de la densidad del aire (kg/m^3)	Diferencia respecto a densidad estándar (%)
Cabo de la vela - Guajira	47	29	1.16	5.31%
Armenia - Quindío	1550	22	1.03	15.92%
Bogotá - Cundinamarca	2600	15	0.89	27.35%

Dadas estas variaciones respecto a las condiciones estándar, hay cambios en la potencia instantánea producida y por ende en la energía eléctrica generada: por un lado, la densidad cambia

²⁴Los datos de temperatura anual promedio se obtuvieron de datos del IDEAM [46] y el estimado de densidad del aire se realizó a partir del modelo de la Norma IEC 61400-12-1 [4]

2.2 Modelo de Turbina

la potencia del viento disponible; por otro lado, la temperatura afecta el desempeño de los componentes eléctricos de la turbina. En la práctica, esto implica un cambio en la curva de potencia del aerogenerador en función de la velocidad de viento. En las siguientes secciones se muestra en detalle el efecto de estas dos variables en el cálculo de la energía generada.

Efecto de la densidad La potencia del viento es directamente proporcional a la densidad del aire. Por lo tanto, cuando hay una densidad diferente a la estándar, una primera aproximación de corrección de la potencia de salida consistiría en escalar la potencia, sin que cambie su eficiencia o coeficiente de rendimiento:

$$P_{\rho_{in situ}} = P_{\rho_{est}} \left(\frac{\rho_{in situ}}{\rho_{est}} \right) \quad (19)$$

Esta corrección tendría un efecto sobre la curva del fabricante como el ilustrado en la figura 31. No obstante, gracias a los sistemas de control de paso de las aspas, los fabricantes pueden realizar variaciones que garantizan la potencia nominal [11], modificando únicamente la velocidad de viento necesaria para alcanzarla (ver figura 31).

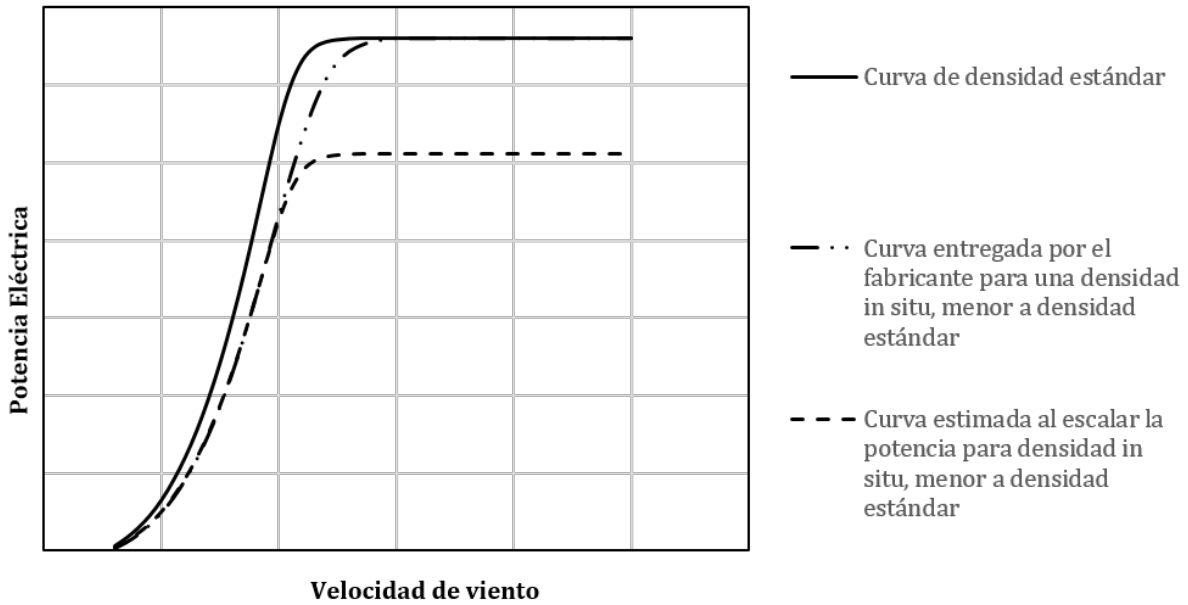


Figura 31: Cambios en la curva de potencia debido a la densidad

Debido a que se sigue alcanzando la potencia nominal, el efecto de la densidad se debe modelar como un cambio en las velocidades y no las potencias en la curva. Uno de los métodos propuestos en la IEC 61400-12-1 consiste en escalar las velocidades de la curva de potencia teniendo en cuenta que la potencia depende de la velocidad al cubo[4]:

$$V_{in situ} = V_{\rho_{est}} \left(\frac{\rho_{est}}{\rho_{in situ}} \right)^{1/3} \quad (20)$$

La aproximación anterior no es muy buena para la región de la curva desde la velocidad de diseño (velocidad nominal sobre 1.5) hasta la velocidad nominal (ver Figura 32), debido a que en

2.2 Modelo de Turbina

esta región la potencia no sigue el comportamiento de una función cúbica y más bien empieza a tender a una función constante, que sería independiente de la velocidad de viento [11].

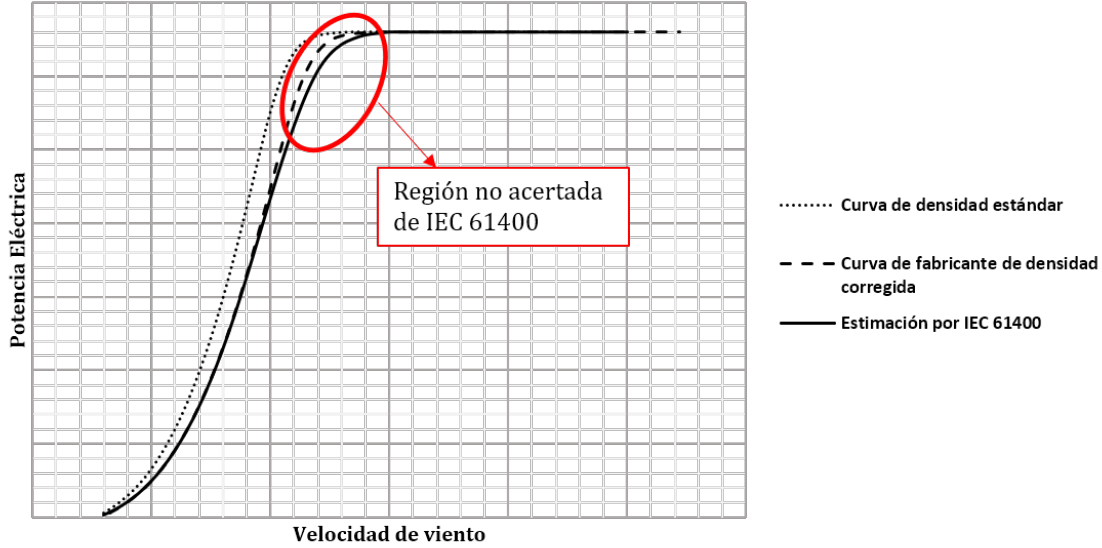


Figura 32: Desempeño de corrección por densidad propuesta por IEC 61400-12-1

En respuesta a lo anterior, en la industria y la investigación se ha decidido utilizar una nueva aproximación de la curva, por trozos. En esta corrección se identifican dos regiones: i) desde la velocidad de entrada a la velocidad de mayor rendimiento (donde C_P es máximo, que frecuentemente se encuentra alrededor de $V_{nominal}/1.5$ [44]), en la cual se utiliza la aproximación propuesta en la IEC 61400-12-1. ii) una segunda región, a partir de la velocidad de diseño hasta la velocidad nominal, en donde las velocidades se escalan con un menor exponente [47] que varía desde el exponente inicial ($1/3$) hasta un exponente en la velocidad nominal de ($2/3$):

$$V_{in situ} = V_{\rho_{est}} \left(\frac{\rho_{est}}{\rho_{in situ}} \right)^m \quad \text{Con: } m = \begin{cases} 1/3, & \text{para } 0 \leq V \leq V_{diseno} \\ \frac{1}{3} + \frac{1}{3} \left(\frac{V - V_{diseno}}{V_{nominal} - V_{diseno}} \right), & \text{para } V_{diseno} \leq V \leq V_{nominal} \\ 2/3, & \text{para } V > V_{nominal} \end{cases} \quad (21)$$

Lo que implicaría que la potencia no depende de la velocidad elevada al cubo, sino a un exponente menor ($3/2$). Esto aproxima mucho mejor la curva en la región desde la velocidad de diseño hasta la potencia nominal, como se observa en la figura 33. Por lo anterior, **este es el método utilizado por el aplicativo para corregir la curva por densidad.**

Adicional a esta corrección de la curva del fabricante, se calculan los efectos sobre la potencia instantánea debido a las fluctuaciones instantáneas de densidad respecto a la densidad promedio, calculadas como:

$$P_{10 min} = P_{\rho_{promedio}} \left(\frac{\rho_{promedio}}{\rho_{10 min}} \right) \quad (22)$$

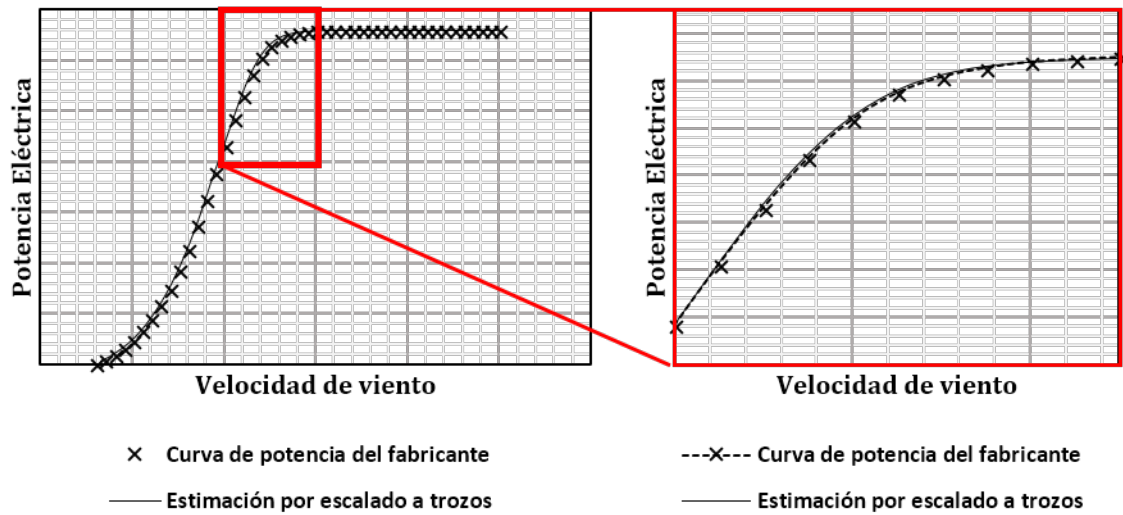


Figura 33: Desempeño de la corrección por densidad modificada

Efecto de la temperatura La temperatura afecta principalmente la densidad del aire (que repercute en la potencia como se explicó en la sección anterior) y el desempeño de los equipos eléctricos y electrónicos de las turbinas. En esta sección se tratarán los efectos sobre los componentes eléctricos y electrónicos que pueden implicar un cambio en la potencia generada por la turbina.

En general los fabricantes contemplan un rango amplio de temperatura de operación (desde los -20°C hasta alrededor de los 30°C) que no afecta significativamente el desempeño de los equipos. A temperaturas más altas y dependiendo del equipo, se disminuye la potencia nominal del equipo de distintas maneras, e incluso alcanzar una temperatura que salde del rango de operación, punto en el cual el equipo deja de generar energía. En la figura 34 se presenta un ejemplo de este efecto presentado por un fabricante.

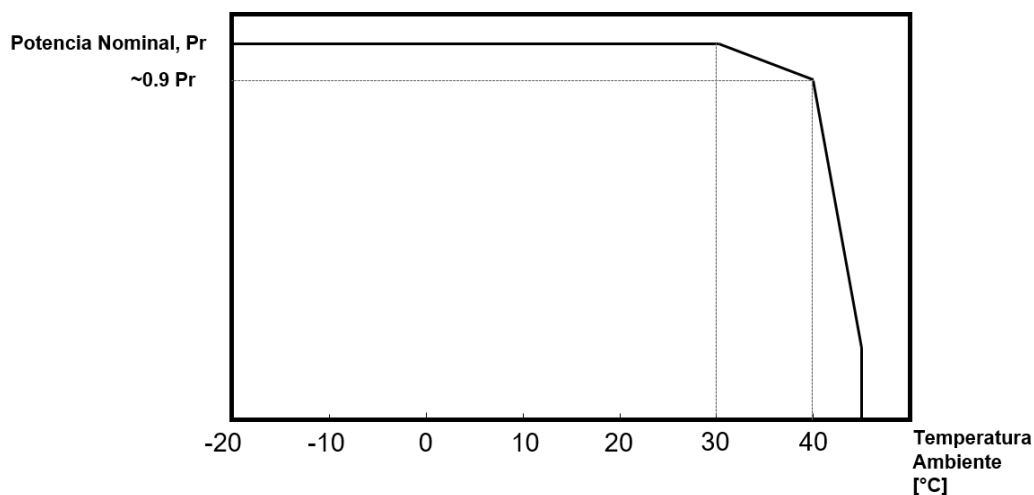


Figura 34: Cambios sobre la potencia nominal del equipo Vestas 117 - 3.3 MW. Original tomado de [48]

2.2 Modelo de Turbina

El aplicativo calcula el efecto de altas o muy bajas temperaturas teniendo en cuenta la posible salida de operación del equipo (desde los 45°C para la turbina de la figura 34, por ejemplo). Los otros efectos de disminución parcial de la potencia nominal se consideran despreciables²⁵:

$$P_{T > T_{salida}} = 0 \quad (23)$$

Donde T es la temperatura ambiente diezminutal en grados Celsius y T_{salida} es la temperatura de catálogo del equipo en el cual deja de operar²⁶. Este modelo se considera suficiente para cuantificar el efecto de la temperatura en la potencia de cada turbina eólica debido a que su efecto es relativamente bajo, cuando se compara con el efecto de la corrección de la curva de densidad y las pérdidas eléctricas hasta el punto de conexión común. Estas últimas se discutirán en la sección siguiente.

²⁵Una metodología similar se implementa en software comercial de cálculo de energía de parques eólicos, como WindPRO [16].

²⁶Aunque este mismo procedimiento se aplica para temperaturas excesivamente bajas, la mayoría de turbinas contempla rangos de operación de hasta -20°C, lo que indica que esto no sería un problema en el territorio colombiano.

2.3. Pérdidas Eléctricas

Las pérdidas eléctricas se dan por el proceso de transportar la potencia eléctrica desde la base de la turbina hasta el punto de conexión común (PCC) y pueden representar pérdidas de alrededor de 1 % de la potencia generada por los generadores cuando estos operan a máxima potencia [49]. Estas pérdidas eléctricas se presentan por la resistencia de los conductores y se modelan a partir de la relación:

$$P_{\text{perdida}} = I^2 R \quad (24)$$

Donde I corresponde a la corriente transportada por el cable y R a su resistencia [17]. A su vez, cada uno de estos dos parámetros depende de otras variables de la turbina, para el caso de la corriente se tiene:

$$I = \frac{P_{\text{turbina}}}{V_{\text{línea}}} \quad (25)$$

Donde P_{turbina} corresponde a la potencia generada por la turbina en un instante dado y V corresponde al voltaje de salida del transformador en la turbina hasta el punto de conexión común, que es comúnmente un voltaje de media tensión, de 36 kV [50]. A su vez, con respecto a la resistencia tenemos:

$$R = rL \quad (26)$$

Donde la resistencia completa del cable R , que conecta a una turbina desde su base hasta el punto de conexión común es función de la resistencia del cable por metro (r) reportada por el fabricante y cuyo valor se encuentra alrededor de $0.2 \Omega/km$ [17] y de la longitud total del cable desde cada turbina hasta el punto de conexión común L . Esta distancia usualmente no se mide simplemente en línea recta por dos razones: en primer lugar porque comúnmente se pasa el cable por diversas turbinas y no de cada una hasta el punto de conexión común (PCC) y en segundo lugar porque existen múltiples posibles trazados entre las turbinas (ver figura 35), que cambian los costos de conexión, la confiabilidad del sistema [51] y también la distancia de una turbina al PCC. Por lo anterior, el aplicativo calcula la distancia hasta el punto de conexión común conociendo para cada turbina cuál es el trazado del cable correspondiente, a partir del cual se pueden sumar las distancias en línea recta y obtener la longitud total.

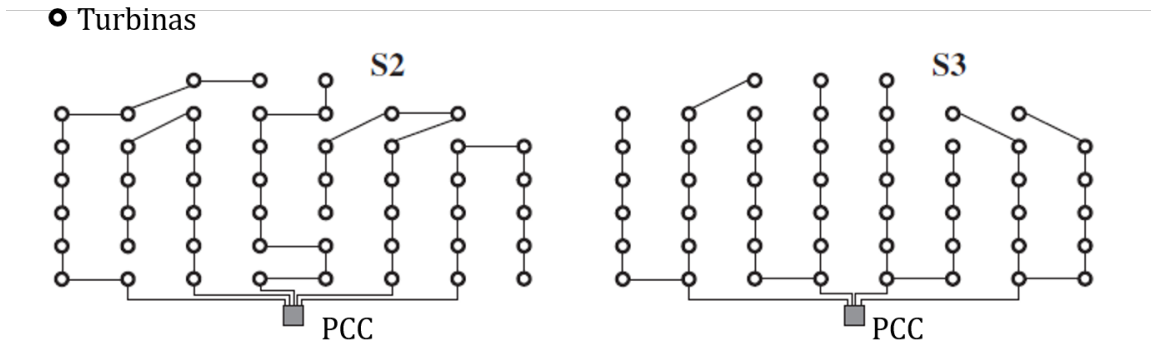


Figura 35: Posibles trazados eléctricos sin alterar la posición de las turbinas. Original tomado de [51]

Una vez calculada la distancia y conociendo el voltaje de línea se puede aplicar la expresión de la potencia final aportada al punto de conexión común de manera instantánea por cada turbina como:

$$P_{final\ j} = P_{ModeloTurbina\ j} - \left(\frac{P_{ModeloTurbina\ j}}{V} \right)^2 (rL) \quad (27)$$

Con este cálculo, se puede estimar la producción completa del parque al sumar la contribución de cada una de las turbinas hasta el punto de conexión común. Obteniendo la energía mensual promedio del parque.

3. Validación de Modelos

3.1. Descripción del parque de prueba

Para comprobar el desempeño del modelo con respecto al desempeño de herramientas comerciales se propuso un parque con unas condiciones dadas y se corrió con el modelo del protocolo y en las herramientas comerciales, así se puede observar cuál sería el resultado para las mismas torres en las mismas posiciones con los mismos datos de recurso. Las condiciones de este parque hipotético se presentan a continuación.

El parque consiste en una malla cuadrada de 50 turbinas (5 columnas y 10 filas) ubicadas en la Alta Guajira, como se muestra en las imágenes siguientes. Las turbinas están separadas 548 metros lateralmente y 1370 metros entre cada fila, lo que da un parque de $10.512\ km^2$ de área. El archivo *parque_modelo.csv* presenta la ubicación de las turbinas en coordenadas geográficas de latitud y longitud (en grados decimales) además de la altitud sobre el nivel del mar de la base de cada turbina (en metros).



Figura 36: Ubicación del parque hipotético en la geografía colombiana.

La turbina eólica utilizada para este parque es una ENERCON E92 de fabricación alemana. Este es un equipo posee un diámetro de rotor de 92 metros, altura de cubo de 98 metros, potencia

3.2 Modelo de estela y energía entregada por turbina



Figura 37: Distribución de las turbinas en el área hipotética de parque.

nominal de 2350 kW y velocidad nominal de 14 m/s . En el archivo *curva_potencia_empuje.csv* se encuentran las curvas de potencia y empuje reportadas por el fabricante a una densidad de 1.225 kg/m^3 .

Finalmente, se entregan mediciones de velocidad horizontal de viento, dirección, temperatura, presión y humedad relativa de una torre de medición hipotética que tiene un radio de representatividad de 10 km (acorde a terrenos planos), el cual es suficiente para representar el clima eólico del parque. Para la velocidad horizontal y la dirección de viento, se entrega información a la altura del buje en el archivo *datos_sitio.csv*. Para la temperatura, presión y humedad se aportan mediciones a una única altura en el archivo *datos_met.csv*, todos estos para un periodo de 10 años.

3.2. Modelo de estela y energía entregada por turbina

La primera validación importante del proceso de cálculo de la energía de parque se realiza tomando en cuenta el comportamiento de las estelas y la velocidad equivalente que llega a cada

3.3 Modelo de Grandes Parques

turbina, así como cuál es la energía producida por cada turbina una vez se conoce esta información. Esta versión simplificada del modelo, que no tiene en cuenta efectos complejos de estela como el efecto de “Grandes Parques” así como pérdidas menores como por temperatura o eléctricas hasta el punto de conexión común busca probar la validez del Modelo De Jensen y Koch de la evolución de las estelas y su efecto en la producción de la energía, así como el uso del método directo para el cálculo de la energía de cada turbina.

Para comparar este resultado se confrontó contra el valor obtenido por un agente comercial en el software de WindPRO (que se presenta en la figura 38).

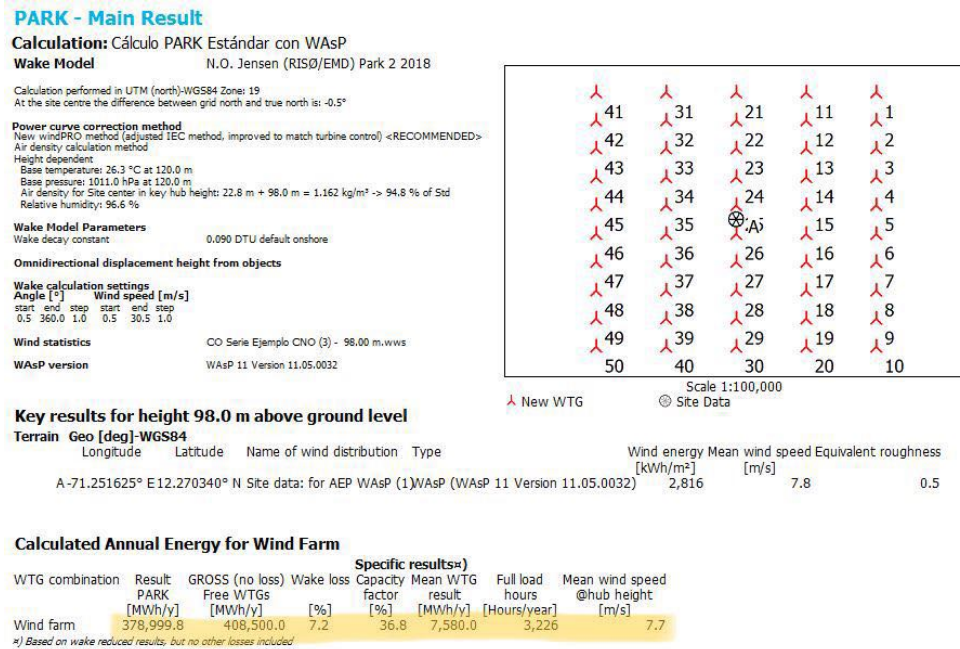


Figura 38: Resultados de los agentes del modelo simplificado

Por su parte, el modelo del protocolo arrojó un valor medio de generación anual de 378 GWh anuales, lo que indica una diferencia porcentual entre ambas cifras de tan solo 0.2 %

Más aún, como se puede observar en la imagen de los agentes este resultado se obtuvo para un valor de evolución de estela de $k = 0.09$, el nuevo valor por defecto de WindPRO, al cambiar el valor por el valor antiguo de 0.075 (con el cual trabaja el aplicativo) se obtuvo un valor por parte del agente de 378, con lo cual el error en este punto del cálculo es insignificante.

3.3. Modelo de Grandes Parques

Como validación final se propuso incluir el efecto de grandes parques que comúnmente también es calculado por la mayoría de software comercial y representa un valor importante de pérdidas, si se compara con otras pérdidas menores como por temperatura extrema o las pérdidas eléctricas. Por esta razón, si con este modelo el valor de los agentes y el del modelo se asemeja se puede concluir que el modelo tiene un correcto funcionamiento, y no se requieren validaciones posteriores de las pérdidas eléctricas y las de temperatura, pues su efecto no es tan significativo.

En este caso, al ser el modelo más completo se presenta una comparación más detallada, en la cual se incluye la generación mensual mes a mes para el período hipotético de diez años tanto del software comercial como de la herramienta desarrollada, esta comparación se puede apreciar en la

3.3 Modelo de Grandes Parques

figura 39. Así mismo, se hace la comparación puntual del menor valor de generación mensual (el cual finalmente se tomaría como el valor de la ENFICC) y el valor medio de generación anual, con lo cual se puede ver cuáles son las diferencias en cuanto a valores extremos y a valor promedio de generación del aplicativo. estos resultados se presentan en la tabla de la figura 40. Como se puede apreciar en la tabla, en ninguno de los casos la diferencia porcentual supera el 5 % mencionado en la regulación CREG 167. Con lo cual se puede considerar que el desempeño del aplicativo es satisfactorio en estas pruebas, incluso cuando se incluye el modelo complejo de grandes parques.

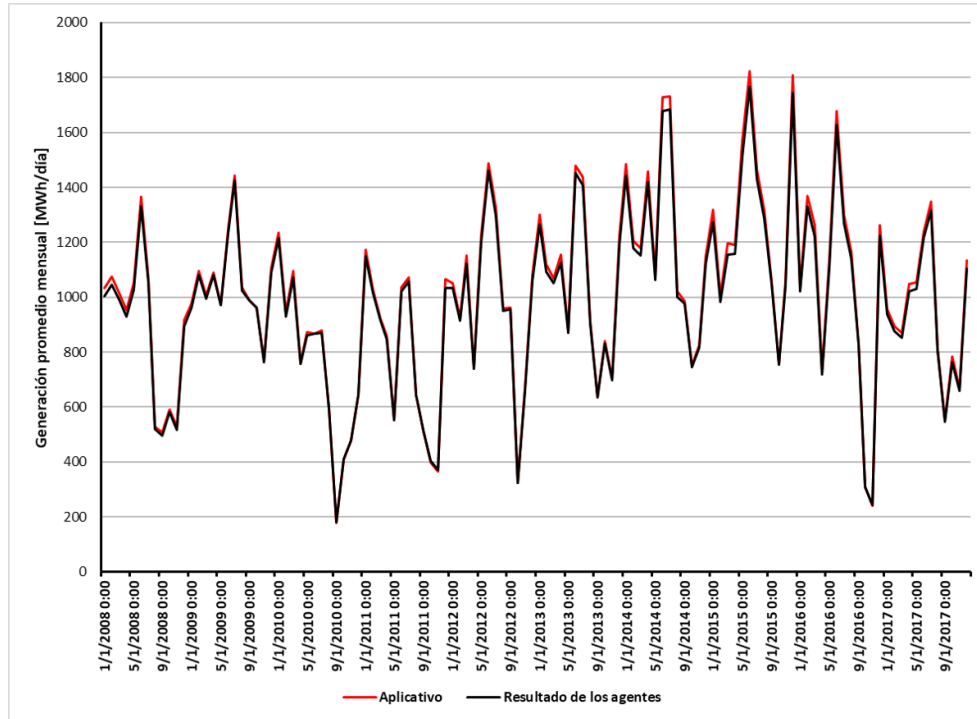


Figura 39: Comparación del resultado con modelo con grandes parques, valores de generación mensual

	Aplicativo	Agentes	Diferencia porcentual
Menor valor de generación promedio mensual [MWh/día]	177.9	180.9	1.65%
Valor promedio de generación anual [GWh/año]	366.6	360.0	1.86%

Figura 40: Comparación del resultado con modelo con grandes parques, valores medio y extremo

ANEXO 3. Documento soporte Protocolo 3

El presente documento se divide en dos partes. En la primera se establece el contexto de este documento y en la segunda se presentan los sustentos del protocolo. Específicamente se reporta la revisión de los modelos utilizados en la industria eólica, lo que incluye los tipos de modelos, sus suposiciones, alcances y restricciones respecto al modelamiento del cortante del viento. Esta última parte comprende la sección 2, la cual contiene un ejercicio de validación de los modelos más utilizados en la industria, y los apéndices, los cuales presentan modelos adicionales y extensión de la teoría relacionada con la capa límite atmosférica.

1. Perfil Vertical de Viento y la Capa Límite Atmosférica

Para poder definir y utilizar una lista de técnicas apropiadas para la extrapolación de velocidad horizontal por altura, es importante comprender algunos conceptos relacionados con el viento atmosférico. El comportamiento de las variables físicas del viento, principalmente la velocidad, es explicado por el concepto de capa límite atmosférica o planetaria (CLA). Stull [52] define la CLA como el lugar geométrico más bajo de la atmósfera terrestre cuyo comportamiento está directamente influenciado por la viscosidad del aire y el contacto con el terreno. Entre estos mecanismos se incluyen el arrastre de fricción generado por las condiciones del terreno (topografía, vegetación obstáculos, edificaciones, material del suelo), contaminantes, evaporación, temperatura, entre otros. La altura de la capa límite atmosférica varía sensiblemente según los anteriores mecanismos y varía su magnitud desde los 100 metros hasta órdenes de magnitud de kilómetros.

El parámetro de interés dentro de la CLA es el perfil cortante de viento, que consiste en la variación de la velocidad horizontal del viento con respecto a la altura. Este perfil se compone de dos partes, una correspondiente a la velocidad promedio y otra a las variaciones y fluctuaciones del flujo, como se observa en la Figura 1a. Estas fluctuaciones son la respuesta a dos fenómenos: i) variaciones instantáneas de velocidad que son función de la altura y responden a mecanismos con una escala de tiempo de segundos, por ejemplo, la turbulencia; y ii) variaciones estacionales, las cuales son función de la altura pero responden a escalas de tiempo mensuales o anuales. Ambos escenarios son sensiblemente distintos, mientras los perfiles de velocidad de variación **instantáneas** son explicadas con diversos modelos asociados a la teoría de capa límite (presentadas en este documento), las variaciones **estacionales** del viento responden a cambios de temperatura, presión, precipitación, entre otros, y son externos a la teoría de CLA [14].

La CLA se divide en dos regiones principales (ver esquema de la Figura 41b): una capa interna que está influenciada fuertemente por las condiciones de la superficie; y una externa (capa de Ekman) donde existe un balance entre las fuerzas de arrastre superficial con la presión atmosférica y la fuerza de Coriolis de la rotación de la Tierra. La parte más baja de la región interna (o inferior) es usualmente denominada como sub-capa dinámica y se caracteriza por ser una región totalmente turbulenta lo suficientemente cercana al suelo como para que los efectos de la fuerza de Coriolis sean despreciables. Finalmente, la región justo por encima de la superficie es conocida como sub-capa viscosa y está directamente influenciada por las condiciones del terreno y la viscosidad del aire. Es importante tener en cuenta la composición de la capa límite al momento de utilizar una técnica de extrapolación específica ya que estas tienen diferentes restricciones según la región de la atmósfera que esté siendo analizada.

La estabilidad atmosférica es un aspecto adicional de importancia al momento de modelar la CLA. Este fenómeno consiste en la tendencia que existe en la atmósfera de resistir o generar movi-

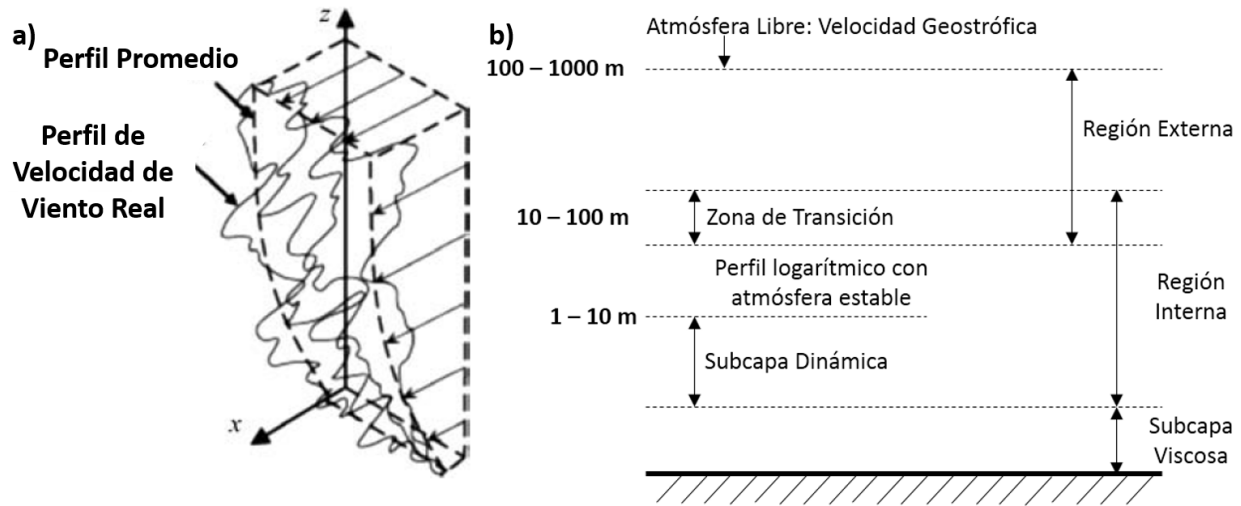


Figura 41: a) Esquema de un perfil de velocidad experimental; b) Representación esquemática de las partes que componen la capa límite atmosférica. Adaptado de [14]

mientos verticales de una masa de aire, determinados por la diferencia de temperatura (gradiente) existente a diferentes alturas. Existen tres tipos de estabilidad o estratificación: neutral, inestable o estable (ver figura 42). Estos escenarios se presentan dependiendo de la relación existente entre el gradiente de temperatura in situ y el gradiente adiabático seco (GAS), el cual se define como el cambio de temperatura que se da respecto a la altura en condiciones atmosféricas de aire seco (-10 K/km).

En una estratificación neutral, no existen fuerzas de flotación que aceleren las masas de aire y causen movimientos verticales del viento ya que el gradiente de temperatura es igual al GAS. La estratificación inestable sucede cuando el gradiente vertical de temperaturas es más grande que el adiabático, lo que genera grandes fuerzas de flotación que inducen fuertes movimientos verticales, donde una parcela de aire caliente y liviano asciende y una parcela fría y pesada desciende. Finalmente, una estratificación estable se presenta cuando el gradiente de temperatura es menor al adiabático, el cual implicará la generación de fuerzas de flotación negativas y positivas que inducirán un movimiento vertical oscilatorio [23].

Como se esquematiza en la Figura 43, el tipo de estabilidad atmosférica afectará el perfil de velocidad horizontal promedio. Esto implica que existirán cambios en la energía generada de la turbina eólica ya que las velocidades que inciden a lo largo del área de rotor son diferentes. Por esta razón, es importante tener en cuenta este parámetro para la selección y uso del modelo de extrapolación por altura. Cada formulación tiene diferentes alcances y métodos para evaluar la influencia de la estabilidad en el perfil cortante de viento.

2. Clasificación de Modelos de Extrapolación por Altura

2.1. Modelos Basados en la Ley Logarítmica

Esta ley es derivada utilizando diversos argumentos físicos y experimentales basados en la teoría de longitud de mezcla, teoría de viscosidad turbulenta, teoría de similitud y análisis dimensional de las ecuaciones promediadas de Navier Stokes RANS [14]. Así las cosas, teniendo en

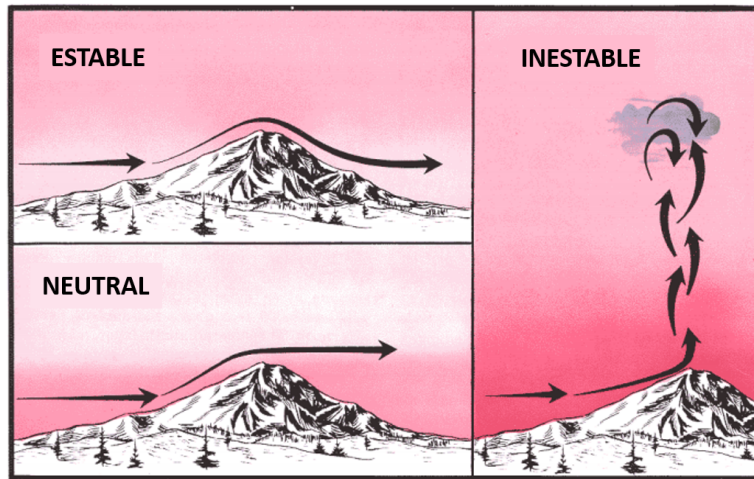


Figura 42: El movimiento vertical del flujo de aire depende de la estabilidad de la atmósfera, que a su vez depende del gradiente de temperaturas vertical. Tomado de [53]

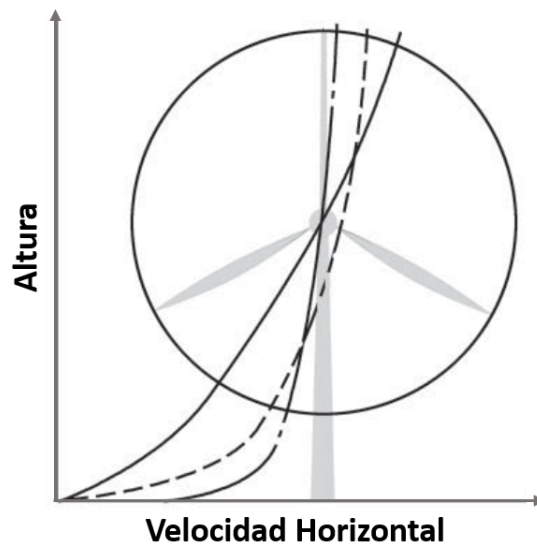


Figura 43: La influencia de la estabilidad atmosférica sobre el perfil cortante de velocidad horizontal de viento. Línea discontinua: neutral; línea sólida: estable; línea discontinua con punto: inestable. Tomado de [23]

cuenta una capa límite atmosférica turbulenta, totalmente desarrollada, térmicamente neutral y horizontalmente homogénea, el perfil vertical de viento obtenido es:

$$u(z) = \frac{u_*}{\kappa} \ln \left(\frac{z}{z_0} \right) \quad (28)$$

En esta ecuación:

- $u(z)$ es la velocidad horizontal del viento a una altura z .
- z_0 es la longitud de rugosidad aerodinámica. Una altura característica que representa los

2.1 Modelos Basados en la Ley Logarítmica

efectos de la fricción debidas a las condiciones del terreno (topografía, vegetación, obstáculos, edificaciones, entre otros) sobre el perfil cortante de velocidad del viento.

- $u_* = \sqrt{\tau_w / \rho}$ es la velocidad de fricción de la CLA, expresa el esfuerzo cortante existente entre las capas del flujo de viento en términos del esfuerzo de fricción en la pared (τ_w) y la densidad del aire (ρ).
- κ es la constante adimensional de von Karman que varía entre 0.40-0.42.

Dado que la velocidad de fricción u_* depende directamente de la rugosidad superficial z_0 , el perfil de velocidades será totalmente dependiente de este parámetro, como se observa en el ejemplo de la figura 44. Existen diversos métodos con distintos alcances y limitaciones para la estimación de la longitud de rugosidad aerodinámica, los cuales se revisan en la sección 3.1.1.

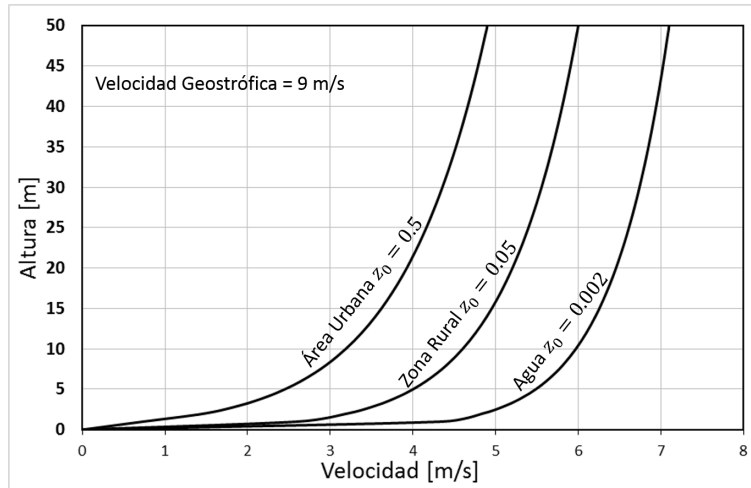


Figura 44: Perfiles cortantes de viento según tres tipos de terreno. Los tres perfiles son diferentes cerca a la superficie debido que corresponden a rugosidades diferentes; sin embargo, todos tienen la misma velocidad geostrofica, esto es, la velocidad del viento (9 m/s) a una altitud muy superior (> 1 km) donde la superficie terrestre no tiene efecto. Adaptado de [23]

El uso de la ecuación 28 es válido para la condición $z_0 < z$ debido a que las superficies naturales nunca son uniformes y suaves, por lo que no se pueden resolver las velocidades en la región $z = [0, z_0)$ [14]. Existen modificaciones a esta fórmula que tienen en cuenta otros parámetros como la estabilidad atmosférica, condiciones del terreno y la sub-capa analizada, casos que se pueden revisar con detalle en el Apéndice A y se resumen a continuación:

Modificación por la Altura de Desplazamiento: El perfil logarítmico se traslada cuando el viento transita sobre un conjunto de elementos rugosos bastante cercanos entre sí, como en bosques densos y zonas urbanas con edificios y obstáculos compactos. Este conjunto denso se comporta como una sola entidad, causando que el perfil se comporte de la misma forma logarítmica pero nivelado a una altura de desplazamiento d . Consideraciones para la aplicación de esta ley se pueden consultar en el Apéndice A.1.

Modificación de Monin-Obukhov: La estabilidad atmosférica altera la estructura de la capa límite atmosférica y el comportamiento de la turbulencia, para lo cual existe un modelo adicional que tiene en cuenta atmósferas estables e inestables mediante la inclusión de una función de estabilidad. Dicha función utiliza la longitud de Monin-Obukhov L , que incluye el gradiente

2.1 Modelos Basados en la Ley Logarítmica

de temperatura atmosférico. Consideraciones para la aplicación de esta ley se pueden consultar en el Apéndice A.2.

Modificación de Monin-Obukhov Extendida: La teoría de similaridad de Monin-Obukhov para la ley logarítmica y la ley de potencias (explicada más adelante) no tienen en cuenta el comportamiento en la capa de Ekman, donde la fuerza de Coriolis induce cambios de dirección en el viento y reduce fuertemente el cortante de viento respecto a la altura. Por este motivo, investigadores ha desarrollado una modificación que genera un ajuste entre las diferentes sub-capas de la CLA, la cual se puede consultar en el Apéndice A.3.

Un factor final a consideración es la generación de la capa límite interna (CLI) resultante de cambios abruptos en la rugosidad superficial del terreno. La existencia de la CLI (discutida en el Apéndice B) tiene dos implicaciones especiales respecto a la longitud de rugosidad aerodinámica: en primer lugar, la rugosidad en la distancia aguas-arriba tiene una influencia mucho mayor a la que se encuentra en el sitio específico de la turbina eólica, ya que los cambios que genera la rugosidad en la base de la turbina no alcanzan a afectar la velocidad a la altura del cubo; finalmente, la distancia respecto al punto de cambio de rugosidad es crítica debido a que la altura de la capa límite interna está relacionada con este factor, el cual implicará en cambios significativos en las condiciones del viento, en especial cuando la dirección prevalente del viento es perpendicular a la línea de cambio de rugosidad.

Debido a lo anterior, puede que sea necesario desarrollar un **mapa de rugosidad** del sitio en el caso de que el terreno sea **heterogéneo** y se identifiquen cambios importantes en la rugosidad dentro y en los alrededores del parque eólico. Se recomienda que este mapa tenga un tamaño tal que garantice una distancia de 100 veces la altura del cubo de las turbinas a instalar entre las fronteras del mapa y las turbinas más exteriores del parque [23]. Si se garantiza que el terreno es **homogéneo**, lo cual implica que la topografía, vegetación y obstáculos en general están distribuidos uniformemente de manera que no existen cambios de rugosidad significativos, no hay necesidad de generar un mapa de rugosidad y se puede caracterizar toda la zona con un valor de z_0 característico.

Determinación de la Longitud de Rugosidad aerodinámica

Existe una gran cantidad de métodos disponibles para la estimación de este parámetro, los cuales pueden ser categorizados en tres grupos: los métodos de clasificación, los morfométricos (o geométricos) y los micro-meteorológicos (o anemométricos) [54].

Los **métodos de clasificación** se basan en conocimiento previo de correlaciones entre z_0 y un grupo de clases de terreno básico. En este caso, la longitud de rugosidad se determina mediante una observación de las características visuales del terreno y los obstáculos circundantes. Esta información es recolectada y caracterizada para diferentes direcciones y luego comparada con las observaciones realizadas por Davenport et al [8]. Dichas observaciones consisten en análisis del arrastre superficial de mediciones de viento a largo plazo, a partir de los cuales se generaron estas correlaciones. En la Tabla 1 se presentan estas correlaciones, las cuales son recomendadas por la Organización Meteorológica Mundial [3].

En vía de ejemplo para el uso de la Tabla 20: una región como la Alta Guajira se caracteriza por ser un desierto con pocas ondulaciones y presencia de zonas costeras, clasificándose como un sitio con rugosidad de Clase 2, lo que implica que $0.005 < z_0 < 0.03$ m. Se puede observar que el rango de valores es amplio, por lo que este método es empleado comúnmente como primera aproximación para el cálculo de la rugosidad del sitio en la industria eólica.

Los **métodos morfométricos** consisten de algoritmos y modelos matemáticos basados en

2.1 Modelos Basados en la Ley Logarítmica

Tabla 20: Clasificación del terreno en términos de la rugosidad aerodinámica z_0 desarrollada y actualizada por Davenport et al [8]. Aquí x hace referencia a la distancia de un obstáculo con el sitio de evaluación y H es la altura del obstáculo.

Clase de rugosidad	Breve Descripción del Terreno	z_0 [m]
1	Mar o lago abierto, planicies cubiertas de nieve, desierto sin obstáculos, desierto sin rasgos distintivos, superficies de tarmac y concreto con camino libre de al menos 5 km	0.0002
2	Terrenos sin rasgos distintivos ni obstáculos notables y con vegetación rechazable; playas, pantanos, regiones cubiertas de nieve y cultivos en barbecho	0.005
3	Terreno plano abierto; césped y pocos obstáculos aislados. Aplicable en tierras de pastoreo sin cortinas rompe-viento, campos de brezos, páramos, tundra, pistas de aeropuerto. $x/H > 50$	0.03
4	Cultivos bajos; obstáculos grandes ocasionales, $x/H > 20$	0.10
5	Cultivos altos; obstáculos dispersos a distancias relativas de $15 < x/H < 20$ para objetos porosos (cortinas rompe-viento) y $8 < x/H < 12$ para objetos sólidos (edificios bajos)	0.25
6	Grupos de árboles dispersos, arbustos y paisajes intensamente cultivados; numerosos obstáculos, $x/H \approx 10$. Incluye áreas moderadamente cubiertas por edificios bajos con separaciones de $3 < x/H < 7$	0.5
7	Cubrimiento regular de grandes obstáculos en áreas como suburbios, bosques y áreas construidas densas con poca variación de altura.	1.0
8	Centro de ciudad con edificios de baja y gran altura, o bosques grandes con terreno irregular y claros numerosos y dispersos	≥ 2

la geometría, parámetros aerodinámicos y la distribución de la vegetación, obstáculos y tipo de terreno (dentro o fuera de costa ²⁷). Estos modelos no utilizan mediciones meteorológicas in situ, lo cual es una desventaja ya que la mayoría de las relaciones empíricas son derivadas de experimentos de túneles de viento y simulaciones que utilizan arreglos de elementos rugosos simplificados y flujos idealizados que distan del comportamiento real del viento sobre una distribución irregular de obstáculos [55].

Finalmente, los **métodos micro-meteorológicos** utilizan modelos basados en la medición de velocidad horizontal o en su variación para la estimación de la rugosidad aerodinámica. Este método tiene las ventajas de que ofrece información acerca del perfil de velocidad real en el sitio y

²⁷Esto se refiere, si se analizan regiones "onshore" u "offshore"

2.1 Modelos Basados en la Ley Logarítmica

no requiere la especificación de las características del terreno (los elementos rugosos pueden tener cualquier combinación y estar distribuidos en cualquier patrón).

Por los anteriores motivos, los modelos micro-meteorológicos son los predilectos en la industria eólica y son ampliamente usados para determinar z_0 dentro del radio de representatividad²⁸ de la torre meteorológica utilizada, razón por la que se describirán estos tipos de métodos en las siguientes secciones. Si se tiene un terreno altamente heterogéneo, se pueden utilizar métodos morfométricos como complemento a las mediciones in situ, para lo cual se recomienda la revisión del Apéndice C.

2.1.0.1 Método Basado en Mediciones de Velocidad In Situ.

Este es el método más usado debido a su robustez y buena correlación con el comportamiento real del viento en el sitio. En este caso se utilizan las mediciones de velocidad horizontal para diferentes alturas provenientes de las torres meteorológicas de la campaña de medición de viento. El resultado de este método es una rugosidad superficial que es variable en el tiempo y no sólo representa las características del terreno como en su definición original, sino que también representa la estabilidad atmosférica y las variaciones diurnas y estacionales del cortante del viento en el sitio. Es importante tener esto en cuenta, ya que esta rugosidad (denominada z_{rug}) presentará valores muy superiores a la rugosidad aerodinámica z_0 debido a que se tienen en cuenta más aspectos de la capa límite atmosférica.

Este método se puede aplicar de dos formas. Una manera es utilizando las velocidades de dos alturas de referencia para calcular la velocidad de fricción y la rugosidad superficial usando las ecuaciones presentadas en (29). En este caso, deben utilizarse las velocidades correspondientes a los niveles superior e inferior para reducir el error existente al utilizar alturas de referencia cercanas [32].

$$u_* = \frac{\kappa(U_2 - U_1)}{\ln(z_2/z_1)} \quad ; \quad z_{rug} = z_2 * \exp\left(\frac{-\kappa U_2}{u_*}\right) \quad (29)$$

Otra forma de utilizar las mediciones en sitio consiste en reescribir la ley logarítmica básica en la forma que se muestra en la ecuación (30), la cual se mostrará como una recta en gráfica semi-logarítmica con una pendiente igual a κ/u_* e intercepto igual a $\ln z_{rug}$. El mejor ajuste lineal para las diferentes alturas de medición permitirá obtener ambos u_* y z_{rug} , lo cual es ideal para el uso de tres o más alturas.

$$\ln(z) = \left(\frac{\kappa}{u_*}\right) u(z) + \ln(z_{rug}) \quad (30)$$

Si se utiliza alguna de las modificaciones de la ley logarítmica, se sugiere utilizar las mediciones de velocidad a 2 alturas y calcular los parámetros adicionales mediante el uso de otras estrategias. En el caso de la modificación por altura de desplazamiento, se sugiere estimar d como se menciona en el apéndice A.1. Por otra parte, la modificación de Monin-Obukhov requiere metodologías más complejas debido a la introducción de la longitud de estabilidad de Obukhov L , cuyos métodos de estimación se presentan en el apéndice A.2.

2.1.0.2 Método de Varianzas

La mejor forma de estimar la longitud de rugosidad según la Organización Meteorológica Mundial (WMO) es utilizando las desviaciones estándar de la velocidad σ_u [m/s] o la dirección

²⁸Entiéndase este término como la distancia máxima hasta la cual la torre es capaz de representar con mediciones de viento con una incertidumbre tolerable

2.2 Modelos Basados en la Ley de Potencias

σ_d [rad] del viento mediante las siguientes fórmulas [3]:

$$\frac{\sigma_u}{U} = \frac{\kappa c_u}{\ln(z/z_0)} \quad ; \quad \sigma_d = \frac{\kappa c_v}{\ln(z/z_0)} \quad (31)$$

Donde U es la velocidad promedio y c_u , c_v son coeficientes que dependen de la estabilidad atmosférica y afectarán de forma importante las predicciones de z_0 . Este método sólo utiliza las mediciones a una sola altura, por lo que se recomienda calcular las rugosidades z_0 para cada altura de la torre meteorológica y escoger el que ofrezca el mejor ajuste para todas las alturas registradas. Además de la referencia de la WMO, se puede encontrar más información y un ejemplo de aplicación de este método en la referencia [54].

2.2. Modelos Basados en la Ley de Potencias

Esta ley es utilizada con mayor frecuencia en la industria eólica que su contraparte logarítmica debido a su robustez, gran utilidad y simplicidad, la cual se refleja en la necesidad de definir un sólo parámetro [56], como se muestra en la siguiente ecuación:

$$u(z) = u(z_r) \left(\frac{z}{z_r} \right)^\alpha \quad (32)$$

Este modelo refiere una velocidad horizontal $u(z)$ a una altura z partiendo de una velocidad de referencia $u(z_r)$ a una altura de referencia z_r mediante un coeficiente de cortante del viento α (también llamado constante de Hellman). Históricamente, se ha usado un valor de coeficiente cortante de viento igual a $1/7$ (0.142), derivado de mediciones de viento en condiciones muy específicas en terreno plano. Sin embargo, se ha mostrado que esta regla es incorrecta ya que α es altamente variable en términos temporales (presenta variaciones diurnas, mensuales, estacionales), en términos de la rugosidad del terreno, estabilidad atmosférica y alturas de medición [57]. En efecto, investigaciones de Rehman et al [58] en diversos tipos de terreno y condiciones atmosféricas mostraron que el 91.9 % de constantes de Hellman medidos in situ superan el valor de $1/7$. Por este motivo, ha entrado en desuso el uso de este valor para el análisis de cortante y se requiere la estimación de un coeficiente de cortante del viento característico del sitio.

A partir de los inconvenientes reconocidos en el uso del valor de $1/7$ para la ley de potencias, la industria eólica se ha concentrado en modificar la metodología de medición y en usar métodos de extrapolación complementarios para una predicción más realista del coeficiente cortante de viento. Por esta razón, la gran mayoría de métodos existentes están enfocados en el modelamiento de α de distintas maneras con diversos niveles de complejidad y sofisticación [18]. Una revisión de los diferentes modelos y métodos de cálculo de este parámetro se revisan en la sección 3.2.1.

Una vez se ha definido el valor del coeficiente de cortante del viento, se utiliza la medición de velocidad horizontal a la altura superior de la torre meteorológica como referencia para extrapolar junto con la ecuación (33) la velocidad a la altura del cubo. Sin embargo, el perfil de viento puede verse desplazado sobre conjuntos de elementos de rugosidad densos de la misma forma que se describe en el Apéndice A.1. Al igual que en EL caso de la ley logarítmica, este parámetro se tiene en cuenta como un desplazamiento en el argumento de la función:

$$u(z) = u(z_r) \left(\frac{z - d}{z_r - d} \right)^\alpha \quad (33)$$

Métodos para la determinación del Coeficiente de Cortante del Viento

En general, todos estos métodos utilizan mediciones meteorológicas in situ para estimar la constante de Hellman α , sin embargo, usan esta información de diferente manera y mediante distintos modelos matemáticos, empíricos, estadísticos y otros que usan la ley logarítmica.

2.2.0.1 Método Basado en Velocidades de Viento In Situ

Este es el método más simple, más utilizado y validado para la determinación de este parámetro. Consiste en despejar la ley de potencias como se muestra a continuación:

$$\alpha = \frac{\ln [u(z)/u(z_r)]}{\ln [z/z_r]} \quad (34)$$

La metodología sugerida y más utilizada para esta ecuación consiste en hallar el coeficiente de cortante del viento utilizando las velocidades correspondientes a los niveles superior e inferior para reducir el error existente al utilizar alturas de referencia cercanas [32]. En la Figura 45 se ejemplifica un resultado típico de este método donde el coeficiente de cortante del viento tiene una gran variación durante el día como durante el año. Por ejemplo, la gráfica de variación diurna muestra un mínimo para α durante las horas del día cuando la capa límite atmosférica presenta un comportamiento inestable y un máximo en la noche bajo condiciones térmicamente estables.

Adicionalmente, este método no sólo se puede aplicar para dos alturas de medición, más alturas se pueden tener en cuenta un método de mínimos cuadrados como se especifica y aplica en el artículo de Đurišić y Mikulović [60]. En este caso, la ecuación (32) es re-interpretada de forma que se si grafica en papel logarítmico, se puede obtener una recta con pendiente igual a α . El mejor ajuste lineal para las velocidades a diferentes alturas de medición permitirá obtener el coeficiente de cortante del viento.

Este método permite el análisis temporal de la constante de Hellman, gracias a lo cual se tiene la seguridad de que se tienen en cuenta los diferentes factores relacionados a la variabilidad climática de la capa límite atmosférica. Entre las numerosas referencias de las que se recomienda revisión se encuentra Corscadden et al. [18] y Rehman et al. [58], quienes estudian el efecto de la variabilidad de los coeficientes de cortante en la generación de energía eléctrica; Lubitz [61] estudia las incertidumbres asociadas al uso de esta metodología a diversas alturas; y Elkinton et al. [62], Ray et al. [63], Fox et al. [64], Newman [65], Khalfa et al. [66], estudios de Gualtieri et al. [59] [67] e Islam et al. [68] quienes comparan este método junto a otros de leyes de potencias y logarítmicas.

2.2.0.2 Otros Métodos

Existen diversos modelos que resuelven el coeficiente de cortante del viento mediante relaciones empíricas basadas en una altura y velocidad de referencia, los cuales se describen brevemente en el Apéndice D. Dado que este tipo de modelos utiliza una sola altura de medición, es altamente probable que se obtengan diferentes constantes de Hellman por nivel de anemómetro analizado, por lo que siempre se recomienda analizar la variación de este valor y evaluar la calidad del ajuste.

Por otra parte, investigaciones recientes han explorado el uso de modelos avanzados y sofisticados que realizan predicciones del comportamiento de la capa límite atmosférica utilizando métodos de aprendizaje computacional, los cuales consisten en la implementación de algoritmos que capturan patrones dentro de las series de tiempo y realizan generalizaciones que permiten realizar extrapolaciones por altura posteriormente. Entre los principales métodos se incluyen el

2.2 Modelos Basados en la Ley de Potencias

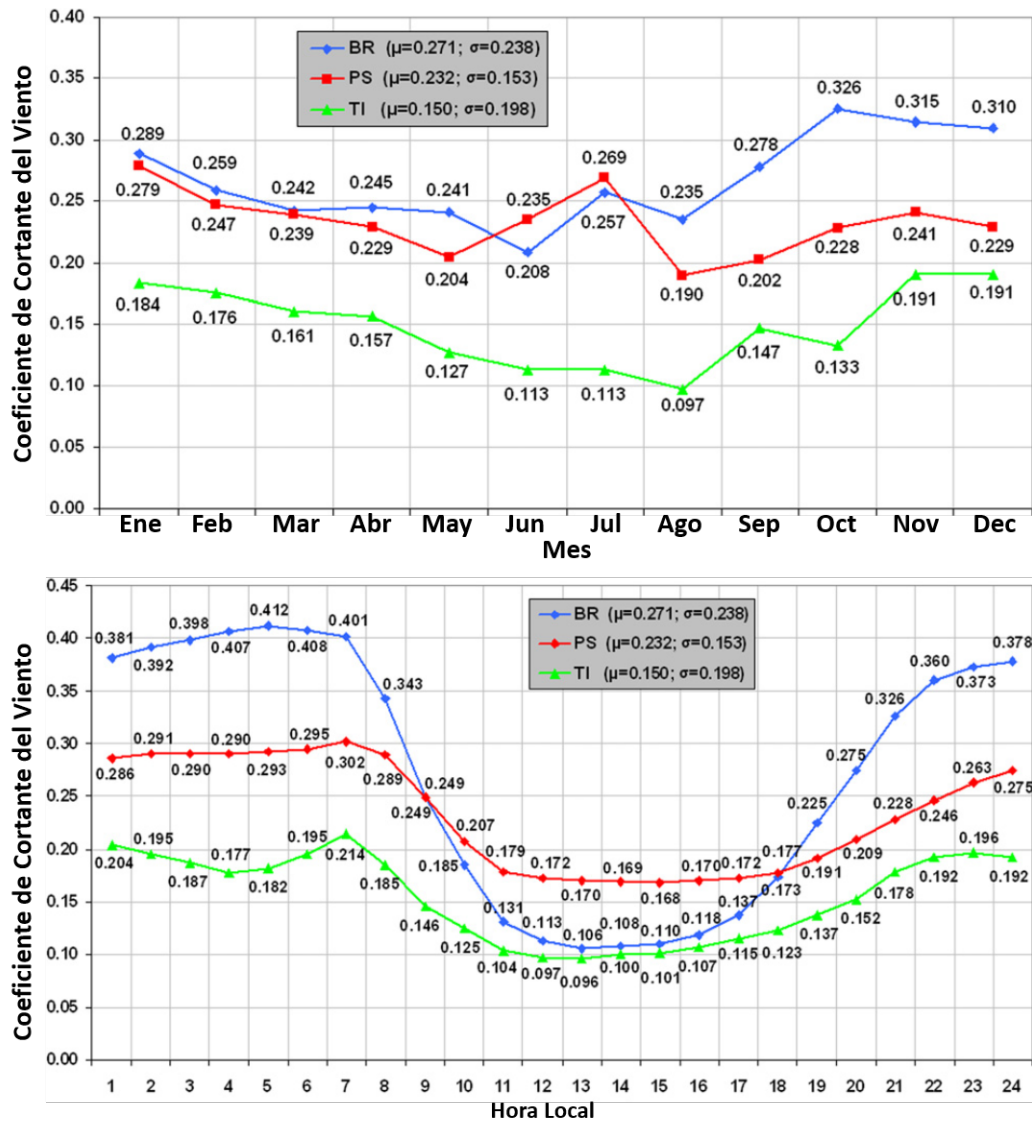


Figura 45: Variación Mensual (arriba) y diaria (abajo) del coeficiente de cortante del viento para tres estaciones de monitorización (BR, PS y TI). Se muestra el valor promedio (μ) y desviación estándar (σ) para cada estación. Tomado de [59]

uso de Redes Neuronales Artificiales [69] [68], Algoritmos Genéticos [68], Algoritmo de Mycielski, entre otros [70]. Sin embargo, a pesar de que estos estudios han mostrado que estos métodos ofrecen niveles de precisión razonables y de buena calidad, la complejidad y gran número de parámetros exigidos para su funcionamiento hacen que por el momento no sean utilizados en la industria eólica y se prefieran las relaciones presentadas en las secciones anteriores [18].

2.3. Validación de Modelos: Comparación de la Ley Logarítmica con la Ley de Potencias

Revisión de la Literatura

En la industria eólica se pueden encontrar numerosos estudios y reportes que comparan el desempeño de los distintos modelos que componen las leyes logarítmica y de potencias. La conclusión general de estas investigaciones es que a pesar de las claras diferencias existentes entre cada grupo de métodos para el modelamiento de la CLA, el desempeño y calidad de precisión de los resultados apenas varía entre una ley u otra. Las principales investigaciones que estudian dichas comparaciones son descritas brevemente a continuación.

El trabajo realizado por Elkinton et al. [62], el cual incluyó el uso de datos de viento para varias alturas en torres meteorológicas, ha mostrado que no existe una diferencia significativa entre el desempeño de la ley logarítmica y la de potencias para la predicción del cortante. También se observó que en algunas circunstancias, el uso de un modelo determinado presenta predicciones imprecisas de las velocidades promedio a la altura del cubo. Se llegó a esta conclusión basados en datos experimentales sobre terrenos planos sin vegetación, terrenos ondulados sin árboles y terrenos boscosos. Para estos terrenos, ambas reglas obtuvieron desviaciones similares en la velocidad que variaban del 1 % a máximos de 13 %.

Estudios de Ray et al. [63] también concluyeron que hay diferencias menores en el desempeño de uno otro modelo y que además los modelos básicos pueden presentar errores importantes al analizar terreno complejo. Por otra parte, el trabajo de Newman y Klein [65] presenta una comparación entre la ley de potencias clásica y las variaciones de la ley logarítmica dadas por Monin-Obukhov (incluyendo la extensión con la capa de Ekman) para diferentes escenarios de estabilidad atmosférica. Se encontró que los tres métodos arrojaron una calidad ajuste muy similar para atmósferas inestables y neutrales, teniendo la ley de potencias una precisión ligeramente mayor. Por otra parte, se encontró que para atmósferas estables, la modificación de Monin-Obukhov tuvo el ajuste de menor calidad. Finalmente, el artículo concluye que a pesar de la simplicidad de la ley de potencias, este es el que predijo las velocidades de viento con menores errores en todas las alturas y condiciones de estabilidad. Finalmente, se recomienda revisar los siguientes artículos adicionales que también analizan el desempeño de diversos métodos disponibles para cada ley de extrapolación de velocidad por altura [59] [66] [67].

Validación

Para este documento-protocolo se realizó un ejercicio de validación para diversos modelos de extrapolación por altura comentados en el presente entregable. En esta comparación se simuló un escenario típico para el modelamiento de la energía en firme en un proyecto de energía eólica: Se poseen series de velocidad horizontal medidas a tres alturas y se busca extrapolar esta información para obtener la velocidad a la altura del cubo de turbina.

Para realizar la validación, se disponen de mediciones de velocidad a cuatro alturas (20, 50, 60 y 80 metros) de una torre meteorológica ubicada en la Alta Guajira. El objetivo de este estudio es aplicar los diferentes métodos de extrapolación por altura a las mediciones de los tres primeros niveles y predecir la velocidad del cuarto nivel de medición (80 metros). Una vez se tiene la velocidad extrapolada, se compara la calidad del resultado con la velocidad medida experimentalmente, evaluando el ajuste usando el error cuadrático medio (RMSE).

Los métodos de extrapolación evaluados y el criterio de selección para su uso son listados a continuación:

- **Ley Logarítmica:** En este caso, se probaron los métodos de cálculo basados en mediciones de velocidad in situ para dos alturas y tres alturas. El Método de Varianzas no fue implementado debido a que no hay disponibles mediciones de desviación estándar de la velocidad; los métodos morfométricos no fueron ejecutados ya que no se tiene información de las características geométricas del terreno y obstáculos; finalmente, las modificaciones de Monin-Obukhov no se probaron dado que no se tienen mediciones de estabilidad atmosférica.
- **Ley de Potencias:** Se compararon los métodos de cálculo basados en mediciones de velocidad in situ para dos alturas y tres alturas. También, se analizaron varias correlaciones basadas en altura, velocidad y rugosidad superficial: el método de Justus-Mikhail, la relación directa entre α y z_0 , los métodos de Spera-Richards y el de Counihan.

Ley Logarítmica Basada en Mediciones de Velocidad a Dos Alturas

A partir de este método, es posible calcular la velocidad de fricción de la capa límite a partir de dos velocidades a dos alturas de referencia y posteriormente determinar la rugosidad superficial como se presenta en la ecuación (35). Es importante recordar que el resultado de este método es una rugosidad que es variable en el tiempo y no sólo representa las características del terreno como en su definición original, sino que también representa la estabilidad atmosférica y las variaciones diurnas y estacionales del cortante del viento en el sitio. Por esta razón, la rugosidad (denominada z_{rug}) presentará valores muy superiores y con mayor variabilidad a la rugosidad aerodinámica z_0 . En la Figura 46 se puede observar la variación diurna y mensual de la rugosidad superficial (calculada entre las mediciones de 20 y 60 metros), la cual evidencia cambios importantes durante el día y a lo largo del año. Adicionalmente, su valor promedio ($z_{rug} = 0.5085$ m) es mucho más alto de lo esperado según la Tabla 20 de Davenport ($0.005 < z_0 < 0.03$ m), ya que este último solo tiene en cuenta efectos geométricos.

$$u_* = \frac{\kappa(U_2 - U_1)}{\ln(z_2/z_1)} \quad ; \quad z_{rug} = z_2 * \exp\left(\frac{-\kappa U_2}{u_*}\right) \quad (35)$$

Las pruebas realizadas para la validación evalúan las tres rugosidades superficiales posibles para todas las combinaciones de alturas, que luego son utilizadas para extrapolar la velocidad desde los tres niveles de medición hasta los 80 metros, lo que da un total de 9 pruebas. La nomenclatura de las pruebas funciona de la siguiente manera: v1, v2 y v3 son las velocidades de referencia usadas para la extrapolación, donde v1 es la velocidad a 20 metros de altura, v2 la correspondiente a 50 metros y v3 la correspondiente a 60 metros. Por otra parte, los números seguidos son las alturas de referencia usadas para el cálculo del parámetro z_{rug} . Por ejemplo, la prueba v2_20_60 en la Figura 48 corresponde a una velocidad extrapolada desde la serie de velocidades medida a 50 metros de altura usando una rugosidad calculada a partir de las series de 20 y 60 metros.

En las anteriores gráficas se muestran los errores de las extrapolaciones utilizando una rugosidad superficial promedio constante para toda la serie temporal (Figura 47) e implementando una rugosidad variable en el tiempo (Figura 48). Se puede evidenciar que las predicciones realizadas con rugosidades constantes dan resultados consistentemente peores que las mismas pruebas realizadas con rugosidades variables en el tiempo, lo cual era esperado dado que en los primeros casos se ignora la variabilidad de este parámetro, lo cual sustenta que utilizar un valor constante para la extrapolación por altura es poco recomendado.

Un segundo aspecto que se puede observar en ambas gráficas, es que los errores de predicción disminuyen cuando se usa una velocidad de referencia de mayor altura, por ejemplo, los resultados

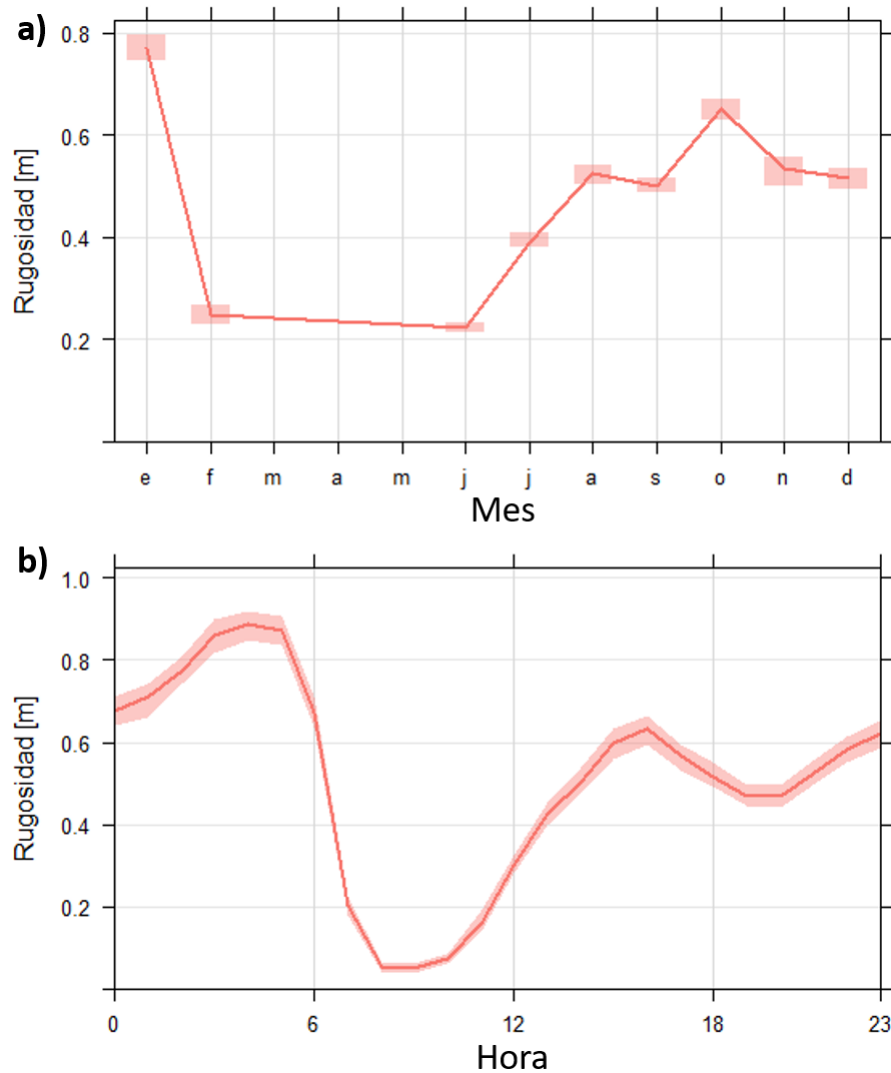


Figura 46: Variación Mensual (arriba) y diurna (abajo) de la rugosidad superficial para la estación de monitorización de la Alta Guajira. El área sombreada corresponde a un intervalo de confianza alrededor de la media del 95 %

de $v_{1.50.60}$ en la Figura 48 tienen un error del 11.7 % comparado con el error de $v_{3.50.60}$ que es del 3.0 %. Esta tendencia aplica para cada grupo de pruebas de rugosidad (20-50, 20-60 y 50-60), lo cual reafirma que la velocidad apropiada de referencia para extrapolación es la correspondiente a mayor altura.

Finalmente, en la Figura 48 se observa que el error de la extrapolación es mayor a medida que las velocidades usadas como referencia corresponden a alturas más cercanas en el cálculo de la rugosidad superficial. El ejemplo más claro se observa entre las estimaciones de $v_{1.20.60}$ (3.9 % de error) y $v_{1.50.60}$ (11.7 % de error), tendencia que se repite para cada grupo de velocidades v_1 , v_2 y v_3 . Esto confirma el lineamiento realizado por Brower [32] donde se establece que el cálculo del parámetro de cortante debe ser realizado entre las mediciones de nivel inferior y superior, cuyas alturas estén apropiadamente distanciadas.

Ley Logarítmica Basada en Mediciones de Velocidad a Tres Alturas

2.3 Validación de Modelos: Comparación de la Ley Logarítmica

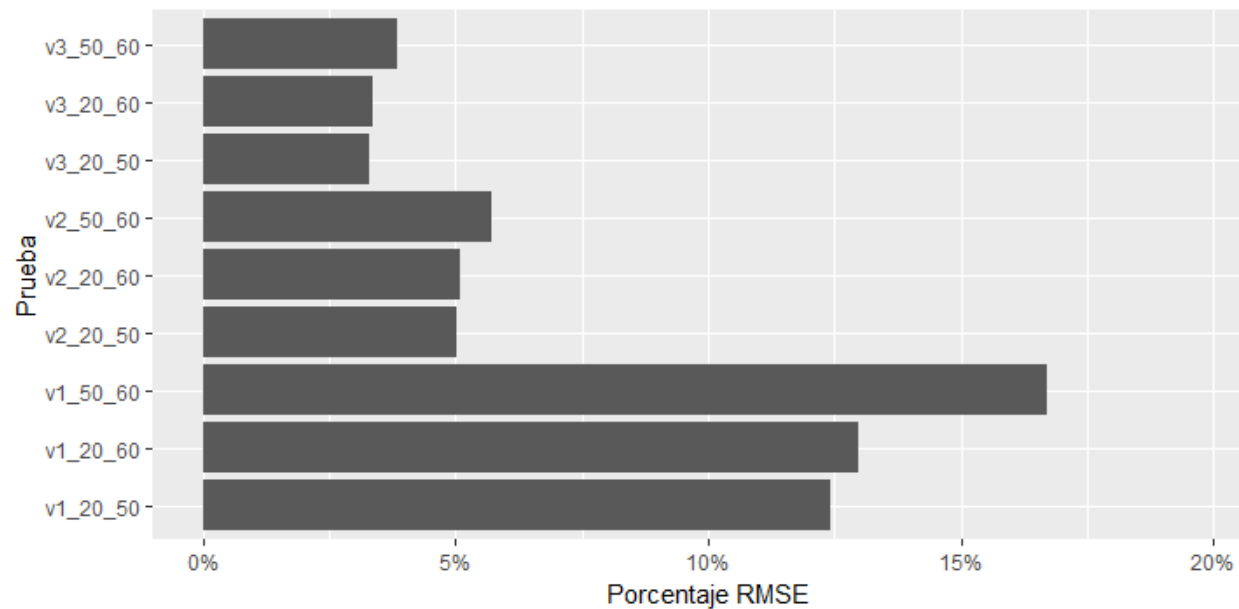


Figura 47: Porcentaje de error RMSE para cada prueba sujeta a validación usando una rugosidad superficial promedio constante para la extrapolación de toda la serie temporal.

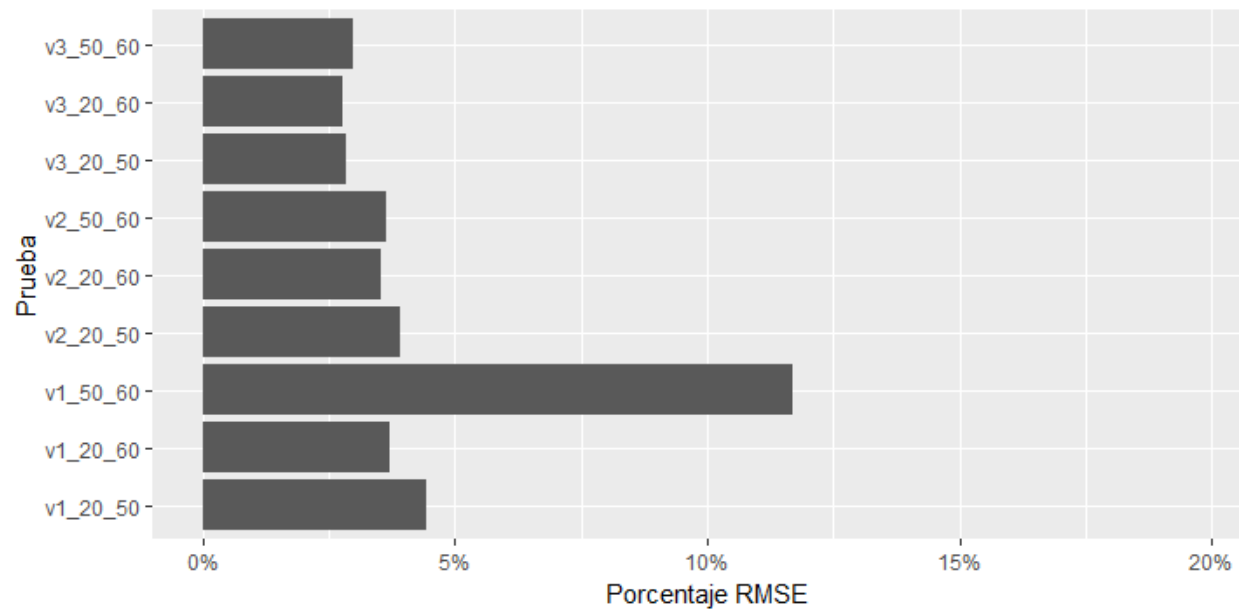


Figura 48: Porcentaje de error RMSE para cada prueba sujeta a validación usando una rugosidad superficial variable en el tiempo.

Este método realiza una regresión lineal a la ecuación de la ley logarítmica modificada como se muestra en la ecuación (36). El intercepto de este ajuste lineal permite obtener la rugosidad superficial z_{rug} partir de las velocidades medidas a tres alturas. En la Figura 49 se muestran los

2.3 Validación de Modelos: Comparación de la Ley Logarítmica

resultados de las pruebas, que corresponden a una sola rugosidad calculada y extrapolaciones de velocidad usando tres niveles de referencia.

$$\ln(z) = \left(\frac{\kappa}{u_*}\right) u(z) + \ln(z_{rug}) \quad (36)$$

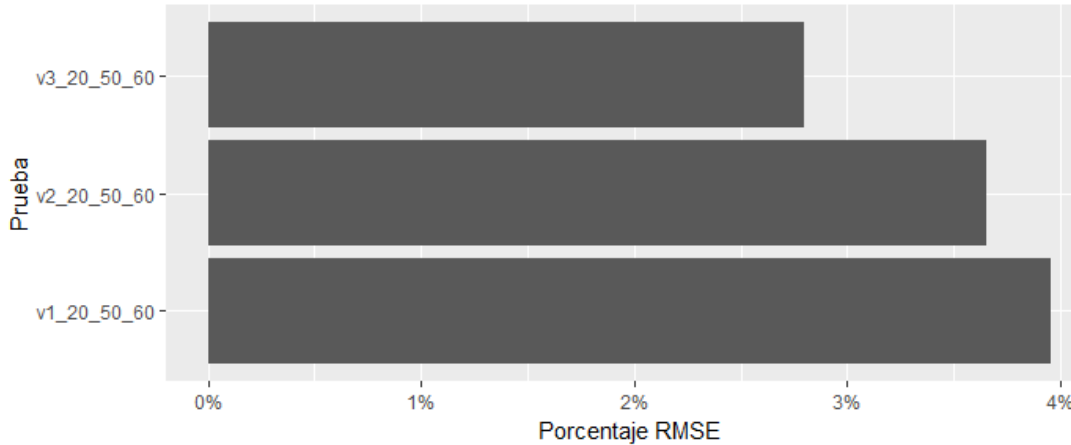


Figura 49: Porcentaje de error RMSE para cada prueba sujeta a validación usando una rugosidad superficial calculada a partir de tres alturas.

Se puede observar que, como en el anterior método, los errores disminuyen cuando la velocidad de referencia a extrapolar corresponde al nivel superior de medición. Adicionalmente, se puede ver que la calidad del mejor resultado en este caso es superior al predicho con el método de dos alturas (2.87 % con el método de dos alturas, 2.76 % con el de tres alturas) pero son bastante similares, por lo que se puede afirmar que ambos métodos presentan el mismo desempeño.

Ley de Potencias Basada en Mediciones de Velocidad a Dos Alturas

En este caso, se puede calcular el coeficiente de cortante α de la capa límite a partir de dos velocidades a dos alturas de referencia como se presenta en la ecuación (37). En la Figura 50 se puede observar la variación diurna y mensual de este parámetro (calculado entre las mediciones de 20 y 60 metros), la cual evidencia cambios importantes durante el día y a lo largo del año, con un valor promedio $\alpha = 0.2874$.

$$\alpha = \frac{\ln[u(z)/u(z_r)]}{\ln[z/z_r]} \quad (37)$$

Las pruebas realizadas para la validación evalúan los tres coeficientes de cortante α posibles para todas las combinaciones de alturas y siguen la misma metodología y nomenclatura que en el caso de la validación de la ley logarítmica a dos alturas. En las anteriores gráficas se muestran los errores de las extrapolaciones utilizando coeficientes de cortante promedio constante (Figura 51) e implementando un α variable en el tiempo (Figura 52). Se evidencia que las predicciones realizadas con coeficientes constantes dan resultados consistentemente peores que las mismas pruebas realizadas con coeficientes variables en el tiempo.

Las tendencias observadas en la ley logarítmica también se presentan en la ley de potencias: los errores de predicción disminuyen cuando se usa una velocidad de referencia de mayor altura, por ejemplo, los resultados de v1_50_60 en la Figura 52 tienen un error mayor comparado con el error de v3_50_60, tendencia que se repite para cada grupo de pruebas de α (20-50, 20-60 y 50-60);

2.3 Validación de Modelos: Comparación de la Ley Logarítmica

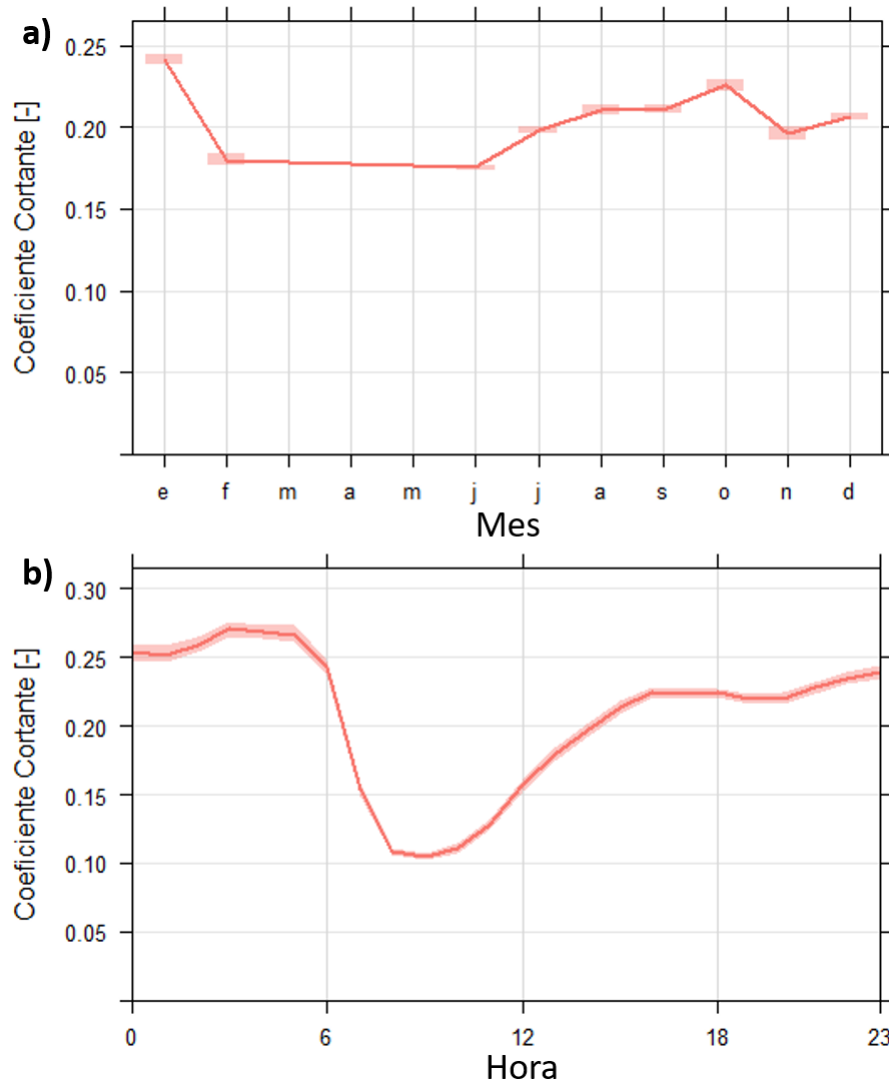


Figura 50: Variación Mensual (arriba) y diaria (abajo) del coeficiente de cortante para la estación de monitorización de la Alta Guajira. El área sombreada corresponde a un intervalo de confianza alrededor de la media del 95 %

también se observa en la Figura 52 que el error es mayor a medida que las velocidades usadas como referencia corresponden a alturas más cercanas en el cálculo del coeficiente de cortante. El ejemplo más claro se observa entre las estimaciones de $v_{1.20-60}$ y $v_{1.50-60}$, tendencia que se repite para cada grupo de velocidades v_1 , v_2 y v_3 .

Finalmente, a modo de comparación entre la ley logarítmica y la ley de potencias, se encontró que el mejor resultado de la ley logarítmica obtuvo un error del 2.87 % mientras que el de la ley de potencias obtuvo un error del 3.35 %, lo cual muestra que el desempeño de ambas aproximaciones es bastante similar. Sin embargo, se debe recordar que, a diferencia de la ley logarítmica donde se está forzando a la rugosidad superficial a representar fenómenos para los que no fue originalmente definido, la ley de potencias y su coeficiente de cortante están pensados como una correlación empírica donde α representa los fenómenos de cortante superficial, estabilidad atmosférica y variaciones temporales. Adicionalmente, la ley de potencias sólo requiere el cálculo de un parámetro

2.3 Validación de Modelos: Comparación de la Ley Logarítmica

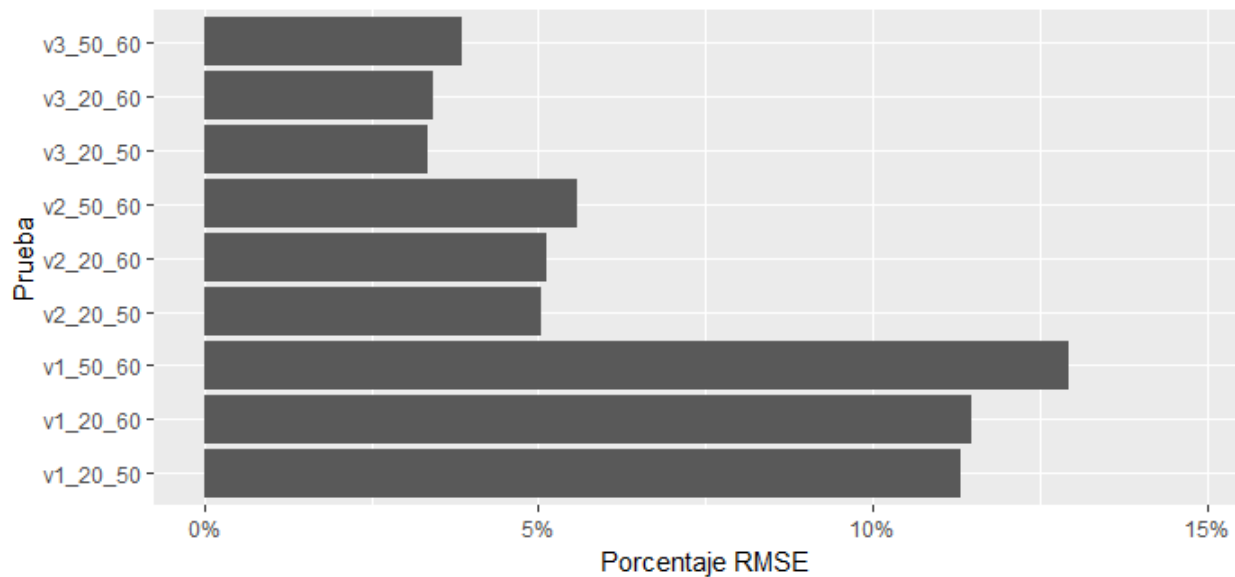


Figura 51: Porcentaje de error RMSE para cada prueba sujeta a validación usando un coeficiente de cortante promedio constante para la extrapolación de toda la serie temporal.

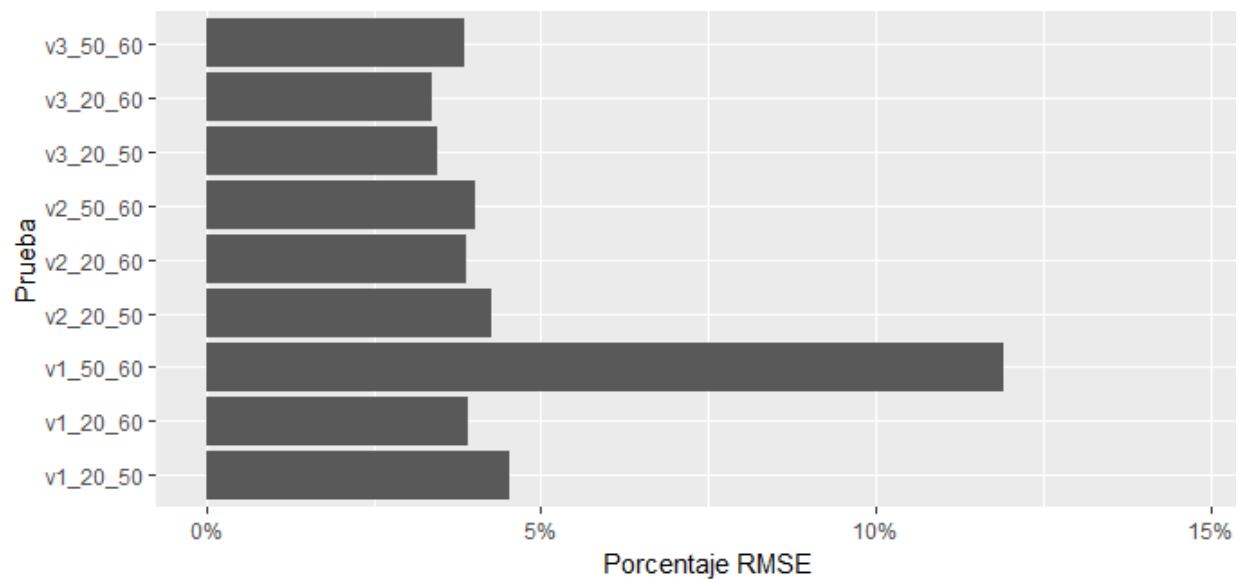


Figura 52: Porcentaje de error RMSE para cada prueba sujeta a validación usando un coeficiente de cortante variable en el tiempo.

(coeficiente cortante α) mientras la ley logarítmica requiere la estimación de dos parámetros (velocidad de fricción y rugosidad superficial). Por estas razones y debido a la simplicidad y robustez de la ley de potencias, los métodos de este tipo son preferibles para la extrapolación de velocidad por altura.

Ley de Potencias Basada en Mediciones de Velocidad a Tres Alturas

Este método realiza una regresión lineal a la ecuación de la ley de potencias modificada como se muestra en la ecuación (38). La pendiente de este ajuste lineal permite obtener el coeficiente de cortante α partir de las velocidades medidas a tres alturas. En la Figura 53 se muestran los resultados de las pruebas, que corresponden a un solo coeficiente de cortante calculado y extrapolaciones de velocidad usando tres niveles de referencia.

$$\ln [u(z)] = (\ln [u(z_r)] - \alpha \ln [z_r]) + \alpha \ln [z] \quad (38)$$

Se puede observar que, como en el anterior método, los errores disminuyen cuando la velocidad de referencia a extrapolar corresponde al nivel superior de medición. Adicionalmente, se puede ver que la calidad del mejor resultado es bastante similar al predicho con el método de dos alturas en este caso particular (3.35 % con el método de dos alturas, 3.4 % con el de tres alturas), por lo que el desempeño de ambos métodos es el mismo. Sin embargo, se sugiere tener en cuenta el método de tres alturas para extrapolación por altura ya que es capaz de tener en cuenta mayor información del cortante del viento que el método de dos alturas.

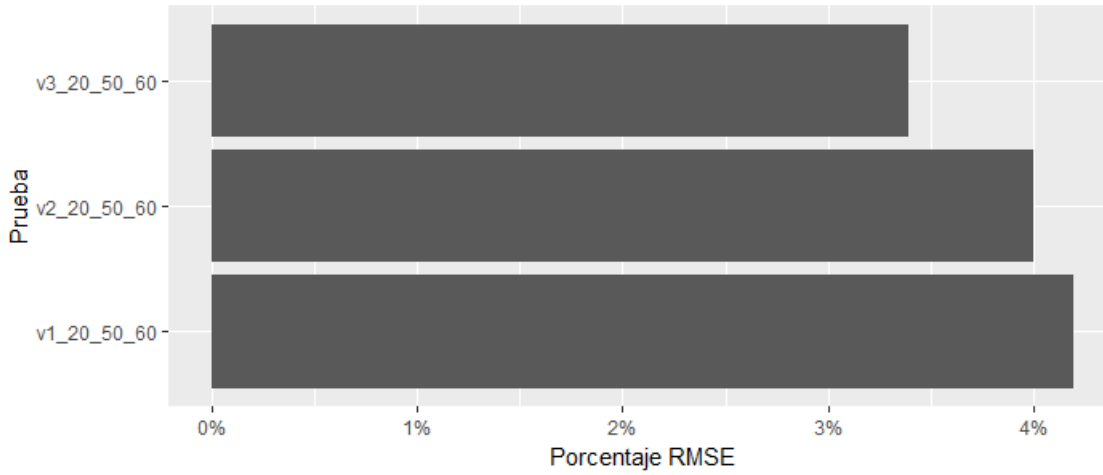


Figura 53: Porcentaje de error RMSE para cada prueba sujeta a validación usando un coeficiente de cortante calculado a partir de tres alturas.

Correlación de Justus-Mikhail

Este método es una relación empírica que sólo utiliza la serie de velocidades a una altura de referencia, cualidad que le ha permitido un amplio uso en la industria. Se utiliza una velocidad u_{ref} a una altura de referencia z_{ref} como se muestra en la siguiente ecuación:

$$\alpha = \frac{0.37 - 0.088 \ln(u_{ref})}{1 - 0.088 \ln(z_{ref}/10)} \quad (39)$$

En este caso, se tiene un coeficiente de cortante α calculado por altura (**alpha20**, **alpha50** y **alpha60**) y se evalúa la calidad de la extrapolación usando las velocidades de cada nivel como referencia (v1, v2 y v3) lo que da como resultado 9 pruebas. En la Figura 54 se muestran los errores obtenidos para cada prueba, para lo cual se observan dos tendencias. Como en los anteriores métodos, los errores de predicción disminuyen cuando se usa una velocidad de referencia de mayor altura, por ejemplo, los resultados de **v1_alpha60** tienen un error del 12.5 % comparado con el error de **v3_alpha60** que es del 3.2 %, tendencia que se repite para cada grupo de pruebas de α (**alpha20**, **alpha50** y **alpha60**).

Otra tendencia que se puede observar en los resultados está relacionada con la altura y velocidad de referencia usadas para el cálculo de α . Se puede observar que, mientras la velocidad utilizada corresponda a una altura, la extrapolación presenta menores errores de predicción. Por ejemplo, mientras los resultados de la prueba **v1_alpha60** tienen un error del 12.5 %, la prueba **v1_alpha20** presenta una calidad de ajuste del 9 %, tendencia que se conserva para cada grupo de velocidades evaluadas (v1, v2 y v3). Finalmente, puede observarse que el mejor resultado obtenido tiene un error del 3 %, lo cual muestra un desempeño muy similar a los métodos de cálculo usando dos y tres alturas de medición. Por lo tanto, el uso de este método es igualmente recomendado para la extrapolación de velocidad debido a la calidad del desempeño y la simplicidad y robustez del método.

2.3 Validación de Modelos: Comparación de la Ley Logarí

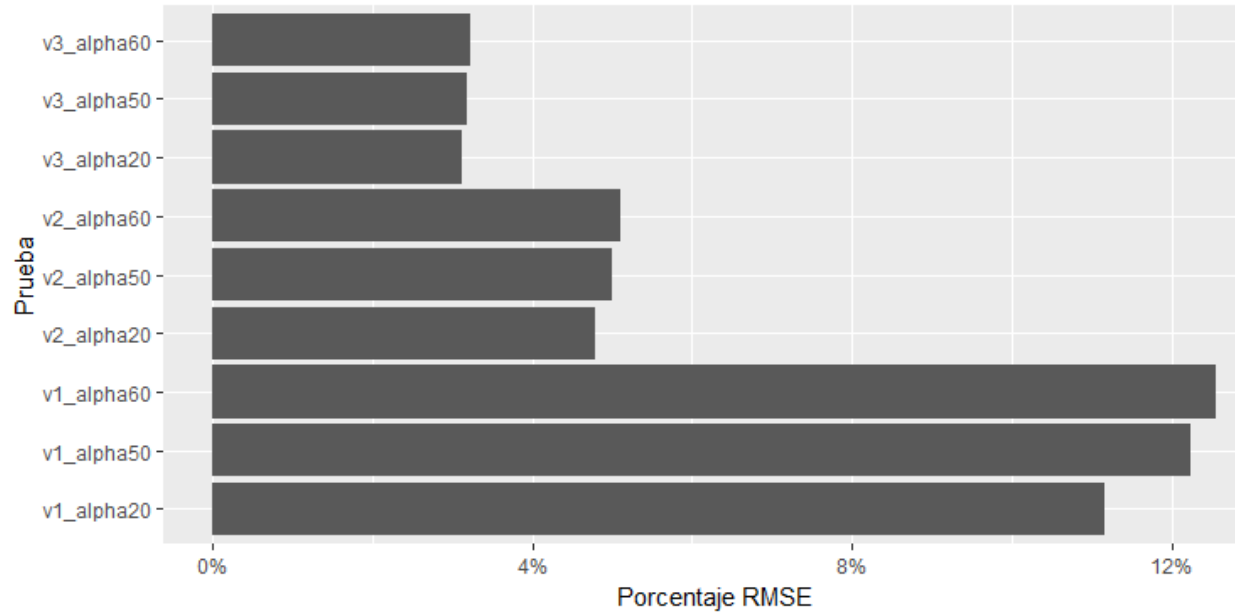


Figura 54: Porcentaje de error RMSE para cada prueba sujeta a validación usando un coeficiente de cortante calculado con el método de Justus-Mikhail.

Métodos de cálculo de α a partir de z_{rug}

Los últimos métodos a revisar son los que calculan el coeficiente de cortante α a partir de estimaciones de z_{rug} . El primero de ellos utiliza una relación directa entre la ley de potencias y la ley logarítmica y establece una relación entre α y z_{rug} como se muestra en la siguiente ecuación:

$$\alpha = \frac{\ln \left(\ln \frac{z}{z_{rug}} / \ln \frac{z_r}{z_{rug}} \right)}{\ln (z/z_r)} \quad (40)$$

De forma similar a las pruebas realizadas para las leyes logarítmica y de potencias para dos alturas, se evalúan los tres coeficientes de cortante α posibles para todas las combinaciones de alturas siguiendo la misma metodología y nomenclatura de los casos mencionados. Sin embargo, es importante tener en cuenta que se debe estimar la rugosidad superficial previamente usando el método de cálculo de dos o tres alturas. Los resultados de los coeficientes de cortante dependerán directamente de la calidad del estimado de z_{rug} : para la Figura 55 se utilizó una rugosidad calculada a partir de las mediciones tomadas a 50 y 60 metros de altura, mientras que para la Figura 56 se realizó la estimación a partir de mediciones de 20 y 60 metros. Se evidencia que los resultados de la primera gráfica son consistentemente peores que los de la segunda, lo cual es esperado ya que la rugosidad derivada de mediciones de alturas cercanas presenta errores de ajuste superiores a los correspondientes a alturas lejanas.

Entre las tendencias observadas en los resultados se encuentran: i) los errores de predicción disminuyen cuando se usa una velocidad de referencia de mayor altura, por ejemplo, los resultados de v1_20_50 en la Figura 56 tienen un error mayor comparado con el error de v3_20_50, tendencia que se repite para cada grupo de pruebas de α (20-50, 20-60 y 50-60); ii) también se observa en la Figura 56 que el error es mayor a medida que las velocidades usadas como referencia corresponden a alturas más lejanas en el cálculo del coeficiente de cortante, comportamiento que es inverso

2.3 Validación de Modelos: Comparación de la Ley Logarí

al observado en métodos anteriores. El ejemplo más claro se observa entre las estimaciones de $v1_{20_50}$ y $v1_{50_60}$, tendencia que se repite para cada grupo de velocidades $v1$, $v2$ y $v3$.

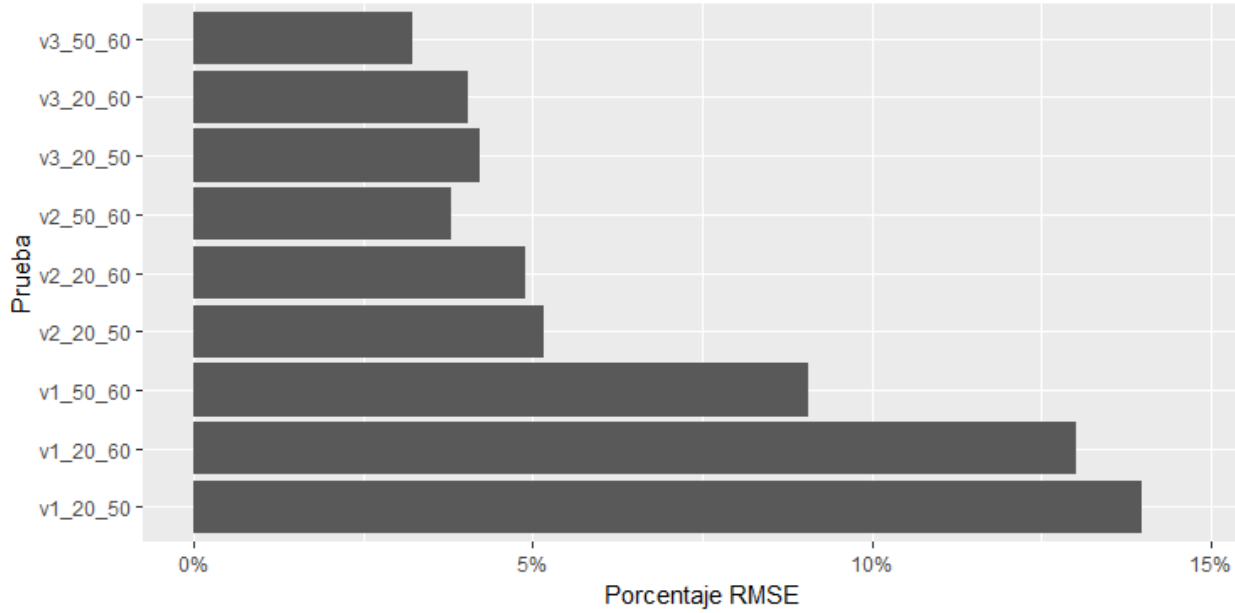


Figura 55: Porcentaje de error RMSE para cada prueba sujeta a validación usando un coeficiente de cortante calculado con la correlación directa entre α y z_{rug} . Se utiliza un z_{rug} estimado con niveles de medición cercanos (50 y 60 metros).

Finalmente, puede observarse que el mejor resultado obtenido tiene un error del 2.9 %, lo cual muestra un desempeño muy similar a los métodos de extrapolación anteriores. Teniendo en cuenta que este método es más complejo debido a que implica el cálculo adicional de la rugosidad superficial, el uso de esta estrategia no es recomendada ya que la complejidad añadida no se refleja en una calidad de ajuste mayor.

Otra estrategia evaluada fue el método de Spera-Richards, el cual utiliza una velocidad u_{ref} a una altura de referencia z_{ref} y la rugosidad superficial z_{rug} estimada en sitio como se muestra en la siguiente ecuación::

$$\alpha = \left(\frac{z_{rug}}{z_r} \right)^{0.2} [1 - 0.55 \ln(u(z_r))] \quad (41)$$

Para este modelo se tiene un coeficiente de cortante α calculado por altura (**alpha20**, **alpha50** y **alpha60**) y se evalúa la calidad de la extrapolación usando las velocidades de cada nivel como referencia ($v1$, $v2$ y $v3$) lo que da como resultado 9 pruebas. El valor de la rugosidad z_{rug} utilizada corresponde al de mejor calidad, estimada a partir de mediciones de 20 y 60 metros. En la Figura 57 se muestran los errores obtenidos para cada prueba. Como en los anteriores métodos, los errores de predicción disminuyen cuando se usa una velocidad de referencia de mayor altura, por ejemplo, los resultados de **v1_alpha60** tienen un error del 9.5 % comparado con el error de **v3_alpha60** que es del 2.5 %, tendencia que se repite para cada grupo de pruebas de α (**alpha20**, **alpha50** y **alpha60**).

Otra tendencia que se puede observar en la mayoría de resultados consiste en que, mientras la velocidad utilizada corresponda a una altura, la extrapolación presenta menores errores de

2.3 Validación de Modelos: Comparación de la Ley Logarí

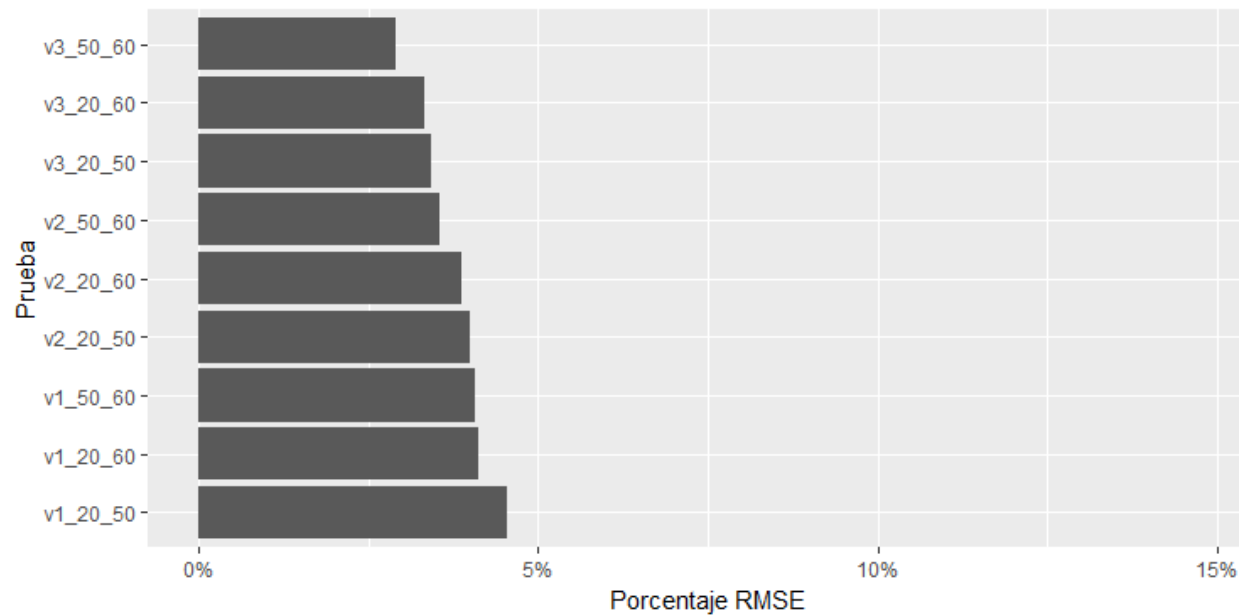


Figura 56: Porcentaje de error RMSE para cada prueba sujeta a validación usando un coeficiente de cortante calculado con la correlación directa entre α y z_{rug} . Se utiliza un z_{rug} estimado con niveles de medición lejanos (20 y 60 metros).

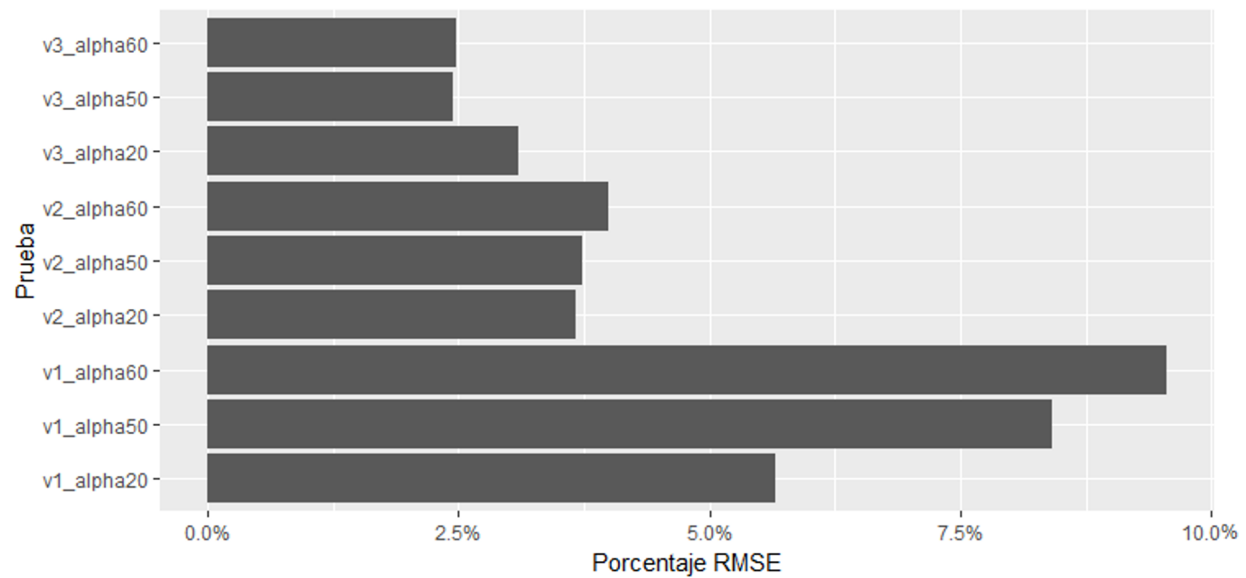


Figura 57: Porcentaje de error RMSE para cada prueba sujeta a validación usando un coeficiente de cortante calculado con el método de Spera-Richards.

predicción. Por ejemplo, mientras los resultados de la prueba **v1_alpha60** tienen un error del 12.5 %, la prueba **v1_alpha20** presenta una calidad de ajuste del 5.6 %, tendencia que se conserva para los grupos v1, v2 pero no para v3. Finalmente, puede observarse que el mejor resultado

2.3 Validación de Modelos: Comparación de la Ley Logarí

obtenido tiene un error del 2.5 %, lo cual muestra un desempeño muy similar a los métodos de extrapolación anteriores. Teniendo en cuenta la complejidad del método, el uso de esta estrategia no es recomendada ya que la sofisticación añadida no se refleja en una calidad de ajuste mayor.

La última formulación revisada es la correlación de Counihan, que utiliza una regla empírica para asociar el coeficiente de cortante α con un polinomio que basado en el logaritmo en base 10 de la rugosidad superficial z_{rug} :

$$\alpha = 0.24 + 0.096 \log(z_{rug}) + 0.016[\log(z_{rug})]^2 \quad (42)$$

En la Figura 58 se muestran los resultados de las pruebas, que corresponden a un solo coeficiente de cortante calculado y extrapolaciones de velocidad usando tres niveles de referencia. Se puede observar que, como en el anterior método, los errores disminuyen cuando la velocidad de referencia a extrapolar corresponde al nivel superior de medición. Adicionalmente, puede observarse que el mejor resultado obtenido tiene un error del 3.0 %, lo cual muestra un desempeño muy similar a los métodos de extrapolación anteriores. Teniendo en cuenta la complejidad del método, el uso de esta estrategia no es recomendada ya que la sofisticación añadida no se refleja en una calidad de ajuste mayor.

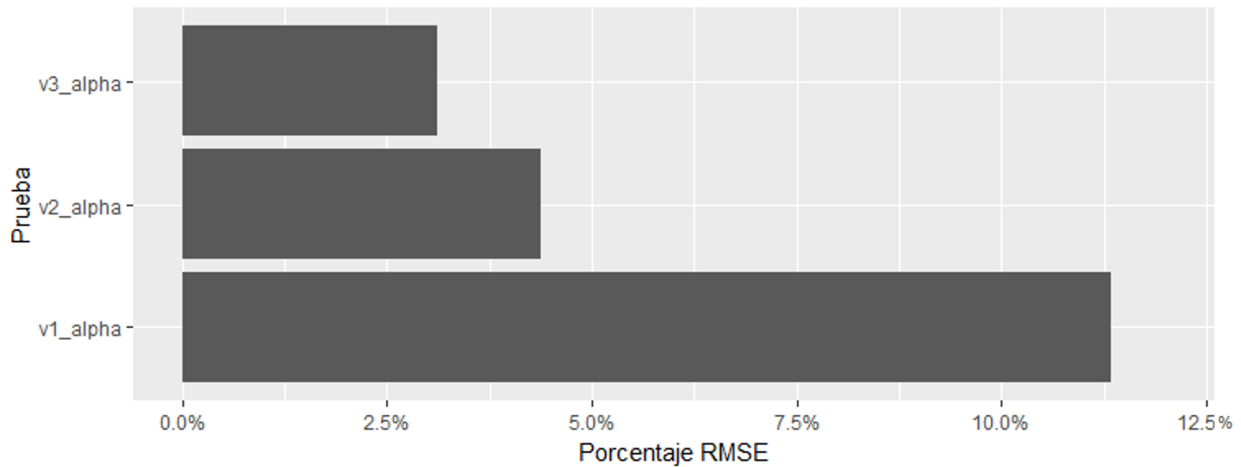


Figura 58: Porcentaje de error RMSE para cada prueba sujeta a validación usando un coeficiente de cortante calculado con el método de Counihan.

Conclusiones de la Validación

A partir de los ejercicios de validación, se encontró que los las leyes de potencia y logarítmica tienen desempeños bastante similares, lo cual se ajusta a los resultados reportados en la literatura recopilados en la sección 4.3.1. Sin embargo, se encontró que el método de extrapolación por altura predilecto es la ley de potencias debido a su simplicidad, robustez y capacidad para representar las características que afectan el cortante del viento (terreno, estabilidad atmosférica y variaciones diarias y estacionales).

Dentro de la Ley de Potencias, se encontró que el uso de métodos basados en velocidades de viento en sitio son los más apropiados, ya sea utilizando dos alturas o tres alturas de medición como referencia. En el caso de utilizar dos alturas de medición, los niveles de referencia deben corresponder a las alturas de medición inferior y superior. Adicionalmente, la correlación basada en altura y velocidad de Justus-Mikhail mostró buena calidad en la extrapolación de velocidades

2.3 Validación de Modelos: Comparación de la Ley Logarítmica

y robustez en su ejecución. Aunque se ha encontrado que el método presenta menores errores si se usa el nivel inferior de medición como referencia, se recomienda evaluar α con este método para cada altura de medición y revisar su variabilidad. Los métodos de cálculo de α a partir de la rugosidad superficial z_{rug} obtuvieron resultados de calidad similar que los anteriores; dado que estos métodos son más complejos y no ofrecen calidades de ajuste superiores, no se sugiere su uso.

Finalmente, el cortante del viento tiene variaciones temporales diurnas y mensuales significativas, razón por la que realizar una extrapolación por altura con un coeficiente de cortante α promedio no es apropiada. Adicionalmente, con el objetivo de reducir la incertidumbre en la extrapolación de velocidad horizontal hasta la altura del cubo, se deben utilizar las mediciones del nivel superior como velocidad de referencia.

3. Modificaciones de la Ley Logarítmica

3.1. Modificación por la Altura de Desplazamiento

El perfil logarítmico se traslada cuando el viento transita sobre un conjunto de elementos rugosos bastante cercanos entre sí, como en bosques densos y zonas urbanas con edificios y obstáculos compactos. Este conjunto denso se comporta como una sola entidad, causando que el perfil se comporte de la misma forma logarítmica pero nivelado a una distancia superior, denominada altura de desplazamiento d , el cual se puede tener en cuenta simplemente al agregar este parámetro en el argumento de la ecuación (1), como se muestra en la siguiente ecuación [23]:

$$u(z) = \frac{u_*}{\kappa} \ln \left(\frac{z - d}{z_0} \right) \quad (43)$$

La existencia de una altura de desplazamiento implica que la altura del cubo de la turbina eólica se acorta dado que el cero del perfil de velocidad se eleva, por lo que este parámetro debe ser considerado para evitar falsas sobre-estimaciones en la producción de energía. Existen correlaciones simples para estimar este parámetro partiendo de la altura del conjunto de elementos rugosos z_h : para doseles arbóreos densos, d es igual a $0.7z_h$, mientras que para conjuntos urbanos d es muy cercano z_h . En algunos casos, la altura desplazamiento puede ser incluida dentro de la longitud de rugosidad aerodinámica z_0 como una alteración del terreno o de los obstáculos. Se recomienda la revisión de la referencia de Macdonald et al [71], el cual tiene estrategias para estimar d o para incluirlo en el cálculo de z_0 .

3.2. Modificación de Monin-Obukhov

Como se presentó en la Sección 2, la estabilidad atmosférica altera la estructura de la capa límite atmosférica y el comportamiento de la turbulencia, lo cual genera alteraciones en el perfil de velocidades, situación ejemplificada en los esquemas de la Figura 3. Mientras que para una atmósfera neutral, la ley logarítmica básica modelada en la ecuación (1) representa correctamente el comportamiento del cortante del viento, se necesita un modelo adicional que tenga en cuenta los casos de estabilidad estables e inestables. La teoría de similaridad de Monin-Obukhov presenta una corrección a la ley logarítmica mediante la inclusión de una función de estabilidad Ψ_m [23]:

$$u(z) = \frac{u_*}{\kappa} \ln \left(\frac{z}{z_0} \right) + \Psi_m(\xi) \quad (44)$$

En esta modificación, Ψ_m está en función del parámetro de estabilidad ξ , el cual es usado para caracterizar las influencias relativas de las fuerzas de flotación y las fuerzas cortantes mecánicas. Se define como $\xi = z/L$, donde z es la altura sobre la superficie y L representa la longitud de Monin-Obukhov la cual es igual a [72]:

$$L = \frac{\overline{\theta_v} u_*^3}{\kappa g \overline{\theta'_v w'}} \quad (45)$$

Donde g es la aceleración de la gravedad, $\overline{\theta_v}$ es la temperatura potencial²⁹ promedio y $\overline{\theta'_v w'}$ es el flujo de calor promedio medido en la superficie. Existen diversos métodos de medición para

²⁹La temperatura potencial es una variable termodinámica que representa la temperatura que una parcela de aire seco a una presión y temperatura determinada tendría si fuera comprimida o expandida adiabáticamente hasta una presión de referencia.

3.3 Modelo de Monin-Obukhov Extendida

estimar L : una forma de calcular este parámetro es con el uso de mediciones de temperatura a dos alturas diferentes de la torre meteorológica, a partir del cual se puede calcular el gradiente de temperatura y el consecuente flujo de calor de la superficie [23] [56]. Otros métodos incluyen la medición de covarianza de turbulencia³⁰ o aproximaciones usando el gradiente del número de Richardson que son aplicadas y discutidas en la referencia [65].

Por definición, L suele ser negativo durante el día porque el flujo de calor sobre el terreno es positivo (el calor fluye hacia arriba), positivo durante la noche dado que el flujo de calor es negativo y tiende a infinito durante el amanecer y el ocaso debido a que el flujo de calor es nulo. En consecuencia, el parámetro de estabilidad ξ es negativo para estratificación inestable, positivo para atmósfera estable y es igual a cero para estratificación neutral.

Una vez se tiene definido el parámetro de estabilidad, se puede hallar la función de estabilidad Ψ_m la cual variará según las condiciones atmosféricas. Una atmósfera neutral tiene un $\Psi_m = 0$ que equivale a la ley logarítmica básica, mientras que para las atmósferas estables e inestables se tienen las siguientes ecuaciones [59]:

$$\Psi_m(\xi) = -4.7\xi \quad (46)$$

$$\Psi_m(\xi) = 2 \ln(1 + X/2) + \ln(1 + X^2/2) - 2 \arctan(X) + \pi/2 \quad ; \quad X = [1 - 15\xi]^{1/4} \quad (47)$$

3.3. Modelo de Monin-Obukhov Extendida

La teoría de similaridad de Monin-Obukhov para la ley logarítmica y la ley de potencias tienen estricta validez para la capa superficial de la atmósfera terrestre, que se extiende hasta unos 100 metros. En el resto de la CLA (90 % de la altura total), se tiene la denominada capa de Ekman en la cual la fuerza de Coriolis empieza a jugar un papel importante en el flujo de viento, debido a que induce cambios de dirección en el viento y reduce fuertemente el cortante de viento respecto a la altura. Las turbinas eólicas actuales tienen alturas de cubo que pueden llegar hasta esta parte de la capa límite, por lo que una extensión de la ley logarítmica puede ser deseable. En esta modificación se genera un ajuste entre las diferentes sub-capas de la CLA como se muestra en la siguiente ecuación [73]:

$$u(z) = \frac{u_*}{\kappa} \left(\ln \frac{z}{z_0} + \Psi_m(\xi) + \frac{z}{L_{MBL}} + \frac{z}{z_i} \frac{z}{2L_{MBL}} \right) \quad (48)$$

Donde L_{MBL} es la longitud de escala de la capa límite media afectada por la fuerza de Coriolis y z_i es su altura. Si bien esta modificación ha mostrado gran calidad para la predicción de atmósferas especialmente inestables, es altamente sofisticada debido al uso de numerosos parámetros para el cálculo de L_{MBL} y para estimación del efecto de la fuerza de Coriolis. Sin embargo, si hay interés en aplicar esta modificación para extrapolación de velocidad por altura, se sugiere la revisión de la referencia [65], la cual presenta una evaluación, cálculo y validación de este método.

4. Consideraciones para la Capa Límite Interna

Este fenómeno es resultado de cambios abruptos en la rugosidad superficial del terreno como se muestra en la Figura 59. En el esquema se muestra el cambio del perfil de velocidades cuando el viento se desplaza desde una superficie de baja rugosidad a uno de alta rugosidad (caso típico de una línea costera, el flujo pasa del mar hacia el suelo). Cuando el viento empieza a cruzar la

³⁰Término del inglés para "eddy covariance"

línea costera, el viento empieza a deformarse cerca a la superficie, pero permanece inalterado más arriba en la atmósfera conservando el perfil original. A medida que el viento ingresa en la nueva región, la fricción de la superficie afecta a una altura cada vez mayor de la atmósfera generando un perfil con nueva rugosidad. Dado que sigue existiendo una parte superior con el perfil original, se forma una capa de transición entre esta capa y la capa inferior que tiene la nueva rugosidad cuyo perfil de velocidades tendrá características combinadas de ambas rugosidades.

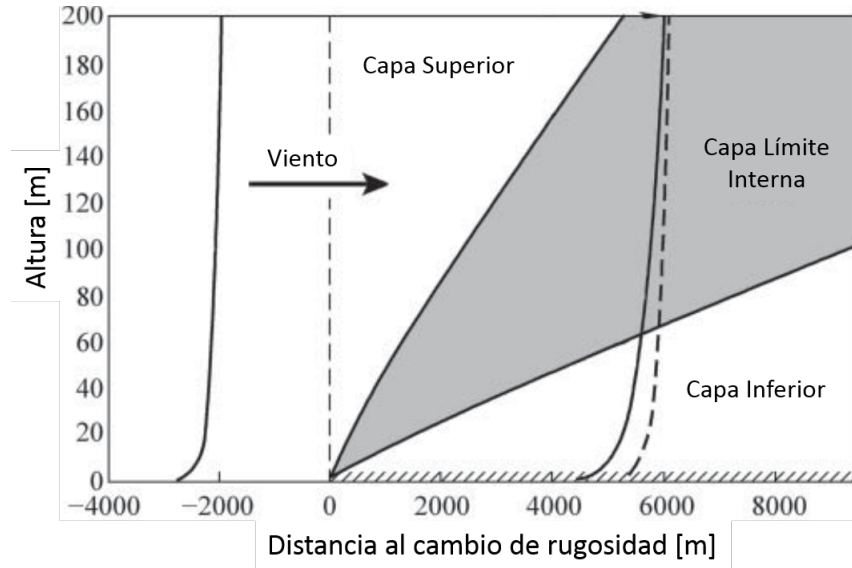


Figura 59: Esquema del cambio de un perfil de viento al pasar a través de una línea costera que separa dos superficies con diferentes rugosidades. Adaptado de [23]

La predicción de la altura de la capa límite interna es esencial para conocer qué rugosidad aplicar en el perfil logarítmico a una altura determinada. El modelo de cambio de rugosidad de Sempreviva [74] simplifica el problema estableciendo una altura h para la CLI, de modo que si la altura a analizar es mayor ($z > h$), el perfil logarítmico utiliza la rugosidad aguas-arriba de la línea de cambio de rugosidad z_{01} , en el caso contrario ($z < h$) se utiliza la rugosidad aguas-abajo z_{02} . De esta forma, si la altura del cubo de una turbina eólica es más alta que h (como se muestra en la turbina A de la Figura 60), no se debe considerar el cambio de rugosidad, de otro modo deben considerarse los cambios en el perfil cortante (turbina B). La siguiente ecuación utiliza la distancia respecto a la línea de cambio de rugosidad x :

$$\frac{h}{z'_0} \ln \left(\frac{h}{z'_0} - 1 \right) = 0.9 \frac{x}{z'_0} \quad ; \quad z'_0 = \max(z_{01}, z_{02}) \quad (49)$$

5. Métodos Morfométricos para la Estimación de z_0

Como se estableció en la Sección 3.1.1., este tipo de métodos solo deben ser utilizados como complemento de los métodos micro-meteorológicos y nunca como reemplazo de estos últimos, lo cual implica que las estimaciones de z_0 resultantes de los modelos descritos a continuación deben ser validados con mediciones in situ. El uso de los siguientes métodos puede estar motivado por el desarrollo de una caracterización de la rugosidad en terrenos altamente heterogéneos.

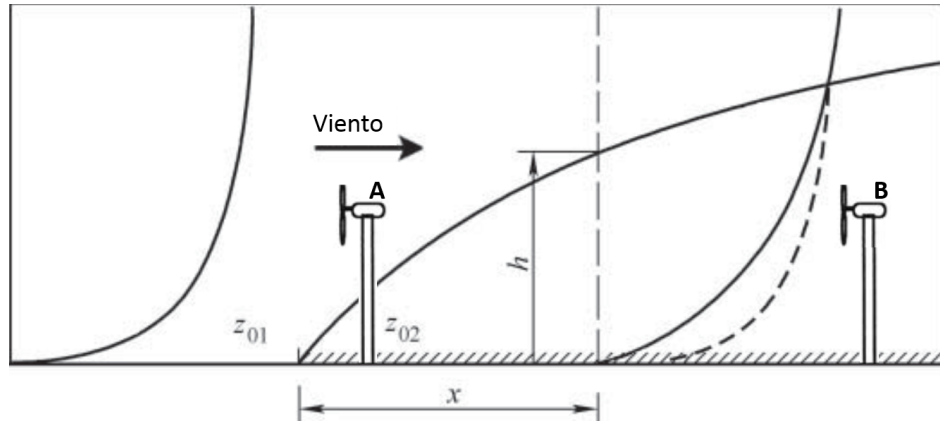


Figura 60: Escenario idealizado del perfil de viento antes y después del cambio de rugosidad, con dos posibles ubicaciones (A y B) de las turbinas eólicas. Adaptado de [23]

La rugosidad aerodinámica está influenciada por la altura, geometría, densidad y patrones de los elementos de rugosidad tales como la vegetación y características micro y macro topográficas. Partiendo de este hecho, varios investigadores han desarrollado relaciones empíricas que calculan z_0 a partir de las características cuantificables de los elementos rugosos del terreno con diversos niveles de complejidad como puede revisarse en las referencias [54], [75] y [76]. Los más utilizados son listados y brevemente descritos a continuación.

Correlación Simple de Garratt Esta es la regla más simple y utiliza la altura promedio de los elementos de rugosidad h_c del sitio. Se define a partir de la fórmula $z_0 = 0.1h_c$, donde la constante 0.1 fue obtenida de un promedio para varias condiciones de superficie en varios escenarios atmosféricos y de túnel de viento [77]. Este método es utilizado como primera aproximación en el cálculo de la rugosidad aerodinámica dada su gran simpleza.

Correlación de Lettau (1969) Este modelo permite hallar la rugosidad aerodinámica local para una zona con una distribución de obstáculos o vegetación específica, utilizando la altura del elemento rugoso h , su área transversal de barlovento S y el área superficial horizontal que ocupa el conjunto de elementos A . Para el cálculo de S es importante tener en cuenta la porosidad de los elementos de rugosidad, principalmente vegetación. Finalmente, la ecuación presentada a continuación da estimados razonables de z_0 cuando los elementos tienen una distribución uniforme y están espaciados (A es mucho más grande que S); sin embargo, el modelo falla al predecir conjuntos rugosos altamente densos [78]:

$$z_0 = 0.5 \frac{hS}{A} \quad (50)$$

Modelo de Kondo & Yamazawa (1986) La correlación planteada en la referencia [79] es una actualización del modelo de Lettau y permite calcular la rugosidad aerodinámica para un terreno heterogéneo, con vegetación y obstáculos de diferentes formas y tamaños. En este caso, se utiliza la altura del i -ésimo elemento rugoso h_i , su área transversal de barlovento S_i y el área superficial horizontal de todos los elementos rugosos S_T . Este método ha mostrado ser válido para

la estimación de rugosidad aerodinámica en el rango $0.4m < z_0 < 2.5m$:

$$z_0 = \frac{0.25}{S_T} \sum_{n=1}^n h_i S_i \quad (51)$$

Modelo de Menenti & Ritchie (1994) Este método consiste en un modelo empírico que calcula z_0 basado en las alturas h de una cantidad N de tipos de elementos rugosos, usando además datos estadísticos como la media de las alturas $\bar{h}$ y la desviación del i -ésimo conjunto de obstáculos $\sigma_{h,i}$. Este modelo ha mostrado tener gran validez para la predicción de la rugosidad en doseles arbóreos y en general zonas con vegetación dispersa, sin embargo, el hecho de que solo se tenga en cuenta la altura para el modelo puede llevar a errores de estimación dado que no tiene en cuenta la densidad y extensión en área horizontal de los elementos [80]:

$$z_0 = \frac{1}{N} \sum_{n=1}^n \left[\frac{\sigma_{h,i}}{h_i} \right] * \bar{h} \quad (52)$$

Modelo de Macdonald (1998) En este modelo se realiza una mejora a la correlación de Lettau para tener en cuenta la disminución no lineal de z_0 en regiones con alta densidad de elementos rugosos y también los coeficientes de arrastre causados por las diferentes formas y configuraciones de los obstáculos. Este método permite estimar la rugosidad aerodinámica en terrenos heterogéneos y regiones urbanas altamente densas al tener en cuenta, además de los anteriores factores, la altura de desplazamiento d de la capa límite atmosférica. Dado que este es un modelo complejo que tiene en cuenta numerosos factores de entrada para la estimación de la rugosidad, por lo que se recomienda su uso en el caso de necesitarse un cálculo preciso de z_0 en terrenos bastantes complejos. Las ecuaciones gobernantes de este modelo y la definición de los parámetros usados se pueden consultar con detalle en la referencia [71].

Modelo de Bastianseen (1998) Esta correlación estima la longitud de rugosidad aerodinámica en base al índice de vegetación de diferencia normalizada (NDVI por sus siglas en inglés), parámetro que evalúa la calidad, cantidad y desarrollo de la vegetación con base a la medición, por medio de sensores remotos instalados comúnmente en satélites, de la intensidad de la radiación que la vegetación emite o refleja. La ecuación derivada por Bastiaanssen [81]:

$$z_0 = \exp(c_1 + c_2 NDVI) \quad ; \quad NDVI = \frac{NIR - VIR}{NIR + VIR} \quad (53)$$

En estas ecuaciones, c_1 y c_2 son coeficientes basados en el área superficial de la vegetación, NIR es la reflectancia de una onda de infrarrojo cercano y VIR la reflectancia de la luz roja visible. Esta ecuación permite la medición de grandes áreas y puede establecer la longitud de rugosidad a nivel regional, sin embargo, tiene limitaciones para algunos tipos de vegetación y es sensible a la fenología de las plantas analizadas.

Modelo de Choudhury & Monteith (1988) Este método utiliza una compleja correlación entre la altura de los elementos de rugosidad y el índice de área foliar (LAI por sus siglas en inglés) para calcular la longitud de rugosidad aerodinámica. El uso del parámetro LAI, una cantidad adimensional que caracteriza los doseles arbóreos y se define como la cantidad de área foliar por unidad de área de superficie de tierra, permite incluir la altitud de desplazamiento

para conjuntos densos. Aunque el modelo tiene limitaciones para algunos tipos de vegetación y es sensible a la fenología de las plantas analizadas, permite la medición de grandes áreas, puede establecer la longitud de rugosidad a nivel regional y es ampliamente aplicable a un amplio rango de problemas en meteorología agrícola e hidrología [82].

Modelo de Charnock para Rugosidad Marítima En el caso del cálculo de z_0 en el mar se debe tener en cuenta que aunque estas superficies son mucho menos rugosas y son dependientes de la dinámica de las olas y generan cambios importantes en la turbulencia del viento, por lo que un modelo adicional para esta situación debe ser implementada. Una función empírica ampliamente usada y aceptada por la industria es el modelo de Charnock, quien propone una relación entre la longitud de rugosidad y la producción de cortante por turbulencia [23]:

$$z_0 = \alpha \frac{u_*^2}{g} \quad (54)$$

Donde u_* es la velocidad de fricción, g la aceleración de la gravedad y α es el parámetro de Charnock cuyo valor varía según diversos criterios. Mientras Zhang referencia que esta constante puede variar entre 0.01 para mar abierto y 0.04 para condiciones cercanas a costas [23], el estándar IEC 61400-3 (2006) asume $\alpha = 0.011$ para condiciones fuera de costa en general [83], del mismo modo que la Organización Meteorológica Mundial (WMO) establece un valor de $\alpha = 0.014$ [3]. Dado que este modelo y la ecuación de la ley logarítmica utilizan la velocidad de fricción u_* , se requiere usar las mediciones in situ a una altura para iterar una solución de este parámetro.

6. Correlaciones Basadas en Altura, Velocidad y Rugosidad Superficial

Los modelos descritos en esta sección resuelven el coeficiente de cortante del viento usando relaciones empíricas basadas en una altura y velocidad de referencia. El primero de los modelos ampliamente usados en la industria es el método de Justus-Mikhail y es presentado por Manwell [14], donde se utiliza una velocidad u_{ref} a una altura de referencia z_{ref} :

$$\alpha = \frac{0.37 - 0.088 \ln(u_{ref})}{1 - 0.088 \ln(z_{ref}/10)} \quad (55)$$

Otros modelos pueden utilizar incluir la rugosidad aerodinámica para el cálculo del coeficiente cortante del viento, en cuyo caso se debe usar adicionalmente alguno de los métodos mencionados en la sección 3.1.2. La primera correlación entre α y z_0 se obtiene igualando la ley logarítmica básica y la ley de potencias para luego despejar la constante de Hellman [59]:

$$\frac{u(z)}{u(z_r)} = \left(\frac{z}{z_r}\right)^\alpha = \frac{\ln(z/z_0)}{\ln(z_r/z_0)} \Rightarrow \alpha = \frac{\ln\left(\frac{\ln(z/z_0)}{\ln(z_r/z_0)}\right)}{\ln(z/z_r)} \quad (56)$$

Algunas correlaciones tienen formulaciones más simples que la anterior o tienen la capacidad de capturar fenómenos adicionales como la estabilidad atmosférica. Un ejemplo del primer caso es el método de Spera y Richards [14], el cual fue derivado a partir de un conjunto de observaciones sobre diferentes ubicaciones en los Estados Unidos para el diseño de turbinas eólicas HAWT de gran escala por parte de la NASA:

$$\alpha = \left(\frac{z_0}{z_r}\right)^{0.2} [1 - 0.55 \ln(u(z_r))] \quad (57)$$

En contraposición, la formulación propuesta por Smedman y Hogstrom [84] tiene en cuenta tanto la rugosidad del terreno como la estabilidad atmosférica mediante relaciones empíricas. La ecuación (58) contiene tres constantes (c_0 , c_1 y c_2) las cuales están relacionadas a la estabilidad atmosférica y se pueden consultar en la referencia original. Otros métodos similares pueden ser consultados en la referencia de Khalfa et al. [66].

$$\alpha = c_0 + c_1 \ln(z_0) + c_2 [\ln(z_0)]^2 \quad (58)$$

Finalmente, existe una correlación semi-empírica basada en la teoría de similaridad de Monin-Obukhov desarrollada por Panofsky y Dutton y que tiene en cuenta la rugosidad y la estabilidad atmosférica con mayor rigor teórico que en los anteriores casos [59]. En este caso, el coeficiente de cortante del viento se estima con la siguiente formulación:

$$\alpha = \frac{\Phi_m(\bar{z}/L)}{\ln(\bar{z}/z_0) - \Psi_m(\bar{z}/L)} \quad (59)$$

Donde $\bar{z} = (h_1 * h_2)^{0.5}$ es la altura media geométrica para dos alturas de observación, Ψ_m es la función de estabilidad (ya definida en la sección 3.1.1.2) y Φ_m es un parámetro de escala que se define como: $\Phi_m(\bar{z}/L) = 1 + 4.7(\bar{z}/L)$ para condiciones estables, $\Phi_m(\bar{z}/L) = 1$ en atmósfera neutral y $\Phi_m(\bar{z}/L) = 1 + 4.7(\bar{z}/L)$ y $\Phi_m(\bar{z}/L) = [1 - 15(\bar{z}/L)]^{-1/4}$. Ejemplos de aplicación de esta metodología se pueden revisar en las referencias [59] y [67].

ANEXO 4. Documento soporte Protocolo 4

Introducción

El interés en aplicar una metodología de extrapolación temporal o "hindcast" está asociado a la necesidad de establecer el comportamiento de largo plazo del recurso bajo evaluación (≥ 10 años), y por consiguiente su capacidad de generación energética. Para el caso de velocidad de viento y demás variables asociadas a la producción de energía eólica, la industria utiliza en la mayoría de los casos dos familias de metodologías: 1. Estadísticas y de análisis de datos encabezadas por los modelos MCP, (por sus siglas en inglés, Measure Correlate Predict) [85], y 2. Modelos físicos más complejos basados en NWP (por sus siglas en inglés, Numerical Weather Prediction), caso específico de WAsP.

Los primeros modelos MCP se propusieron alrededor de 1940 y estuvieron especialmente dirigidos a la estimación de velocidad de viento promedio de largo plazo para una locación determinada. Este tipo de metodologías se popularizó en los 90s con una gran aparición de métodos tan simples o complejos como requiera la aplicación de la información generada. A partir de los modelos más básicos se han hecho modificaciones y aportes para mejorar su operación, i.e. uso de varias fuentes de información, diferentes formas de estimar la dirección de viento, estimaciones independientes de velocidad y dirección, generación sintética de datos y un gran número de aproximaciones estadísticas. Las publicaciones más recientes hacen uso de modelos de aprendizaje de máquina, redes neuronales e inteligencia de datos, entre otros, aunque con buenos resultados estos no son comúnmente usados en la industria eólica.

1. Descripción algoritmos MCP

Los modelos MCP utilizan información medida en sitio e información secundaria para establecer el comportamiento histórico de ciertas variables, la figura 61 muestra el detalle de las variables de entrada y ejemplifica los resultados obtenidos a partir de este tipo de modelos. Su correcta aplicación requiere información de corto plazo medida en sitio e información de largo plazo correspondiente a la fuente secundaria seleccionada (> 10 años). Es importante asegurar que la información de largo plazo tenga un periodo común con la información de corto plazo medida en sitio por al menos un año. En adelante al hacer referencia a la información de corto y largo plazo se utilizarán las siglas *CP* y *LP*, respectivamente. En cuanto a la información de referencia o secundaria se utilizará el subíndice *r*, **asociado a referencia**, mientras que para la información asociada al punto de medición se utilizará el subíndice *o*, **asociado a objetivo**.

La aplicación de este tipo de modelos se basa en cuatro grandes supuestos:

1. la información de CP medida en sitio fue adquirida siguiendo procedimientos de calidad y no está afectada por obstáculos cercanos capaces de distorsionar la relación entre series de datos.
2. la ubicación de la torre así como las alturas de medición no deben sufrir cambios durante el periodo de medición establecido.

- la altura a la que se miden los datos en sitio y la altura de la información de referencia deberán ser tan similares como sea posible.
- una vez verificadas las anteriores restricciones, las dos series CP (medidas en sitio y fuente secundaria) deberán presentar el mismo clima eólico. Comprobado a través de la correlación existente entre ambas series de tiempo.

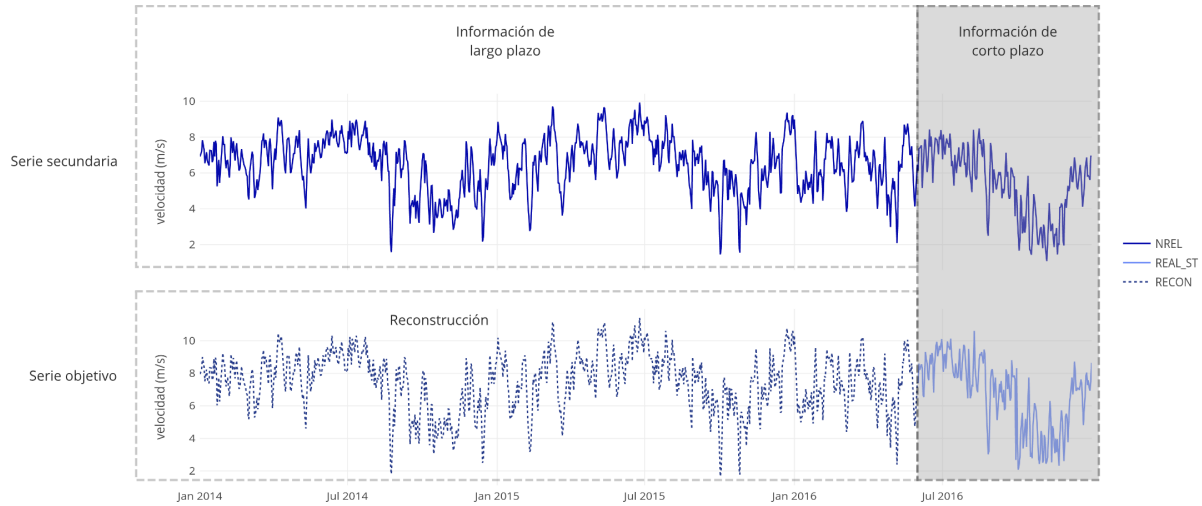


Figura 61: Variables de entrada modelo MCP

Como se mencionó anteriormente existe una gran variedad de metodologías y algoritmos MCP. Algunos muy simples que buscan estimar valores de velocidad promedio anual y que en general establecen simples proporciones entre las series utilizadas; hasta aquellos con metodologías de ajuste complejas como modelos autorregresivos optimizados a través de métodos numéricos. La selección del algoritmo depende de la aplicación específica de la información pronosticada o reconstruida y el grado de confiabilidad requerido.

Para la evaluación energética de parques eólicos, la industria eólica en su mayoría utiliza modelos basados en regresiones lineales de primer orden. Diferentes variaciones esta familia de modelos están disponibles en paquetes comerciales como WindPro o Windographer.

El modelo de parque utilizado en la estimación de generación energética mensual durante un periodo igual a 10 años, asume la disponibilidad de velocidad y dirección de viento para el mismo punto o dos puntos cercanos entre ellos (al menos 10 km) y entrega series de velocidad y dirección de viento estimadas de forma conjunta durante el periodo histórico disponible. La resolución de la información podrá ser cada 10 minutos u horaria dependiendo de la base de datos utilizada para la extrapolación temporal. La metodología básica de los modelos MCP se presenta en la figura 62. En esta se asume que la información de entrada es adecuada para el propósito del ajuste. Únicamente es necesario implementar una técnica de extrapolación por altura para asegurar que los datos medidos en sitio y la información de referencia se encuentran a la misma altura. De acuerdo con Probst y Cárdenas citados en [86], esto disminuye el error asociado a la estimación

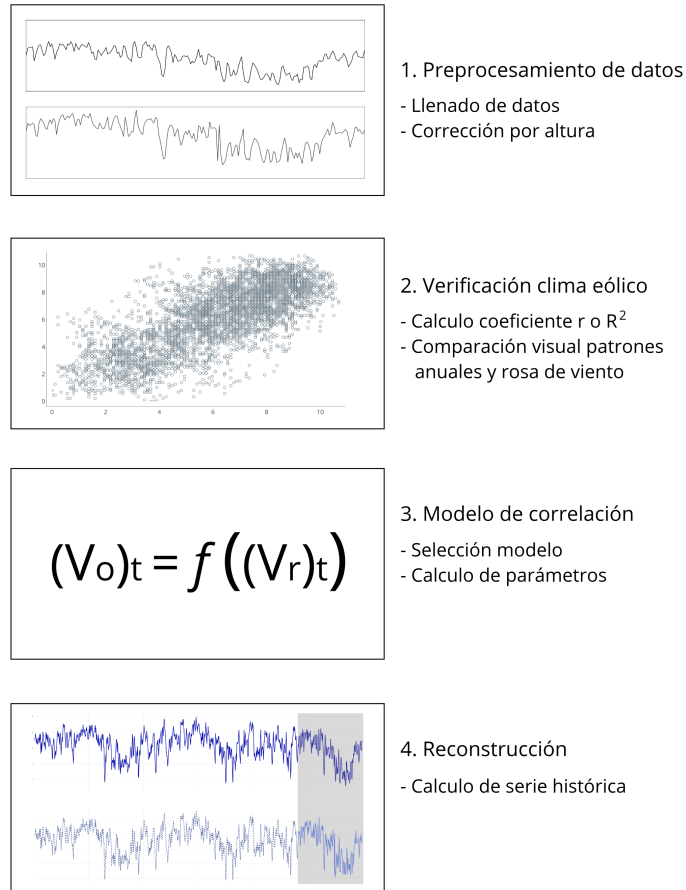


Figura 62: Diagrama de bloques modelos MCP

de largo plazo. A manera de ejemplo si la velocidad medida en sitio se encuentra a una altura de 40 m y la velocidad de referencia a 10 m se debe aplicar una técnica de extrapolación por altura para la serie de 10 m. Los pormenores del cálculo de parámetros para la correcta aplicación de esas técnicas se detallan en el protocolo número 3 de esta serie de entregables. También se considera el caso en el que la serie de referencia pueda ser obtenida a alturas mayores, escenario en el que se debe seleccionar la altura más cercana posible a la altura de medición y ejecutar un modelo de extrapolación para igualar la altura de referencia de ambas series de datos.

El siguiente paso en la figura 62 es establecer la correlación entre series para el periodo común disponible. Esto se realiza aplicando la ecuación 62 a la serie de datos o calculando el coeficiente de Pearson con un paquete comercial y verificando que este sea superior a 0.83.

Una vez establecida la existencia de correlación entre las series, se realiza el ajuste del modelo de correlación, tercer paso mostrado en la figura 62. En la literatura se han propuesto gran variedad de modelos de correlación entre la variable independiente (serie de referencia V_r^{LP}) y la variable dependiente (serie objetivo V_o^{LP}). Los modelos más simples conocidos como métodos de proporción o *Ratio Methods*, suponen que la pareja de series de datos se relacionan a través de un coeficiente tal que logre corregir los errores por desviación. En este grupo se encuentran, por ejemplo:

1.1 Clima eólico y correlación de series

- Método de Putnam 1948, (*Climatological reduction by the method of ratios*) en el que se establece una proporción de medias de la velocidad para la serie de referencia y la serie objetivo según la ecuación 60.
- Método de Corotis 1977, utilizado para estimar la velocidad promedio de largo plazo ($\bar{V}_o^{LP}$). En esta propuesta se adiciona la correlación cruzada de largo plazo r^{LT} según la ecuación 61, los valores S_o^{CP} y S_r^{LP} , son la desviación estándar de la la serie objetivo y serie de referencia.

$$(\bar{V}_t)_o^{LT} = \left[\frac{\bar{V}_o^{ST}}{\bar{V}_r^{ST}} \right] (V_t)_r^{LT} \quad (60)$$

$$(\bar{V}_t)_o^{LT} = \bar{V}_o^{ST} + r^{LT} [\bar{V}_r^{LT} - \bar{V}_r^{ST}] [S_t^{LT} / S_o^{ST}] \quad (61)$$

La última etapa del proceso es predecir el comportamiento de largo plazo en el punto de interés.

Ya sea estimar la velocidad promedio característica o reconstruir el comportamiento histórico punto a punto, interés particular de este documento. El pronóstico punto a punto será entonces el resultado de aplicar el modelo de ajuste (paso anterior) a la serie de largo plazo (≥ 10 años). Esta sección se incluyó en el documento como ejemplo para aquellos lectores que no se encuentran familiarizados con el procedimiento descrito, ya que el propósito de este documento no es realizar una revisión detallada de los modelos conocidos, se recomienda la revisión de la referencia [86].

1.1. Clima eólico y correlación de series

Tres de las cuatro suposiciones mencionadas en la sección ?? se cumplen siguiendo los requerimientos de medición establecidos en el primer entregable asociado a buenas prácticas y requerimientos mínimos de medición. El cuarto y más fuerte supuesto es asegurar que las series de datos representan adecuadamente el clima eólico en el área de interés. Este comportamiento se verifica a través de una buena correlación entre la información de referencia y la información objetivo. Otros tipos de validaciones son útiles para el usuario de esta herramienta, por ejemplo la comparación de los patrones diarios, anuales y las rosas de viento de ambas series de datos. Se espera que estos coincidan entre las diferentes fuentes de información.

Típicamente el nivel de correlación es cuantificado como el Coeficiente de Correlación de Pearson (r), calculado para la pareja de datos durante el periodo común [87, 85, 86]. Es importante resaltar que r es un indicador de la dependencia lineal de las series y no explica en si mismo la correlación física existente. De acuerdo con el manual de usuario de la herramienta MCP de WindPro [87], el nivel de correlación puede ser categorizado según la tabla 21, donde 1 corresponde a variables con correlación positiva total. El limite inferior aceptado para este coeficiente se estableció como 0.83 en la resolución CREG 167 de 2017 y se calcula según la ecuación 1. Este valor es equivalente a la raíz del coeficiente de determinación de una regresión lineal en la que R^2 es igual a 0.7. Este rango de valores se encuentra reportado en la literatura [85, 86].

$$r = \frac{\sum_{i=1}^n [(V_i)_o^{ST} - \bar{V}_o^{ST}] [(V_i)_r^{ST} - \bar{V}_r^{ST}]}{\left\{ \sum_{i=1}^n [(V_i)_o^{ST} - \bar{V}_o^{ST}]^2 \right\}^{1/2} \left\{ \sum_{i=1}^n [(V_i)_r^{ST} - \bar{V}_r^{ST}]^2 \right\}^{1/2}} \quad (62)$$

1.2 Métodos MCP de primer orden

Tabla 21: Categorías de correlación asociadas al coeficiente de Pearson, tabla realizada por los autores con base en la referencia [87]

Valor r	Categoría
0.5 – 0.6	Muy pobre
0.6 – 0.7	Pobre
0.7 – 0.8	Moderado
0.8 – 0.9	Bueno
0.9 – 1	Muy bueno

1.2. Métodos MCP de primer orden

Aunque los modelos de proporción fueron utilizados ampliamente en la industria su aplicación entró en desuso con la aparición de ajustes a través de polinomios de primer orden de la forma $y = \beta x + \alpha$ como se muestra en la figura 63, actualmente disponibles en software comerciales. De acuerdo con la referencia ACarta2013 las aproximaciones más comunes son las regresiones lineales ordinarias (OLR), regresiones ortogonales (OR) y las regresiones por cuantiles (QR). Los valores de β y α son establecidos utilizando métodos como mínimos cuadrados o minimización del estadístico chi-cuadrado X^2 , entre muchas otras variaciones. Uno de los software comerciales más

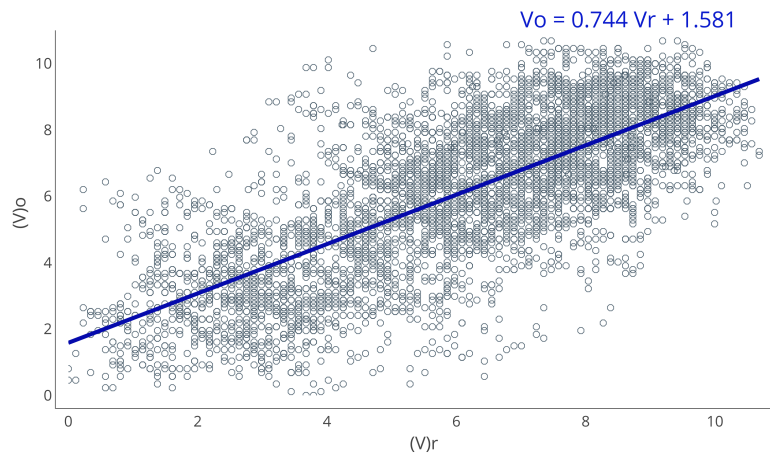


Figura 63: Regresión lineal de la forma $y = \beta x + \alpha$ ajustada a partir de información medida en sitio e información obtenida de ENREL en resolución horaria.

utilizados en la industria eólica es WindoGrapher, éste cuenta con varias aproximaciones para la reconstrucción histórica de información. Se destacan los métodos SpeedSort, DynaSort, Scatter, todos desarrollados por King y Hurley 2005, y el método Variance Ratio propuesto por Rogers 2005.

A diferencia de las aproximaciones a través de regresiones lineales de diversas características el método denominado DynaSort no ajusta la regresión lineal directamente sobre el conjunto de datos seleccionado. La metodología busca reducir la variación de los datos de velocidad de viento ordenados, pensando en el procedimiento para admitir dirección como parte del ajuste. Antes de realizar la regresión correspondiente se realiza un suavizado a través de una media móvil tomando

1.3 Incorporación de dirección

grupos de M datos según la ecuación 63 [referencia 67].

$$(V_{k+1})_o^{CP} = \frac{\sum_{j=i+k}^{M+k} (V_j)_o^{CP}}{M}; (V_{k+1})_r^{CP} = \frac{\sum_{j=i+k}^{M+k} (V_j)_r^{CP}}{M} \quad (63)$$

Por su parte el método de Rogers o proporción de varianzas no ajusta una regresión lineal, este calcula los parámetros α y β según la ecuación 64. En esta aproximación se tiene especial interés en asegurar que la varianza de los datos reconstruidos sea igual a la varianza de la información medida en sitio [88].

$$\sigma^2(\hat{y}) = \sigma^2(\beta x + \alpha) = \sigma^2(\beta x) + \sigma^2(\alpha) = \beta^2 \sigma^2(x) \quad (64a)$$

$$\beta^2 = \frac{\sigma^2(\hat{y})}{\sigma^2(x)} \quad (64b)$$

$$\beta = \frac{\sigma_y}{\sigma_x} \quad (64c)$$

$$\alpha = \left[\mu_y - \frac{\sigma_y}{\sigma_x} \mu_x \right] \quad (64d)$$

1.3. Incorporación de dirección

En línea con la aplicación final de los datos, estimación de generación energética, es necesario que el protocolo de reconstrucción temporal aporte información de dirección de viento, utilizada en la estimación del efecto de estela para las diferentes turbinas que componen el parque.

La mayoría de los modelos que incorporan la dirección de viento en el proceso de reconstrucción, utilizan una clasificación de dos niveles (velocidad y dirección) para la creación de dos matrices, típicamente, de igual tamaño como se muestra en la figura 64 [19, 86]. Este procedimiento de clasificación se realiza para el periodo común entre las series (región sombreada en la figura 61). Las matrices resultantes, una para información de referencia y otra para información objetivo, se presentan como el porcentaje de datos que se clasificaron en la "clase" o "bin" correspondiente. En la tabla 22 se presenta a manera de ejemplo la clasificación de una serie de viento en dos niveles como función de su dirección y el rango de velocidades reportadas. En esta es evidente que la concentración de datos se encuentra en la clase 45° a 100° que incluye la dirección dominante de viento (83°) reportada para los datos del caso de estudio. En esta nivel de dirección se concentra el 88.3 % de los datos de viento, especialmente en los niveles entre $5m/s$ y $9m/s$ como se muestra en la figura 65.

Una vez calculadas las dos matrices descritas, se ejecuta alguna de las metodologías propuestas en las secciones ?? y 1.2, esta vez para cada una de las clases de forma independiente y no para toda la serie de datos. Se tendrán entonces N número de ajustes como combinaciones de niveles se tengan. Para el ejemplo presentado se tienen 8 categorías en el nivel 1 (velocidad) y 6 categorías en el nivel 2 (dirección), el total de ajustes requeridos para este caso es menor o igual a 48. Una buena forma de agrupar la velocidad de viento es establecer el primer bloque de datos entre 0 y la velocidad de arranque de los equipos, $3m/s$ o $4m/s$, y el último bloque entre una velocidad posterior a la nominal y la velocidad de desconexión de los equipos. Los modelos con incorporación de dirección tienen entonces tres factores determinantes en el momento de su aplicación: 1) cantidad y límites de los sectores de dirección utilizados; 2) cantidad y límites de clasificación de velocidad y 3) tipo de ajuste por aplicar en cada uno de los sectores definidos a

1.3 Incorporación de dirección

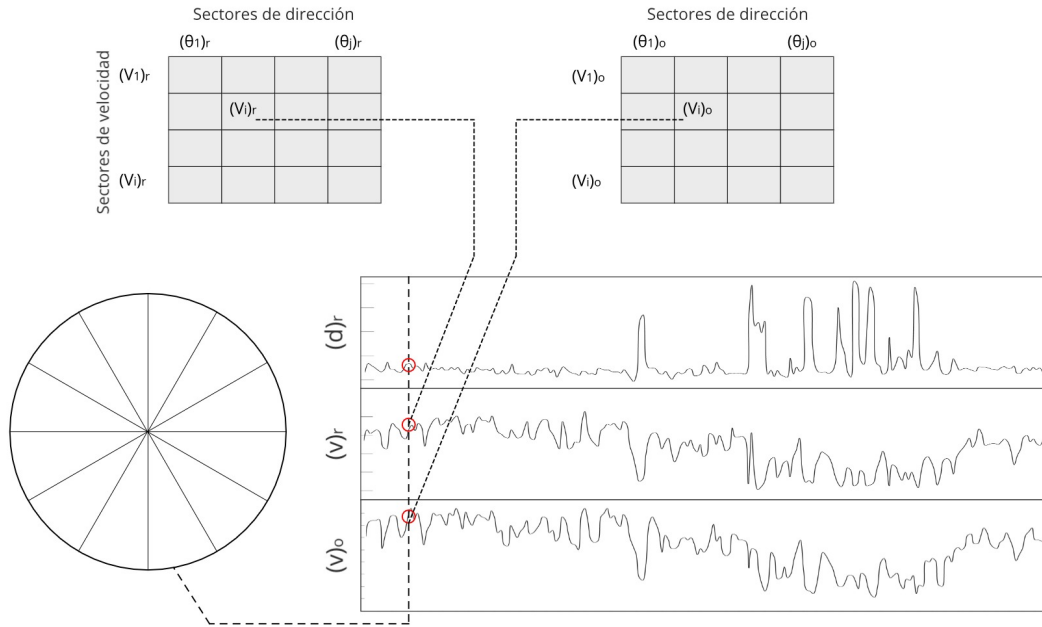


Figura 64: Esquema general para modelos con inclusión de dirección, matrices de igual tamaño y sectores de dirección constantes, figura elaborada por los autores con base en [86]

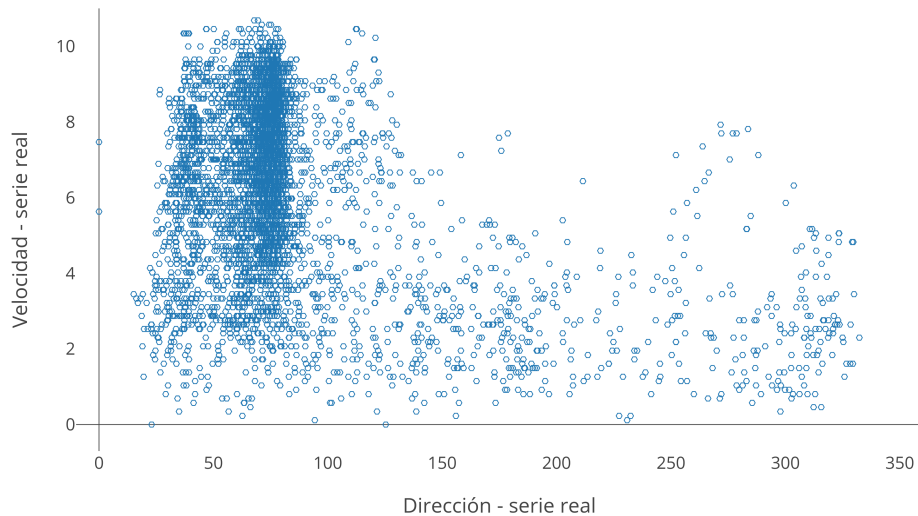


Figura 65: Comparación tendencia de agrupación de datos por dirección y velocidad. Figura elaborada por los autores haciendo uso de información medida en sitio.

través de la clasificación de dos niveles. El procedimiento descrito a continuación está dividido en dos bloques. El primero corresponde al tratamiento de la información de entrada, específicamente llenado de datos (vacíos máximos 5 % del total requerido, no superior a dos semanas continuas)

Tabla 22: Matriz ejemplo para clasificación de dos niveles, desarrollada por los autores

		Dirección (°)					
82cmVelocidad (m/s)	rango	0-50	50-100	100-120	120-160	160-240	240-360
	0 a 3	0.1	5.8	1.8	1.7	1.9	1.0
	3 a 5	0.1	13.5	2.1	0.9	0.0	0.0
	5 a 7	0.1	26.4	0.5	0.0	0.0	0.0
	7 a 9	0.1	31.2	0.0	0.0	0.0	0.0
	9 a 11	0.0	11.4	0.0	0.0	0.0	0.0
	11 a 13	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	13 a 18	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	18 a 25	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

y al calculo de coeficiente de correlación que garantice que el conjunto de series se encuentra sometido al mismo clima eólico. En el segundo bloque se describe le metodología seleccionada.

2. Descripción modelo implementado

Tras la breve revisión de literatura presentada en las secciones anteriores se seleccionó el modelo de Rogers con algunas consideraciones en la selección de los límites de dirección y velocidad de viento. La primera sección del modelo implementado permite al usuario comparar el patrón anual del conjunto de datos, la rosa de vientos y calcular el coeficiente de correlación de Pearson. Los resultados obtenidos se presentan en las figuras 66, 65 y 68. La selección de los límites del

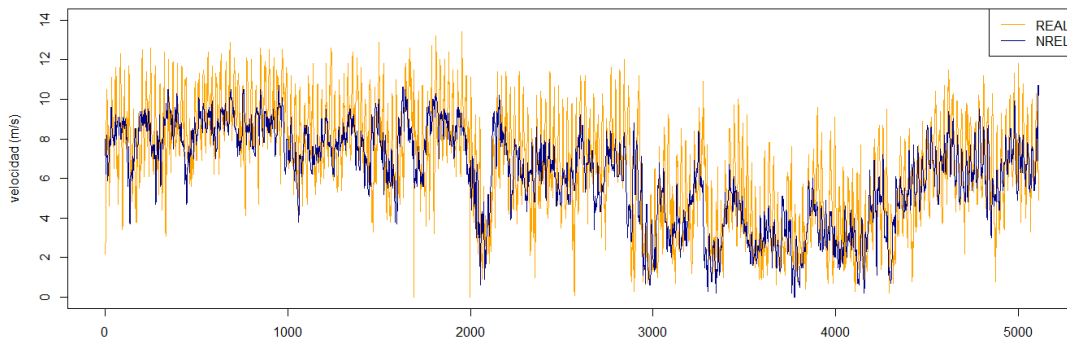


Figura 66: Ejemplo de comparación de series históricas y patrones anuales como parte de la herramienta programada

nivel de dirección se comprobó siguiendo las tres tendencias típicas en la literatura: establecer i) tamaños fijos (i. e. 60° cada uno); ii) sectores con igual cantidad de datos (asociación de cuantiles 10:20:90, para los que el límite inferior es 0 y el límite superior es la velocidad de desconexión de las turbinas) y; iii) sectores de tamaño variable (en este caso de acuerdo con la distribución acumulada de los datos). Se aclara que el ajuste del modelo se realizó aplicando la 64 a cada pareja de datos agrupada.

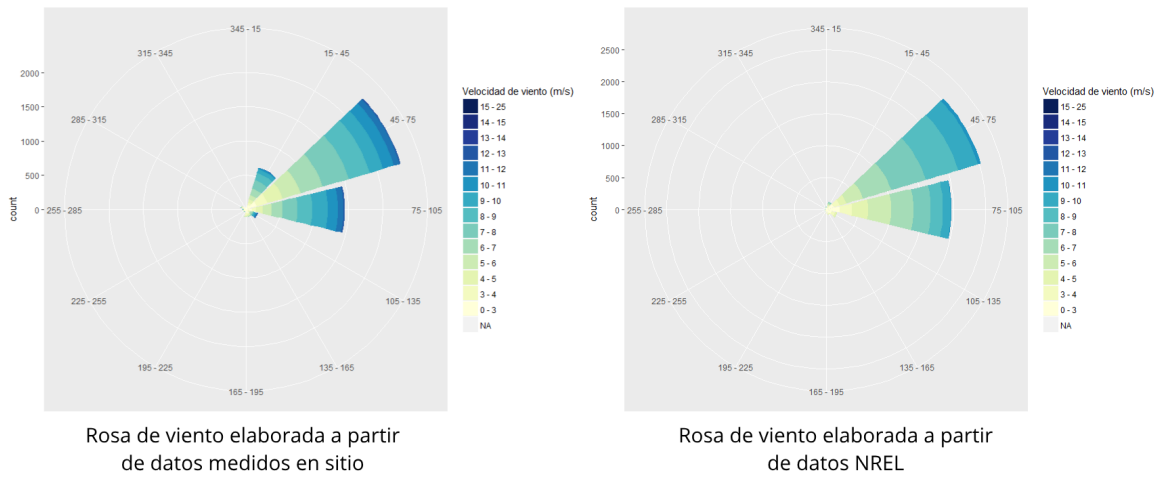


Figura 67: Ejemplo para rosas de viento obtenidas como parte de la herramienta programada

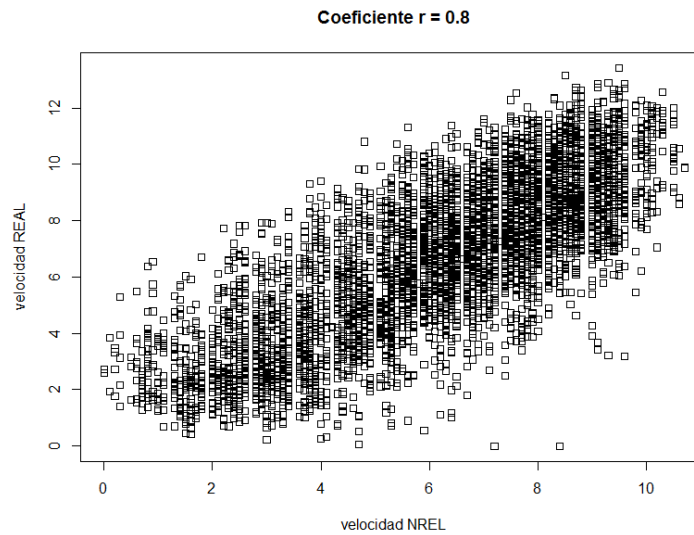


Figura 68: Ejemplo para correlación entre series, se presenta valor r para el conjunto de datos

Se encuentra que todos los tres tipos de ajuste presentan un comportamiento adecuado según los errores reportados en la tabla 23. El ajuste obtenido manteniendo igual cantidad de datos en cada sector reporta el peor comportamiento. Dada la cantidad de información se recomienda utilizar entre 6 y 7 clases por nivel. Finalmente la figura 69 muestra el resultado obtenido con el modelo propuesto.

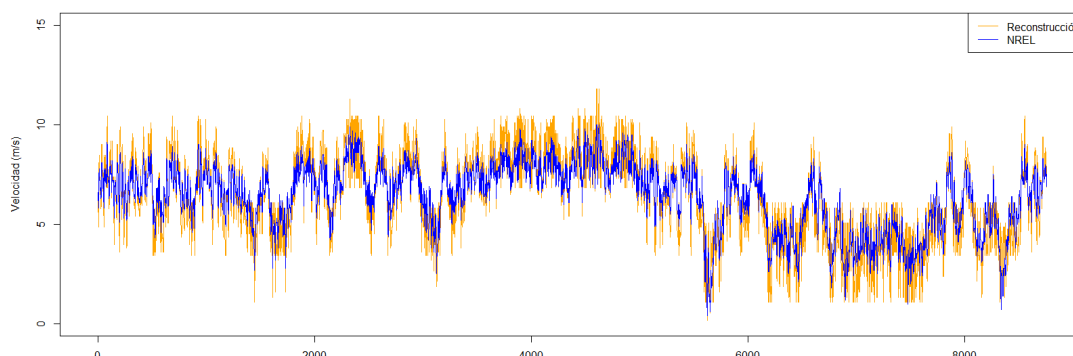


Figura 69: Ejemplo de reconstrucción de información para 2014

Tabla 23: Errores obtenidos bajo tres diferentes criterios de agrupación por dirección

	Dirección variable	Sectores constantes	Igual cantidad de datos
RMSE	2.95 %	2.94 %	3.21 %
Diferencia medias	0.75 %	0.12 %	6.75 %
Ke	1.08 %	0.15 %	4.53 %

Referencias

- [1] CREG, “Resolución 167 de 14 de Noviembre de 2017,” Bogotá, 2017.
- [2] Asian Development Bank, *Guidelines for Wind Resource Assessment : Best Practices for Countries Initiating Wind Development*. Asian Development Bank, 2014. [Online]. Available: <https://www.adb.org/publications/guidelines-wind-resource-assessment-best-practices-countries-initiating-wind-dev>
- [3] WMO, *Guide to Meteorological Instruments and Methods of observation*, ser. WMO. Geneva, Switzerland: WMO, 2014, vol. I & II, no. 8.
- [4] I. E. Commission, “IEC 61400-12-1 Ed.2 Wind energy generation systems - Part 12-1: Power performance measurements of electricity producing wind turbines,” 2017.
- [5] MEASNET, “Evaluation of Site-Specific Wind Conditions - Version 2,” Tech. Rep. April, 2016.
- [6] AWS Truepower, “Wind Resource Assesment Handbook,” Albany, NY, USA, Tech. Rep., oct 2010.
- [7] B. H. Bailey, S. L. McDonald, D. Bernadett, M. Markus, and K. Elsholz, “Wind resource assessment handbook: Fundamentals for conducting a successful monitoring program,” National Renewable Energy Lab., Golden, CO (US); AWS Scientific, Inc., Albany, NY (US), Tech. Rep., 1997.

- [8] A. Davenport, S. Grimmond, T. R. Oke, and J. Wieringa, “Estimating the roughness of cities and sheltered country,” *AMS 12th Conference on Applied Climatology*, no. August, pp. 96–99, 2000.
- [9] IDEAM, “Promedios Climatológicos 1981 -2010,” Bogotá, 2018. [Online]. Available: <http://www.ideam.gov.co/documents/21021/553571/Promedios+Climatol%C3%B3gicos++1981+-+2010.xlsx/f28d0b07-1208-4a46-8ccf-bddd70fb4128>
- [10] —, “Informe Técnico, Boletín No. 364,” Bogotá, 2015. [Online]. Available: http://www.pronosticosyalertas.gov.co/documents/78690/301070/12_IDA_DICIEMBRE_30_2015.pdf/18413b07-7123-42e7-95f3-6f8b92311265?version=1.0
- [11] L. Svenningsen, “Power curve air density correction and other power curve options in windpro,” Aalborg, 2010. [Online]. Available: http://www.emd.dk/files/windpro/WindPRO_Power_Curve_Options.pdf
- [12] D. GL-Energy, “Windfarmer 5.3. theory manual,” *GL Garrad Hassan*, vol. 843, 2014.
- [13] F. Koch, M. Gresch, F. Shewarega, I. Erlich, and U. Bachmann, “Consideration of wind farm wake effect in power system dynamic simulation,” in *2005 IEEE Russia Power Tech*, 2005, pp. 1–7. [Online]. Available: <http://ieeexplore.ieee.org/document/4524572/>
- [14] J. F. Manwell, J. G. McGowan, and A. L. Rogers, *Wind energy explained: theory, design and application*. John Wiley&Sons Ltd, UK, 2009.
- [15] A. Pinilla, L. Rodriguez, and R. Trujillo, “Performance evaluation of Jepirachi Wind Park,” *Renewable Energy*, vol. 34, no. 1, pp. 48–52, 2009.
- [16] E. I. A/S, “Windpro 3.2 user manual: Energy,” Aalborg, 2018. [Online]. Available: http://help.emd.dk/knowledgebase/content/windPRO3.2/c3-UK_windPRO3.2_ENERGY.pdf
- [17] M. Banzo and A. Ramos, “Stochastic Optimization Model for Electric Power System Planning of Offshore Wind Farms,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, no. 3, pp. 1338–1348, 2011.
- [18] K. W. Corscadden, A. Thomson, B. Yoonessi, and J. McNutt, “The Impact of Variable Wind Shear Coefficients on Risk Reduction of Wind Energy Projects,” *International Scholarly Research Notices*, vol. 2016, pp. 1–12, 2016.
- [19] M. S. G. Gerdes, “Long-term correlation of wind measurement data,” *DEWI Magazin*, vol. 15, pp. 18–24, 1999.
- [20] S. Ross, I. Moya, J. Badger, F. Bingol, D. Renne, C. Hoyer-Klick, H. Ghedira, T. Ouarda, L. Menard, L. Wald, P. Stackhouse, D. Getman, J. Sander, R. Meyer, and G. Lizcano, “Data quality for the Global Renewable Energy Atlas – Solar and Wind Concept paper,” *IRENA*, pp. 1–26, 2013. [Online]. Available: http://globalatlas.irena.org/UserFiles/Publication/GA_{-}Solar{&}Wind{_-}Web.pdf
- [21] P. Jain, *Wind Energy Engineering*. New York: McGraw-Hill, 2010.
- [22] IRENA, *Wind resource measurement: Guidelines for islands*, 2015, no. June. [Online]. Available: <http://www.irena.org/publications/2015/Jun/Wind-Resource-Measurement-Guidelines-for-Islands>

REFERENCIAS

- [23] M. H. Zhang, *Wind Resource Assessment and Micro-siting*, 2015.
- [24] J. Blackledge, B. Kearney, D. Kearney, K. O'Connell, and B. Norton, "Wind measurement technologies," 2013.
- [25] R. e. Hunter, B. Pedersen, T. Pedersen, H. Klug, N. van der Borg, N. Kelley, and J. Dahlberg, "Recommended practices for wind turbine testing and evaluation. 11. Wind speed measurement and use of cup anemometry," IEA Wind, Tech. Rep., 1999.
- [26] D. N. Asimakopoulos, C. G. Helmis, and J. Michopoulos, "Evaluation of SODAR methods for the determination of the atmospheric boundary layer mixing height," *Meteorology and Atmospheric Physics*, vol. 85, no. 1-3, pp. 85–92, jan 2004.
- [27] DNV-GL, "DNV-RP-J101 Use of Remote Sensing for Wind Energy Assessments," DNV-GL, Tech. Rep. April, 2011.
- [28] B. N. VAISALA, Storck P., Smith L., Dexter R., Clement J., Lehman N., Oyagi T., Sutanto J., Barbot R., "Remote Sensing Revolution," VAISALA, Tech. Rep., 2017.
- [29] A. Clifton, D. Elliott, and M. Courtney, "Recommended practices 15. Ground-based vertically-profiling remote sensing for wind resource asesment," IEA Wind, Tech. Rep., 2013.
- [30] A. Peña, C. Hasager, M. Badger, R. Barthelmie, F. Bingöl, J.-P. Cariou, S. Emeis, S. Frandsen, M. Harris, I. Karagali, S. Larsen, J. Mann, T. Mikkelsen, M. Pitter, S. Pryor, A. Sathe, D. Schlipf, C. Slinger, and R. Wagner, "Remote Sensing for Wind Energy," Denmark, Tech. Rep., 2013.
- [31] ANSI and IEC, "ANSI/IEC 60259:2004. Degrees of protection provided by enclosures (IP Code)," 2004.
- [32] M. Brower, B. Bailey, P. Beaucage, and D. Bernadett, *Wind resource assessment: a practical guide to developing a wind project*. Wiley, 2012.
- [33] B. Hahn, "RP17. Wind Farm Data Collection and Reliability Assessment for O&M Optimization," IEA Wind, Tech. Rep., 2017.
- [34] V. AB, "Vattenfall builds denmark's largest offshore windfarm," Sweden, 2016. [Online]. Available: <https://corporate.vattenfall.com/press-and-media/press-releases/2016/vattenfall-builds-denmarks-largest-offshore-windfarm/>
- [35] F. González-Longatt, P. P. Wall, and V. Terzija, "Wake effect in wind farm performance: Steady-state and dynamic behavior," *Renewable Energy*, vol. 39, no. 1, pp. 329–338, 2012.
- [36] I. Katic, J. Højstrup, and N. Jensen, "A Simple Model for Cluster Efficiency," *European Wind Energy Association Conference and Exhibition*, no. October, pp. 407–410, 1986.
- [37] O. Rathmann, R. Barthelmie, and S. Frandsen, "Turbine wake model for wind resource software," in *Proc. European Wind Energy Conf*, 2006.
- [38] E. Bossanyi, G. Whittle, P. Dunn, N. Lipman, P. Musgrove, and C. Maclean, "The efficiency of wind turbine clusters," in *3rd International symposium on wind energy systems*, 1980, pp. 401–416.

REFERENCIAS

- [39] C. Crafoord, "An estimate of the interaction of a limited array of windmills," *NASA STI/-Recon Technical Report N*, vol. 77, 1975.
- [40] D. Milborrow, "The performance of arrays of wind turbines," *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, vol. 5, no. 3-4, pp. 403–430, 1980.
- [41] B. Newman, "The spacing of wind turbines in large arrays," *Energy conversion*, vol. 16, no. 4, pp. 169–171, 1977.
- [42] W. G. H. Schlez and A. G. H. Neubert, "New Developments in Large Wind Farm Modelling," in *EWE*, 2009.
- [43] S. E. Ltd., "2.1 mw platform. power to do more with less," New Delhi, 2017. [Online]. Available: http://www.suzlon.com/pdf/media_kit/Product_bochure_July_2017.pdf
- [44] A. Pinilla, *Notas de Lectura - Curso Electivo en Energía Eólica*. Departamento de Ingeniería Mecánica - Universidad de los Andes, Bogotá, 2017.
- [45] J. V. Seguro and T. W. Lambert, "Modern estimation of the parameters of the Weibull wind speed distribution for wind energy analysis," *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, vol. 85, no. 1, pp. 75–84, 2000.
- [46] IDEAM, "Características climatológicas de ciudades principales y municipios turísticos," Bogotá, 2018. [Online]. Available: <http://www.ideam.gov.co/documents/21021/21789/1Sitios+turisticos2.pdf/cd4106e9-d608-4c29-91cc-16bee9151ddd>
- [47] K. Eurek, P. Sullivan, M. Gleason, D. Hettinger, D. Heimiller, and A. Lopez, "An improved global wind resource estimate for integrated assessment models," *Energy Economics*, vol. 64, pp. 552–567, 2017.
- [48] V. W. S. A/S, "General specification v117–3.3 mw 50/60 hz," Aarhus, 2004. [Online]. Available: <https://docs.wind-watch.org/Vestas-V117-General-Specification.pdf>
- [49] J. Green, A. Bowen, L. J. Fingersh, and Y. Wan, "Electrical collection and transmission systems for offshore wind power," *2007 Offshore Technology Conference*, no. March, p. 10, 2007. [Online]. Available: <http://www.onepetro.org/mslib/servlet/onepetropreview?id=OTC-19090-MS>
- [50] P. D. Hopewell, F. Castro-Sayas, and D. I. Bailey, "Optimising the design of offshore wind farm collection networks," in *41st International Universities Power Engineering Conference, UPEC 2006, Conference Proceedings*, vol. 1, 2006, pp. 84–88.
- [51] M. Dicorato, G. Forte, M. Pisani, and M. Trovato, "Guidelines for assessment of investment cost for offshore wind generation," pp. 2043–2051, 2011.
- [52] R. B. Stull, *An Introduction to Boundary Layer Meteorology*. Springer Netherlands, 1988.
- [53] M. Schroeder and C. Buck, "Fire weather: a guide for application of meteorological information to forest fire control operations," Tech. Rep., 1970.
- [54] Y. He, P. Chan, and Q. Li, "Estimation of roughness length at Hong Kong International Airport via different micrometeorological methods," *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, vol. 171, pp. 121–136, dec 2017.

- [55] C. S. B. Grimmond, T. R. Oke, C. S. B. Grimmond, and T. R. Oke, "Aerodynamic Properties of Urban Areas Derived from Analysis of Surface Form," *Journal of Applied Meteorology*, vol. 38, no. 9, pp. 1262–1292, sep 1999.
- [56] MEASNET, "Evaluation of Site-Specific Wind Conditions 2009," pp. 1–53, 2009. [Online]. Available: http://www.measnet.com/wp-content/uploads/2016/05/Measnet_{_}SiteAssessment_{_}V2.0.pdf
- [57] F. Bañuelos-Ruedas, C. Angeles-Camacho, and Sebastin, "Methodologies Used in the Extrapolation of Wind Speed Data at Different Heights and Its Impact in the Wind Energy Resource Assessment in a Region," in *Wind Farm - Technical Regulations, Potential Estimation and Siting Assessment*. InTech, jun 2011.
- [58] S. Rehman, L. M. Al-Hadhrami, M. M. Alam, and J. P. Meyer, "Empirical correlation between hub height and local wind shear exponent for different sizes of wind turbines," *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 4, pp. 45–51, dec 2013.
- [59] G. Gualtieri and S. Secci, "Wind shear coefficients, roughness length and energy yield over coastal locations in Southern Italy," *Renewable Energy*, vol. 36, no. 3, pp. 1081–1094, mar 2011.
- [60] Ž. Durišić and J. Mikulović, "A model for vertical wind speed data extrapolation for improving wind resource assessment using WAsP," *Renewable Energy*, vol. 41, pp. 407–411, may 2012.
- [61] W. D. Lubitz, "Power Law Extrapolation of Wind Measurements for Predicting Wind Energy Production," *Wind Engineering*, vol. 33, no. 3, pp. 259–271, may 2009.
- [62] M. R. Elkinton, A. L. Rogers, and J. G. McGowan, "An Investigation of Wind-Shear Models and Experimental Data Trends for Different Terrains," *Wind Engineering*, vol. 30, no. 4, pp. 341–350, may 2006.
- [63] M. Ray, A. Rogers, and J. McGowan, "Analysis of wind shear models and trends in different terrains," *Renewable Energy Research Laboratory, Department of Mechanical & Industrial Engineering, University of Massachusetts, Amherst MA*, vol. 1003, 2006.
- [64] N. I. Fox, "A tall tower study of Missouri winds," *Renewable Energy*, vol. 36, no. 1, pp. 330–337, jan 2011.
- [65] J. F. Newman and P. M. Klein, "Extrapolation of Wind Speed Data for Wind Energy Applications," *AMS American Meteorology Society*, pp. 401–410, jan 2011.
- [66] D. Khalfa, A. Benretem, L. Herous, and I. Meghlaoui, "Evaluation of the adequacy of the wind speed extrapolation laws for two different roughness meteorological sites," *American Journal of Applied Sciences*, vol. 11, no. 4, pp. 570–583, apr 2014.
- [67] 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.
- [68] M. S. Islam, M. Mohandes, and S. Rehman, "Vertical extrapolation of wind speed using artificial neural network hybrid system," *Neural Computing and Applications*, vol. 28, no. 8, pp. 2351–2361, aug 2017.

- [69] N. Cheggaga and F. Y. Ettoumi, “A Neural Network Solution for Extrapolation of Wind Speeds at Heights Ranging for Improving the Estimation of Wind Producibile,” *Wind Engineering*, vol. 35, no. 1, pp. 33–54, feb 2011.
- [70] O. Özgönenel and D. W. Thomas, “Short-term wind speed estimation based on weather data,” *Turkish Journal of Electrical Engineering & Computer Sciences*, vol. 20, no. 3, pp. 335–346, 2012.
- [71] R. W. Macdonald, R. F. Griffiths, and D. J. Hall, “An improved method for the estimation of surface roughness of obstacle arrays,” *Atmospheric Environment*, vol. 32, no. 11, pp. 1857–1864, jun 1998.
- [72] A. M. Obukhov, “Turbulence in an atmosphere with a non-uniform temperature,” *Boundary-Layer Meteorology*, vol. 2, no. 1, pp. 7–29, 1971.
- [73] S. Emeis, “Current issues in wind energy meteorology,” *Meteorological Applications*, vol. 21, no. 4, pp. 803–819, oct 2014.
- [74] A. M. Sempreviva, S. E. Larsen, N. G. Mortensen, and I. Troen, “Response of neutral boundary layers to changes of roughness,” *Boundary-Layer Meteorology*, vol. 50, no. 1-4, pp. 205–225, mar 1990.
- [75] A. Li, W. Zhao, J. J. Mitchell, N. F. Glenn, M. J. Germino, J. B. Sankey, and R. G. Allen, “Aerodynamic Roughness Length Estimation with Lidar and Imaging Spectroscopy in a Shrub-Dominated Dryland,” *Photogrammetric Engineering & Remote Sensing*, vol. 83, no. 6, pp. 415–427, jun 2017.
- [76] J. M. Nield, J. King, G. F. Wiggs, J. Leyland, R. G. Bryant, R. C. Chiverrell, S. E. Darby, F. D. Eckardt, D. S. Thomas, L. H. Vircavs, and R. Washington, “Estimating aerodynamic roughness over complex surface terrain,” *Journal of Geophysical Research Atmospheres*, vol. 118, no. 23, pp. 12 948–12 961, dec 2013.
- [77] J. R. Garratt, “Review: the atmospheric boundary layer,” *Earth Science Reviews*, vol. 37, no. 1-2, pp. 89–134, oct 1994.
- [78] H. Lettau, “Note on Aerodynamic Roughness-Parameter Estimation on the Basis of Roughness-Element Description.pdf,” *J. Appl. Meteor.*, vol. 8, no. 5, pp. 828–832, oct 1969.
- [79] J. Kondo and H. Yamazawa, “Aerodynamic roughness over an inhomogeneous ground surface,” *Boundary-Layer Meteorology*, vol. 35, no. 4, pp. 331–348, jun 1986.
- [80] M. Menenti and J. C. Ritchie, “Estimation of effective aerodynamic roughness of Walnut Gulch watershed with laser altimeter measurements,” *Water Resources Research*, vol. 30, no. 5, pp. 1329–1337, may 1994.
- [81] W. G. Bastiaanssen, M. Menenti, R. A. Feddes, and A. A. Holtslag, “A remote sensing surface energy balance algorithm for land (SEBAL): 1. Formulation,” *Journal of Hydrology*, vol. 212-213, no. 1-4, pp. 198–212, dec 1998.
- [82] B. J. Choudhury and J. L. Monteith, “A four-layer model for the heat budget of homogeneous land surfaces,” *Quarterly Journal of the Royal Meteorological Society*, vol. 114, no. 480, pp. 373–398, jan 1988.

REFERENCIAS

- [83] International Electrotechnical Commission, “IEC 61400-3:2009: Wind turbines - Part 3: Design requirements for offshore wind turbines,” Tech. Rep., 2009.
- [84] A.-S. Smedman-Högström and U. Högström, “A Practical Method for Determining Wind Frequency Distributions for the Lowest 200 m from Routine Meteorological Data,” *Journal of Applied Meteorology*, vol. 17, no. 7, pp. 942–954, jul 1978.
- [85] N. Y. S. E. Research and D. Authority. Wind resource assessment handbook. [Online]. Available: <https://www.nyserda.ny.gov/-/media/Files/Publications/Research/Biomass-Solar-Wind/wind-resource-assessment-toolkit.pdf>
- [86] C. P. Carta. José A, Velázquez. Sergio, “A review of measure-correlate-predict (mcp) methods used to estimate long-term wind characteristics at a target site,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 27, pp. 362–400, 2013.
- [87] WindPro. Energy - 11 mcp. [Online]. Available: <http://help.emd.dk/knowledgebase/content/WindPRO2.8/11-UK-WindPRO2.8-MCP.pdf>
- [88] J. F. M. Anthony L. Rogers, StrackJohn W. Rogers, “Comparison of the performance of four measure–correlate–predict algorithms,” *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, vol. 93, pp. 243–264, 2005.