



UNIVERSIDAD
DE LA REPÚBLICA
URUGUAY



FACULTAD DE
INGENIERÍA
UDELAR

MICROGENERACIÓN EÓLICA EN AMBIENTES URBANOS

Ing. Guido Rojas Charry

Proyecto de Tesis de Maestría presentado a la Facultad de Ingeniería de la
Universidad de la República en cumplimiento parcial de los requerimientos
para la obtención del título de Magíster en Ingeniería de la Energía

Tutor:

Dr. Ing. José Alberto Cataldo Ottieri

Tribunal:

Dr. Ing. Alice Elizabeth Gonzalez Fernandez

Dr. Ing. Alejandro Gutierrez Arce

Dr. Ing. Mario Vignolo

Montevideo, Uruguay
Noviembre de 2022

AGRADECIMIENTOS

A mi madre Amparo, por su amor y dedicación a su familia...

A la familia Silva, Elizabeth y José Carlos, por su amistad y constante apoyo en tierras charrúas...

Al Ing. José Cataldo, tutor de la tesis, por su excelente disposición para orientar este trabajo a través de su valioso conocimiento y experiencia...

A la Universidad de la República, a la Facultad de Ingeniería y a sus profesores, por la oportunidad de nutrirme académica y profesionalmente en su Alma Mater...

Tabla de Contenido

RESUMEN	4
1. CONTEXTO DE LA ENERGÍA EÓLICA	5
1.1 Capacidad Instalada Eólica Total	5
1.2 Capacidad instalada Mini Eólica	6
1.3 Futuro de la energía Mini Eólica	8
2. CARACTERISTICAS DEL REGIMEN DE VIENTO	13
2.1 Generalidades	13
2.2 Flujo Atmosférico (Forzantes de Macro-escala)	15
2.3 Vientos locales (Forzantes de Meso-escala)	17
2.4 Vientos sobre edificaciones (Forzantes de Micro-escala)	19
2.5 Capa Límite y característica del flujo	19
2.6 Turbulencia	23
2.7 Análisis de datos Meteorológicos	26
3. TURBINA EÓLICA	39
3.1 Definición de Pequeño Aerogenerador y Normativa	39
3.2 Generalidades de Pequeños Aerogeneradores	40
3.3 Tipos de Turbina	40
3.4 Tipos de Generador	43
3.5 Diseño del Rotor	49
3.5.1 Generalidades y características del rotor	49
3.5.2 Aerodinámica de la Pala	50
3.5.3 Diseño y Desarrollo de la Pala	54
3.5.4 Materiales construcción de la Pala	55
4. SISTEMAS DE GENERACION DE ENERGIA	64
4.1 Generación de Energía y sintonización con el lugar	64
4.2 Sistemas Autónomos o Aislados de la red	66
4.3 Sistemas Conectados a Red (On-Grid)	68
5. REGULACIONES REFERIDAS AL DESEMPEÑO DE AEROGENERADORES	71
5.1 Selección y Desempeño de equipo	71
5.2 Estandarización, Certificación y etiquetado.	73
5.3 Especificaciones del Producto	75
5.4 Evaluación de Proveedores y Garantías	78

5.5 Factores Económicos	78
5.6 Subsidios e incentivos	79
5.7 Retorno Inversión (Payback)	79
6. IMPACTOS AMBIENTALES EN AMBIENTES URBANOS	80
6.1 Efectos Ambientales Significativos	80
6.2 Factores Ambientales y Ciclo de Vida	84
6.3 Líneas de Trabajo a Futuro	89
7. INTEGRACIÓN DE AEROGENERADORES EN EDIFICIOS	91
7.1 Interacción entre el viento y Edificios	91
7.2 Pautas generales para integración en Edificios	94
7.3 Opciones de Integración de Aerogeneradores en Edificios.	95
7.4 Dirección del viento y orientación del edificio	97
8. POLÍTICAS Y DIRECTIVAS PARA LA MICROGENERACIÓN EÓLICA URBANA	99
8.1 Políticas y Directivas Aplicables	100
8.2 Costos Estimados Asociados a Permisos y Aprobaciones	107
8.3 Proyectos Globales de Promoción y Desarrollo Eólica Urbana	108
9. EVALUACIÓN DEL RECURSO EÓLICO EN AMBIENTES URBANOS	112
9.1 Características del Recurso Eólico en Ambientes Urbanos	112
9.2 Etapas Evaluación del Recurso Eólico	112
9.3 Modelos Evaluación Recurso Eólico	126
10. CASO DE ESTUDIO: MONTEVIDEO-URUGUAY	138
10.1 Emplazamiento del Proyecto	138
10.2 Regulación de la Microgeneración en Uruguay	139
10.3 Datos disponibles y Evaluación del Recurso	144
10.4 Selección del Aerogenerador y sintonización con el lugar	161
10.5 Presupuesto y Análisis de Costos	166
CONCLUSIONES	169
REFERENCIAS	172

RESUMEN

La energía eléctrica a través de la historia de la civilización ha sido un motor del progreso. Su uso, cada vez más extendido, ha motivado a la humanidad a buscar fuentes alternativas, con un interés cada vez más creciente en las energías renovables, gracias a su generación limpia y amigable con la naturaleza y a su abundante disponibilidad. La Energía Eólica es un ejemplo de desarrollo y aprovechamiento de este tipo de fuentes energéticas.

El potencial de suministro eléctrico local y descentralizado existente por el uso de fuentes de energía renovables como la solar y la eólica, pueden contribuir a la seguridad energética y a cumplir con los compromisos nacionales e internacionales del desarrollo sostenible y reducción de emisiones de gases de efecto invernadero. La integración de sistemas de micro-generación eólica en entornos urbanos que posean condiciones adecuadas puede ayudar a alcanzar estos importantes objetivos.

El actual proyecto busca profundizar y caracterizar aspectos importantes para la micro-generación de energía eléctrica con Energía Eólica en ambientes urbanos, teniendo en cuenta los desafíos técnicos y restricciones a superar debido a la menor velocidad media de viento y a los impactos ambientales asociados por la proximidad de personas y bienes en este tipo de ambientes, además de evaluar el recurso disponible y su potencial uso. Como ciudad de referencia para el desarrollo del proyecto se tomará la ciudad de Montevideo, Uruguay.

1. CONTEXTO DE LA ENERGÍA EÓLICA

1.1 Capacidad Instalada Eólica Total

La generación de electricidad con Energía Eólica está creciendo rápidamente alrededor del mundo. Globalmente, el progreso continúa con países y actores más activos, incrementando anualmente la capacidad instalada y las inversiones como puede visualizarse en las figuras 1.1 y 1.2 [1].

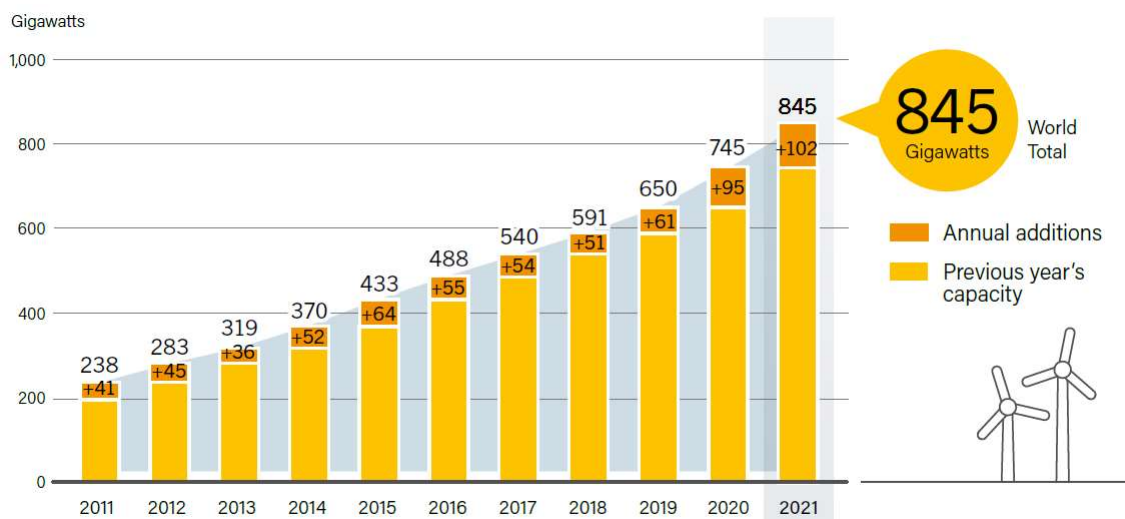


Figura 1.1 Capacidad eólica instalada acumulada global en GW y contribuciones anuales 2009-2021.

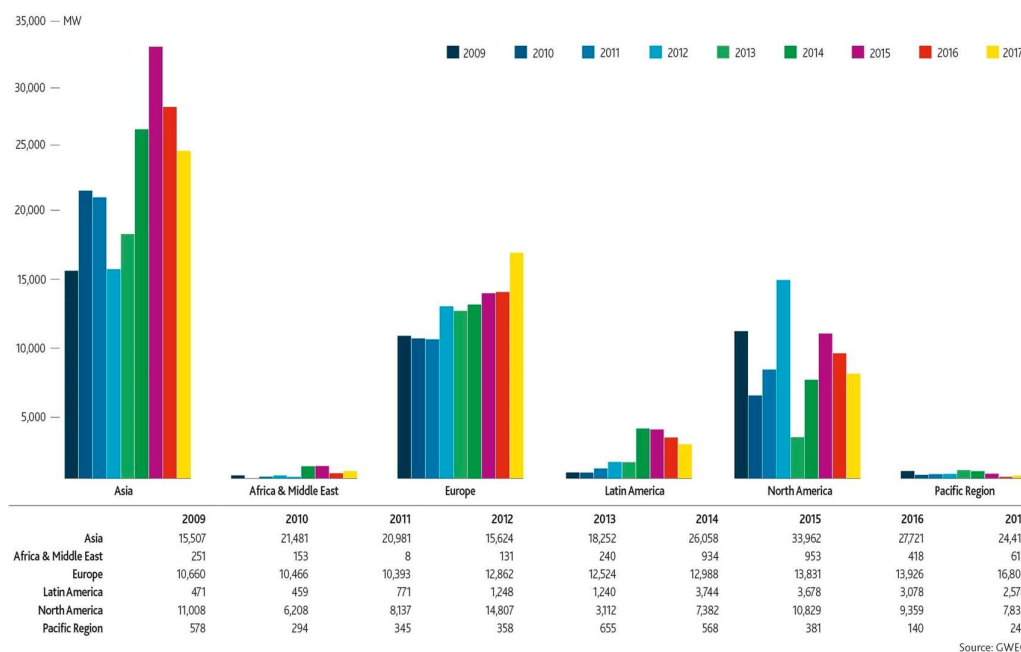


Figura 1.2 Capacidad eólica anual instalada por región 2009-2017.¹

¹ Fuente: <https://gwec.net/members-area-market-intelligence/statistics/>

En la generación eléctrica global se estima una contribución del 27,3% de fuentes renovables de los cuales 5,9% son aportados por la energía Eólica, como se observa en la figura 1.3.

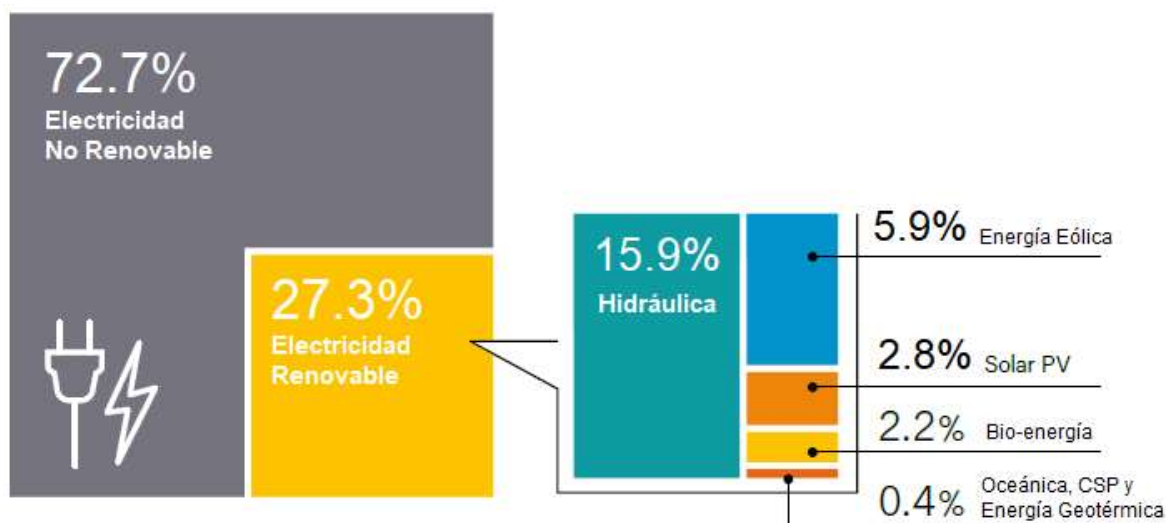


Figura 1.3 Contribución estimada de Energías renovables en la producción global de energía, cierre año 2019. Fuente: REN 21. Global Status Report 2020.

1.2 Capacidad instalada Mini Eólica

El sector de la mini eólica que comprende el uso de aerogeneradores con una capacidad menor a 100 kW para uso en hogares, pequeños negocios o granjas ², representa una pequeña fracción de la producción eólica global. A finales de 2015 se instalaron un total acumulado de al menos 990 mil aerogeneradores pequeños en todo el mundo [2]. En términos de capacidad instalada se alcanzaron más de 948 MW lo que representa un crecimiento del 14% comparado con el 2014.

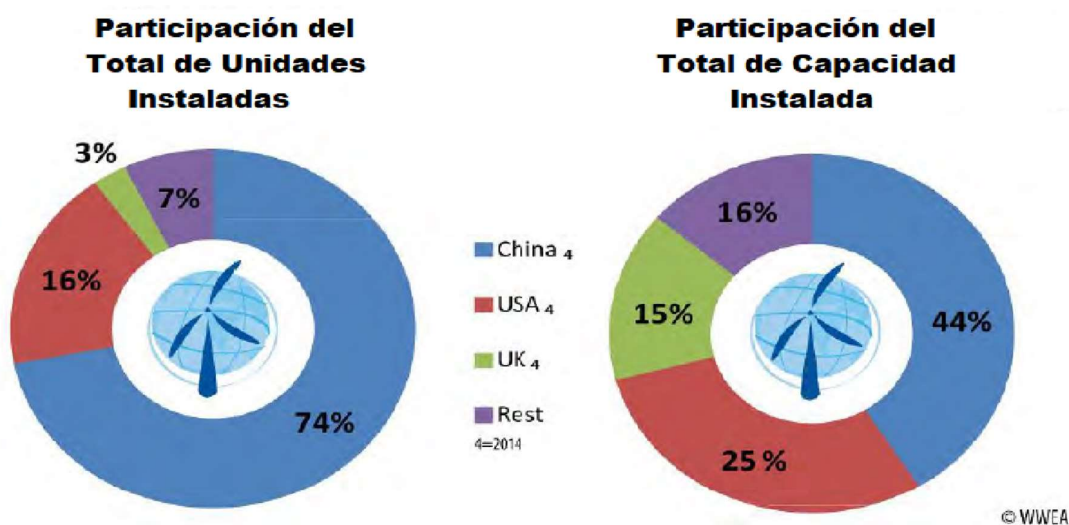


Figura 1.4. Participación Global de países en el total de unidades y de capacidad instalada de pequeños aerogeneradores Cierre al 2014. Adaptado de [2]

² Fuente: <https://www.awea.org/wind-101/basics-of-wind-energy>

Pronóstico del mercado Mundial 2020

Aunque el mercado global de pequeños aerogeneradores ha crecido lentamente en los últimos años, se espera que continúe aumentando. Según la Asociación Mundial de Energía Eólica (WWEA) se anticipa una tasa de crecimiento mínima del 12%. y se prevé que la industria alcance aproximadamente 270 MW de capacidad instalada agregada anualmente para llegar a una capacidad instalada acumulada de alrededor de 1,9 GW para 2020.



Figura 1.5. Pronóstico 2009-2020 de capacidad instalada de pequeños aerogeneradores en el mercado mundial.

Adaptado de [2]

La tabla 1.1 muestra la capacidad instalada por país en los principales mercados globales:

País	Capacidad Instalada Anual en MW								Instalación Acumulada (MW)	Años del Acumulado
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020		
Australia ^a	*	0,02	0,03	*	0,02	*	0,01	0,00	1,47	2001-2020
Brasil ^b	0,03	0,02	0,11	0,04	0,11	0,29	0,435	0,07	1,11	2013-2020
Canada ^c	*	*	*	*	*	*	*	*	13,47	Al 2018
China ^{d e}	72,25	69,68	48,60	45,00	27,70	30,76	21,40	25,65	610,61	2007-2020
Dinamarca ^{f g}	11,04	7,50	24,78	14,61	2,58	0,40	0,18	0,05	610,88	1977-2020
Alemania ^h	0,02	0,24	0,44	2,25	2,25	1,00	2,50	2,50	35,75	Al 2020
Italia ^{i j}	7,00	16,27	9,81	57,90	77,455	0,465	0,12	0,65	190,08	Al 2020
Japón ^k	*	*	*	*	*	*	*	*	12,88	Al 2019
Nueva Zelanda ^l	*	*	*	*	*	*	*	*	0,19	Al 2015
Corea del Sur ^m	0,01	0,06	0,09	0,79	0,08	0,06	0,00	*	4,08	Al 2019
Reino Unido ⁿ	14,71	28,53	11,72	7,73	0,39	0,42	0,43	*	141,51	Al 2019
Estados Unidos	5,70	3,67	4,32	2,43	1,74	1,51	1,30	1,55	152,65	2003-2020
Global	110,75	126,01	99,90	130,75	112,32	34,90	26,37	30,46	1774,68	

* Data not available

a www.cleanenergyregulator.gov.au

b www.aneel.gov.br

c The Atlas of Canada – Clean Energy Resources and Projects

d China Wind Energy Equipment Association

e Chinese Wind Energy Association

f www.energinet.dk

g Danish Energy Agency, Master Data Register of Turbines

h Bundesnetzagentur; Bundesverband Kleinwindkraftanlagen; 0-50-kW capacity (estimate)

i www.assieme.ed; 0-250-kW capacity

j Gestore dei Servizi Energetici

k Japan Small Wind Turbine Association

l SustainableElectricity Association of New Zealand

m Korea Energy Association

n www.gov.uk, Monthly Microgeneration Certification Scheme and Renewables Obligation Order Feed-in Tariffs degression statistics

Tabla 1.1 Capacidad Total Global estimada de Pequeños aerogeneradores instalada por país (1774 MW) , cierre al año 2020 ³

³ Fuente: 2021 Distributed Wind Market Report. U.S. Department of Energy

Fabricantes de Pequeños Aerogeneradores

Cinco países (Canadá, China, Alemania, Reino Unido y Estados Unidos) representan más del 50% de los fabricantes de pequeños aerogeneradores. A finales de 2011, había más de 330 fabricantes identificados en el mundo que ofrecen y comercializan un sistema de generación o equipo completo. Países en desarrollo continúan jugando un menor rol en su fabricación [2].

1.3 Futuro de la energía Mini Eólica

Si bien el sector de la energía mini eólica y de pequeños aerogeneradores sigue siendo muy pequeño en términos globales, se pronostica que crezca rápidamente en el futuro. El nivel de este crecimiento depende de factores clave como el aumento de los precios de la energía, la seguridad energética, el cambio climático y la descentralización de las fuentes de generación [3].

Variaciones de los Precios de la Energía y seguridad Energética

Estos son los principales factores económico y político para impulsar las tecnologías de fuentes renovables como la energía eólica.

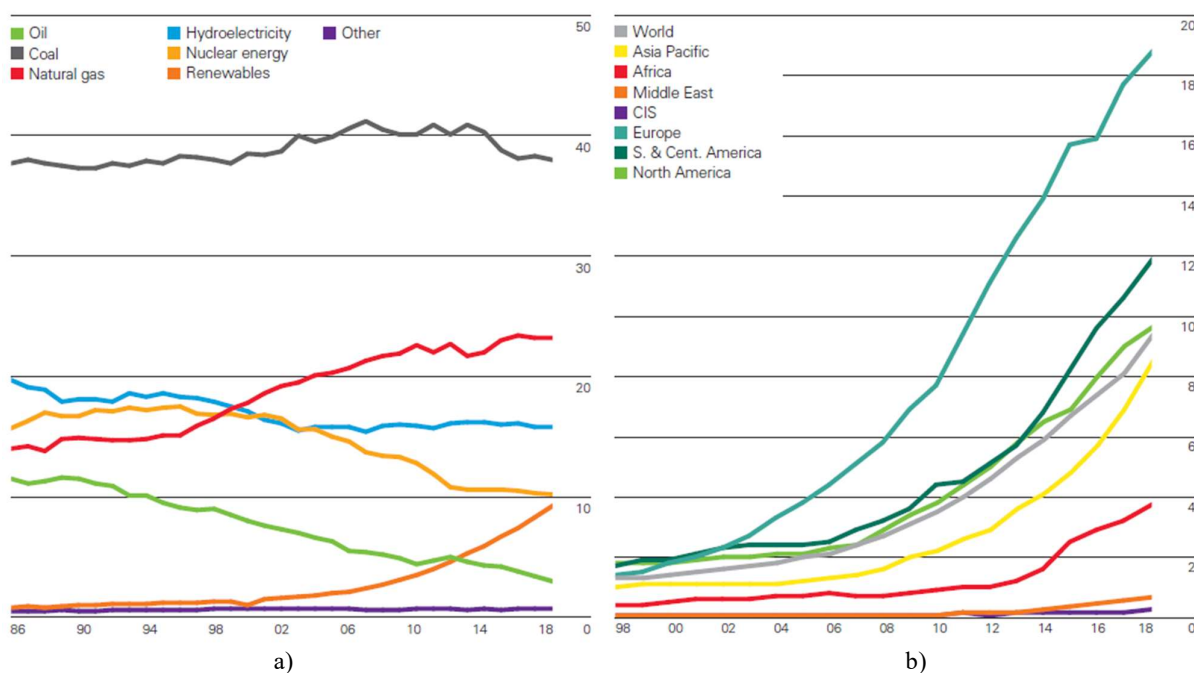


Figura 1.7 a) Evolución de la contribución en % de diferentes fuentes de energía en la generación eléctrica global 1986-2018. b) Contribución en % de las renovables en la generación eléctrica por región [4].

El carbón sigue siendo la fuente de energía dominante en el mundo, con una participación en el 2018 del 38%, casi tanto como el gas natural (23,2%) y la hidroelectricidad (15,8%) combinados. La participación de las fuentes renovables en la generación de energía viene creciendo, su contribución en el año 2018 llegó al 9,3% en comparación al 3% de 10 años atrás. Otras fuentes como la nuclear han venido disminuyendo su contribución. Regionalmente hay variaciones significativas en la penetración de las renovables en la generación eléctrica (ver figura 1.7 b). Europa tiene la más alta penetración con el 18,7%, seguida por Centro y Suramérica con el 12% [4].

Entre el año 2009 y 2018 se presentaron variaciones en los precios del carbón y en el de importación del gas natural en países como Estado Unidos, Japón y la Unión Europea (Figuras 1.8 y 1.9), los factores ³ que influyen van desde los costos de transporte, el tipo de transacción (spot o por contrato), así como el volumen de reservas, las variaciones estacionales del clima (invierno, verano), la disponibilidad de otros combustibles, entre otros [5].

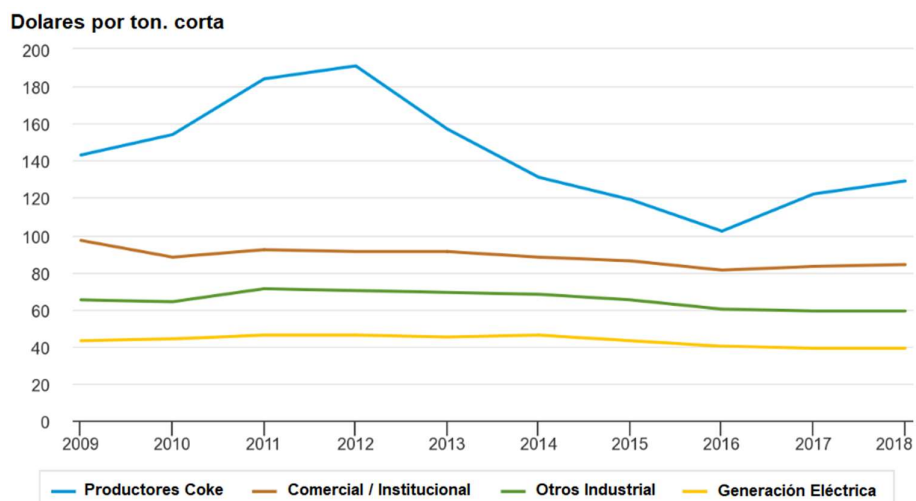


Figura 1.8 Precios promedio anuales del carbón entregado a sectores de consumo final USD/ton corta ⁴. ton corta=0,907 ton métricas.

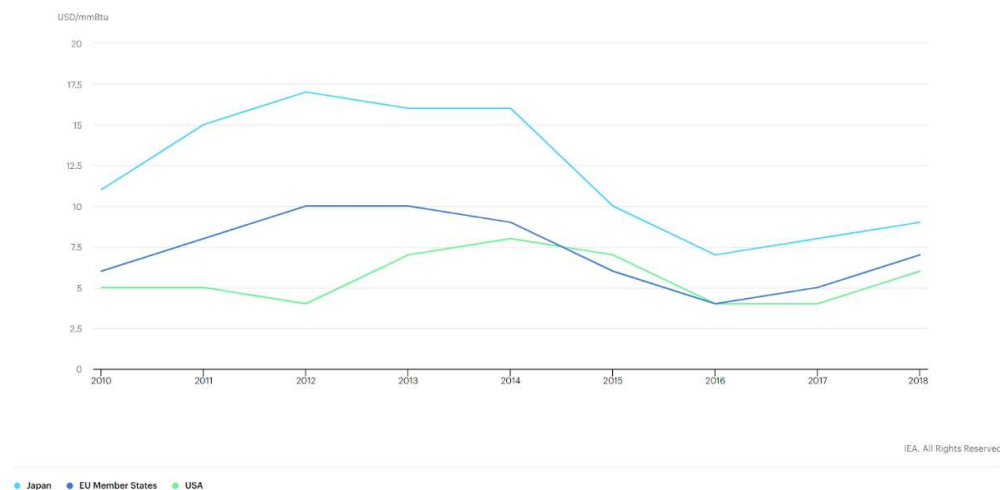
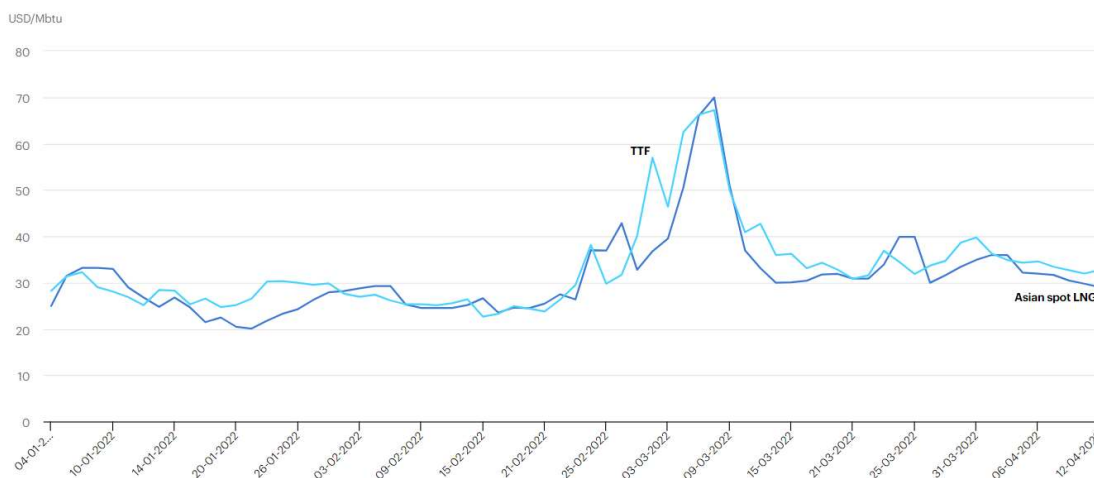


Figura 1.9. Precios de importación de Gas Natural Licuado en USD/MMBtu, en Estados Unidos, Japón y la Unión Europea.⁵

⁴ Fuente: Coal Prices and outlook. U.S. Energy Information Administration (EIA). November, 2019. Recuperado de: <https://www.eia.gov/energyexplained/coal/prices-and-outlook.php>

⁵ Fuente: International Energy Agency (IEA). Recuperado de: <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/lng-imports-prices-in-selected-countries-2010-2018>

El conflicto generado por la invasión de Rusia a Ucrania a finales de febrero del 2022 creó una incertidumbre y volatilidad sin precedentes para los mercados de gas europeos y asiáticos. Los precios europeos a corto plazo alcanzaron máximos históricos al comienzo del conflicto como se muestra en la figura 1.10, lo que demuestra el impacto en la seguridad energética de una región al depender de combustibles fósiles suministrados por países que pueden utilizar estos recursos como instrumento de presión política y militar.



IEA. License: CC BY 4.0.

Figura 1.10 Precios diarios del GNL en el mercado Europeo y en el mercado spot Asiático entre Enero y Abril 2022 en USD/MBtu⁶

El LCOE representa el precio al cual se debería vender la energía producida para lograr un valor actual neto nulo para una tasa de actualización dada por unidad de electricidad generada, es decir, el precio requerido para recuperar los costos de construir y operar una planta generadora durante su ciclo de vida útil⁷

En la figura 1.11 se muestra un comparativo y una visión general del costo medio de generación a lo largo de la vida útil (LCOE) de diferentes tecnologías de generación renovable: Biomasa, geotérmica, hidráulica, solar fotovoltaica, CSP y Eólica (onshore y offshore) [6]. En esta figura el diámetro del círculo representa el tamaño del proyecto, en su centro el costo sobre el eje de ordenadas. Las líneas gruesas en color representan el LCOE promedio ponderado global para las plantas generadoras puestas en marcha cada año. El Costo de capital es 7,5% para países OCDE y China, y un 10% para el resto del mundo. La banda color gris claro representa el rango de costo de generación de electricidad con combustibles fósiles

⁶ IEA, Daily European month-ahead and Asian spot LNG prices, January - April 2022, IEA, Paris <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/daily-european-month-ahead-and-asian-spot-lng-prices-january-april-2022>

⁷ Levelized Cost and Levelized Avoided Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2019. U.S. Energy Information Administration (EIA).

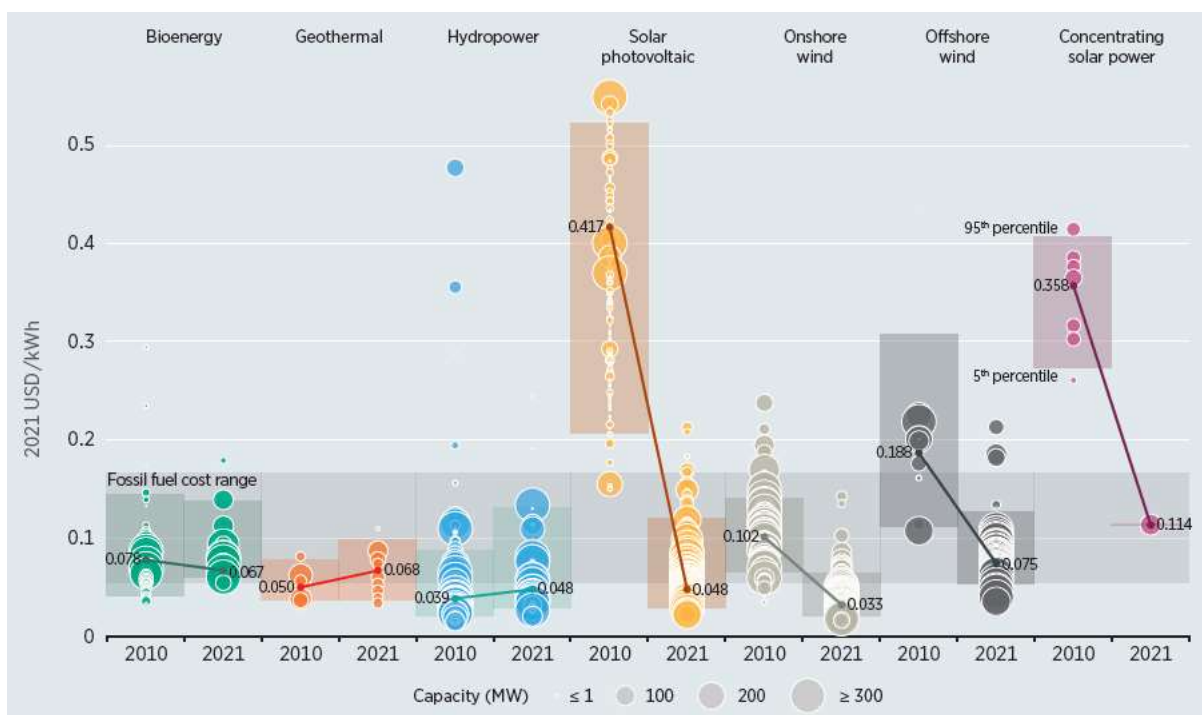


Figura 1.11 Costo medio de generación a lo largo de la vida útil (LCOE) global de tecnologías de generación de energía renovable 2010-2021.

Se observa que los costos de generación de cada una de las tecnologías de energías renovables han disminuido en 11 años y en la mayoría de los casos el costo medio ponderado de generación está dentro del rango de los combustibles fósiles. Su tecnología se ha desarrollado de tal forma que representan una solución económica de suministro de energía a largo plazo.

Cambio Climático

El acuerdo de París realizado durante la XXI Conferencia sobre Cambio Climático o COP 21 del año 2015, establece en el Artículo 2 para las partes el objetivo de reforzar la respuesta mundial a la amenaza del cambio climático, en el contexto del desarrollo sostenible y de los esfuerzos por erradicar la pobreza, para lo cual determina tres acciones concretas⁸:

1. Mantener el aumento de la temperatura media mundial muy por debajo de 2 °C con respecto a los niveles preindustriales, y proseguir los esfuerzos para limitar ese aumento de la temperatura a 1,5 °C con respecto a los niveles preindustriales, reconociendo que ello reduciría considerablemente los riesgos y los efectos del cambio climático;
2. Aumentar la capacidad de adaptación a los efectos adversos del cambio climático y promover la resiliencia al clima y un desarrollo con bajas emisiones de gases de efecto invernadero, de un modo que no comprometa la producción de alimentos;

⁸ Conference of the parties. Twenty-first session. Paris 30 November to December 2015. United Nations.

3. Elevar las corrientes financieras a un nivel compatible con una trayectoria que conduzca a un desarrollo resistente y adaptado al clima y con bajas emisiones de gases de efecto invernadero.

Las contribuciones que cada país puede establecer para conseguir el objetivo global están determinadas por todos los países individualmente y se denominan contribuciones previstas determinadas a nivel nacional (Nationally determined contributions, NCDs)

Además, en este mismo año la ONU adoptó la agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible un plan de acción a favor de las personas, el planeta y la prosperidad, que también tiene la intención de fortalecer la paz universal y el acceso a la justicia. El objetivo No. 7 corresponde a ENERGÍA ASEQUIBLE Y NO CONTAMINANTE.

La energía eólica urbana es una de varias opciones para ayudar a cumplir los objetivos de mitigación del cambio climático y del desarrollo sostenible al proveer una fuente de generación con bajas emisiones.

Descentralización de las fuentes de generación

Las tecnologías de fuentes de energía renovable como la eólica y en especial la de pequeños aerogeneradores, se caracterizan por ser sistemas descentralizados donde la energía se genera en nodos locales distribuidos.

En 1976, el analista de política energética Amory Lovins acuñó el término El Camino de la Energía Suave (soft energy path) para describir un futuro alternativo en el que la eficiencia energética y las fuentes de energía renovable apropiadas reemplazan constantemente un sistema de energía centralizado basado en combustibles fósiles y nucleares [7]. Lovins vio el problema energético no como un suministro insuficiente de petróleo y otras fuentes de energía convencionales, sino más bien como un uso ineficiente de la energía, junto con la falta de desarrollo de fuentes de energía renovables. Lovins argumentó que la producción de energía convencional era tanto intensiva en energía como una fuente de contaminación sustancial. Con su reformulación del problema energético, "los ecologistas criticaron los planes para desarrollos energéticos a gran escala, especialmente aquellos que dependen en gran medida de la energía nuclear" [8]

El "camino de la energía suave" asume que la energía no es más que un medio para fines sociales, y no es un fin en sí mismo. Los caminos de energía suave incluyen el uso eficiente de la energía, la diversidad de métodos de producción de energía (adaptados en escala y calidad a los usos finales), y una dependencia especial en la cogeneración y las "tecnologías de energía suave", como la energía solar, la energía eólica, los biocombustibles y la energía geotérmica, energía de las olas y energía de las mareas, entre otras. Lovins explicó que la diferencia más profunda entre los caminos blandos y duros, es su impacto socio-político diferente. Ambos caminos conllevan un cambio social, "pero los tipos de cambio social para un camino duro tienden a ser menos agradables, menos plausibles, menos compatibles con la diversidad social y la libertad de elección, y menos consistentes con los valores tradicionales en comparación con los cambios sociales que se podrían hacer a través de un camino suave que funcione".

2. CARACTERISTICAS DEL REGIMEN DE VIENTO

2.1 Generalidades

El viento es el aire en movimiento respecto a la superficie de la Tierra. A escala global se debe a las diferencias de temperatura que provoca la radiación solar sobre las distintas partes del globo terrestre, produciendo un calentamiento mayor en las regiones ecuatoriales respecto de las regiones polares. Este gradiente térmico y las diferencias de densidad y presión originadas por estas variaciones de temperatura son la causa del movimiento de las masas de aire. El flujo de aire caliente que se eleva en las regiones ecuatoriales y se desplaza hacia los polos, ocurre entre 10 y 15 km sobre la superficie terrestre.

La rotación terrestre tiene también una gran influencia, las fuerzas de aceleración o fuerzas de Coriolis ocasionan que los flujos de aire caliente (del Ecuador a los polos) se desvíen hacia el este y los flujos de retorno hacia el oeste como se muestra en la figura 2.1. [9] [10]

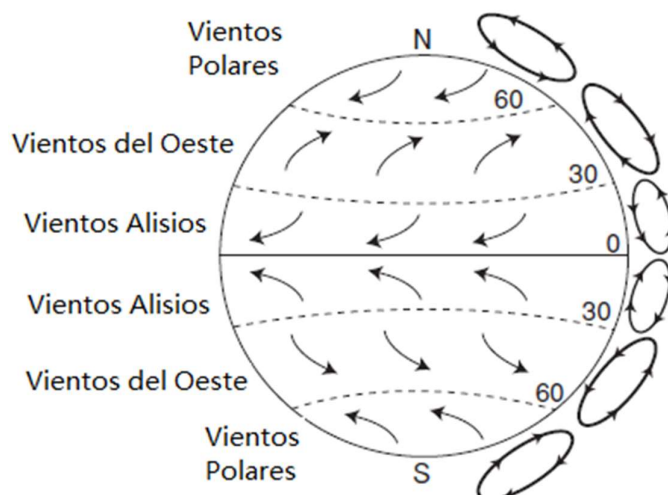


Figura 2.1 Circulación de aire atmosférico. Las flechas entre las líneas de latitud indican la dirección de los vientos superficiales. Las líneas de circulación cerrada o de convección mostradas a la derecha indican el flujo vertical de aire. Adaptado de [10]

El efecto de esta circulación es redistribuir el calor. En el estudio del viento se consideran las siguientes escalas (ver Tabla 2.1):

Escala	Dimensiones (km)	Ejemplos
Planetaria	5.000	Celda de Hadley
Macroescala o Sinóptica	1.000	Ciclones de latitudes medias
Mesoescala	100	Tormentas y Brisas
Microescala	5 - 10	Turbulencias

Tabla 2.1 Escalas de longitud consideradas para el estudio del viento. Adaptado de [9].

La circulación de viento a gran escala, viento sinóptico, está causada por gradientes de presión en sistemas de macro-escala (anticiclones y borrascas) y su duración puede alcanzar varios días.

La circulación de meso-escala está causada por gradientes de presión en sistemas de escala media (frentes, tormentas, brisas, vientos de colina). Su duración puede alcanzar varias horas.

Los estudios a meso y microescala son los que presentan mayor interés para el aprovechamiento energético del viento.

En el análisis de las fuerzas causantes de la velocidad de viento se distinguen:

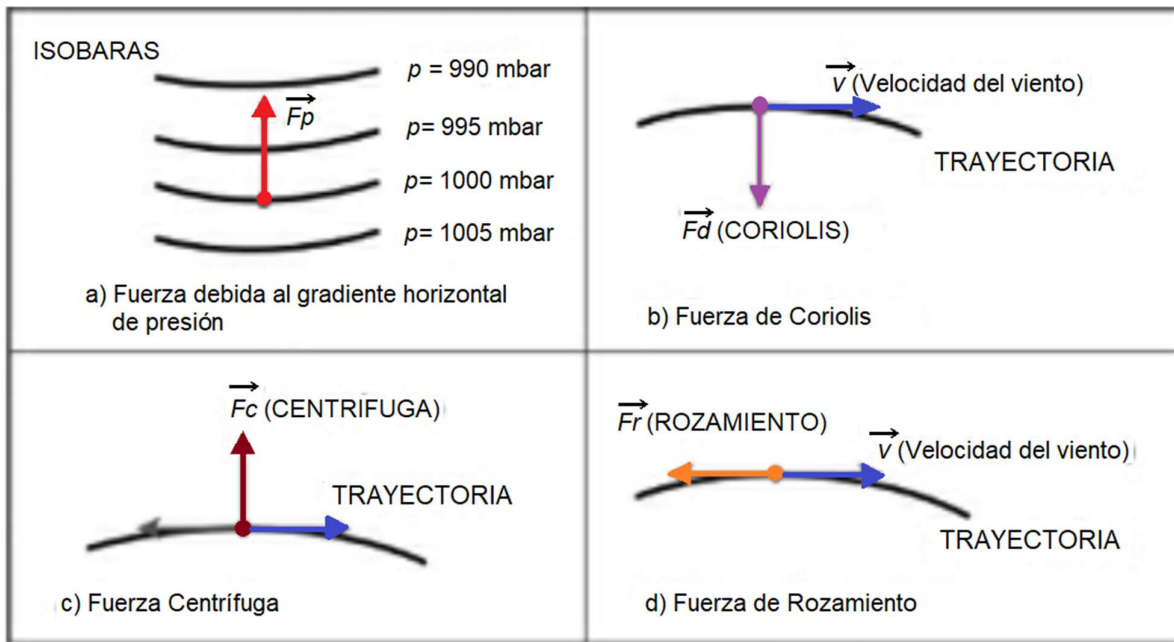


Figura 2.2 Fuerzas que contribuyen a la velocidad del viento. Adaptado de [9]

- *Fuerza debida al gradiente horizontal de presión (F_p):* va dirigida perpendicularmente, desde las isobaras de alta a las de baja presión según la figura. 2.2 a.
- *Fuerza debida a la rotación de la Tierra (fuerza de Coriolis F_d):* debida a la rotación de la Tierra de oeste a este, la trayectoria de una masa de aire en movimiento sufre una desviación hacia la derecha en el hemisferio norte (en sentido contrario en el hemisferio sur), según la figura 2.2 b.
- *Fuerza centrífuga debida a la curvatura de las isobaras (F_c):* actúa en la dirección del radio de curvatura de la trayectoria, según la figura 2.2 c.
- *Fuerza debida al rozamiento (F_r):* interviene en las capas bajas de la atmósfera próximas a la superficie terrestre (capa límite). Depende de factores diversos tales como el tipo de superficie o la orografía de la misma, según la figura 2.2 d.

2.2 Flujo Atmosférico (Forzantes de Macro-escala)

Según el tipo de fuerzas considerado se distinguen los siguientes tipos de viento:

1. Viento Geostrófico

En condiciones de atmósfera libre, es decir sin rozamiento, por efecto de la fuerza de Coriolis el viento se mueve en dirección paralela a las isobaras, como se muestra en la figura 2.3, lo que se conoce como aproximación Geostrófica.

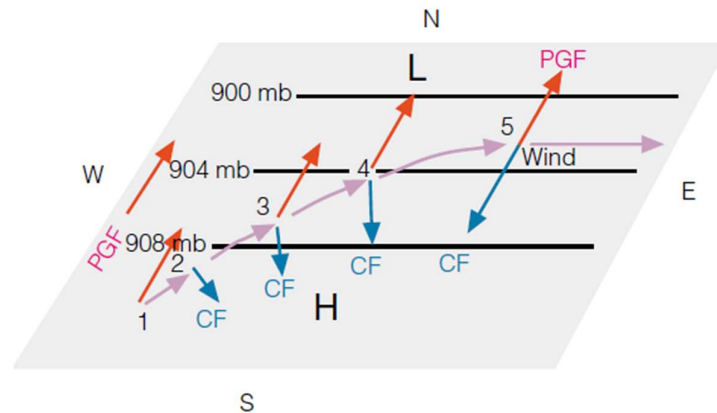


Figura 2.3 Trayectoria de partícula de aire sometida solo a la fuerza bática (PGF) y la de Coriolis (CF). El Viento fluyendo bajo estas condiciones se conoce como Geostrófico. Adaptado de [11].

El viento geostrófico es el resultante de la acción conjunta de las fuerzas debidas al gradiente de presión (F_p) y de Coriolis (F_d), según se muestra en la figura 2.4.

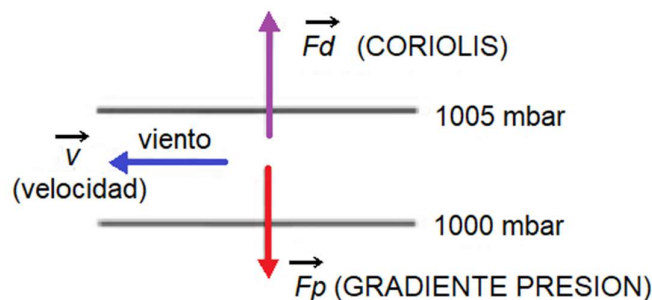


Figura 2.4 Viento geostrófico. Adaptado de [9].

Este tipo de viento es paralelo a las isobaras, siendo tanto mayor cuanto más próximas estén las isobaras (mayor gradiente de presión).

2. Viento de gradiente

Es el resultante de las fuerzas debidas al gradiente de presión (F_p), a Coriolis (F_d) y a la centrífuga (F_c), según se muestra en la figura 2.5.

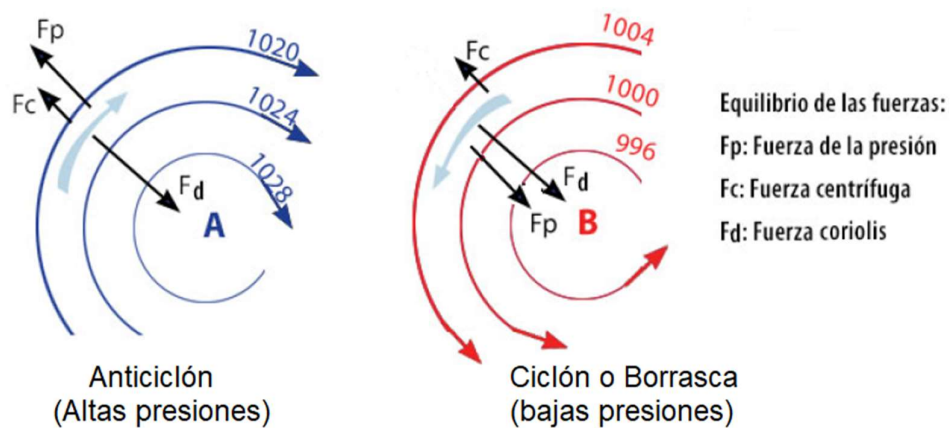


Figura 2.5 Viento del Gradiente. Adaptado de portal náutico Masmar.

La fuerza debida al gradiente de presión actúa perpendicularmente a las isobaras (dirigida desde las altas a las bajas presiones) y la fuerza centrífuga hacia la parte convexa de la trayectoria. Por eso, en el caso de un anticiclón la fuerza centrífuga (F_c) se suma a la fuerza de presión (F_p), mientras que en una depresión se resta [9].

Los vientos geostróficos y los de gradiente son una buena aproximación al viento real en aquellas condiciones en las que la fuerza de rozamiento es despreciable. Esta situación se da en las capas alejadas de la superficie terrestre. Debido al rozamiento, cerca de la superficie del suelo, el viento real disminuye su velocidad y varía su dirección de forma que esta corta las isobaras dirigiéndose hacia las zonas de baja presión como se muestra en la figura 2.6 y la figura 2.7.

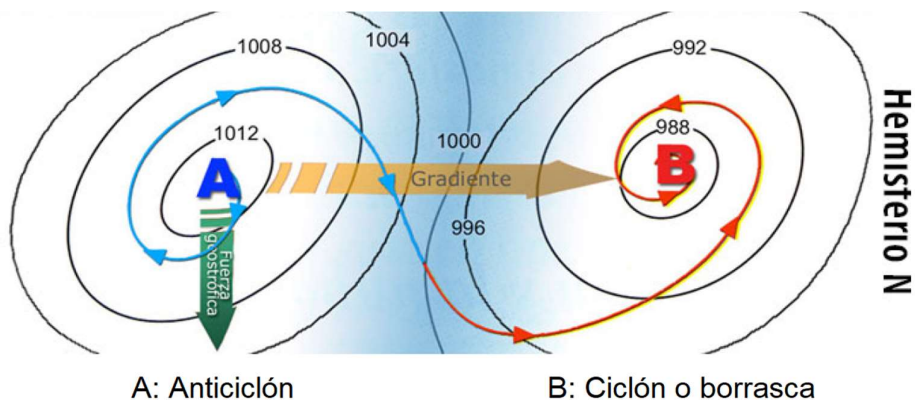


Figura 2.6 Cambio en dirección del viento por rozamiento en el Hemisferio Norte. Isobaras en hPa. Adaptado de ⁹

⁹ Fuente Portal Náutico masmar:

<http://www.masmar.net/index.php/esl/Apuntes-N%C3%A1uticos/Meteorolog%C3%ADa/El-viento.-Direcci%C3%B3n.Gradiente-de-presi%C3%B3n-y-el-viento.Simbolos.-Escala-de-Beaufort>

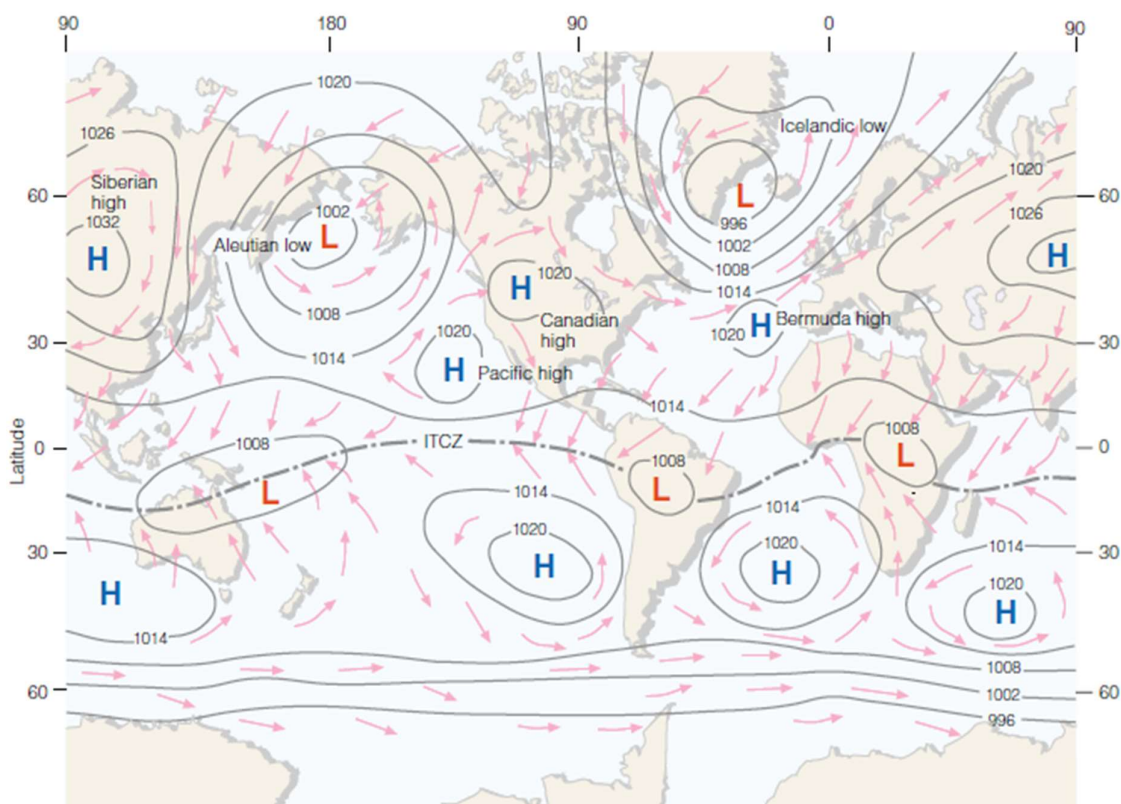


Figura 2.7 Visualización del campo de presión media y de velocidades de viento a nivel del mar en Enero [11].

Los efectos del rozamiento del viento con la superficie terrestre se manifiestan hasta una altura media de unos 1.000 m. Esta capa se conoce como capa límite. Fuera de la misma, en la atmósfera libre, los efectos son despreciables y la aproximación de viento geostrófico y de gradiente es admisible.

2.3 Vientos locales (Forzantes de Meso-escala)

Condiciones locales originan vientos que se apartan del comportamiento de los vientos globales a macro escala, algunos de los principales son:

1. Brisas de Mar o Brisas de Tierra

Durante el día en zonas costeras, la tierra se calienta más rápidamente que el mar, dado la mayor capacidad térmica del agua. El aire en contacto con el suelo estará a mayor temperatura que el aire en contacto con el agua, por lo que se crea una corriente de aire ascendente, originándose una depresión que provoca la circulación del aire de mar a tierra (brisa marina) [9].

Durante la noche, el fenómeno se invierte y el viento sopla de tierra a mar (brisa terrestre). Ver figura 2.8

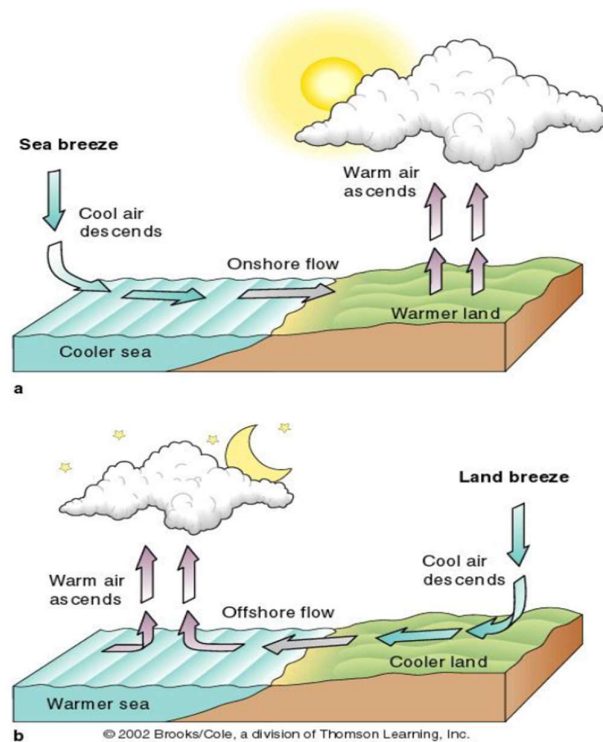


Figura 2.8 Esquemas de formación de: a) Brisas de mar (Sea breeze), b) Brisas de tierra (land breeze)

2. Brisas de Valle y de Montaña

En una montaña, al anochecer, el aire en contacto con el terreno más elevado se enfría más rápidamente que el aire situado sobre el valle, por lo que tiende a descender hacia el valle siguiendo la ladera. Es el denominado viento catabático, generalmente de carácter suave. Durante el día, y por efecto de la radiación solar, el proceso se invierte y es el viento en contacto con el terreno situado en la proximidad de los valles, el que tiende a ascender por la ladera (viento anabático) [9].

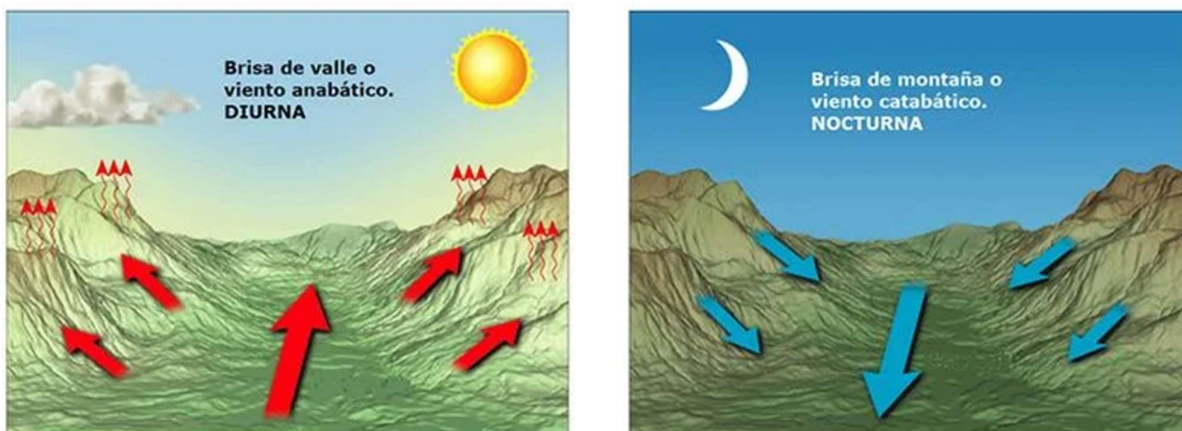


Figura 2.9 Esquemas formación de brisas de valle y de montaña. Adaptado de ¹⁰

¹⁰ Fuente: <https://www.tiempo.com/noticias/divulgacion/brisas-los-vientos-que-te-refrescan.html>

2.4 Vientos sobre edificaciones (Forzantes de Micro-escala)

Cuando el viento escurre alrededor de una edificación se produce turbulencia, vórtices y se suele reducir la velocidad del viento [11], tal como se esquematiza en la figura 2.10.

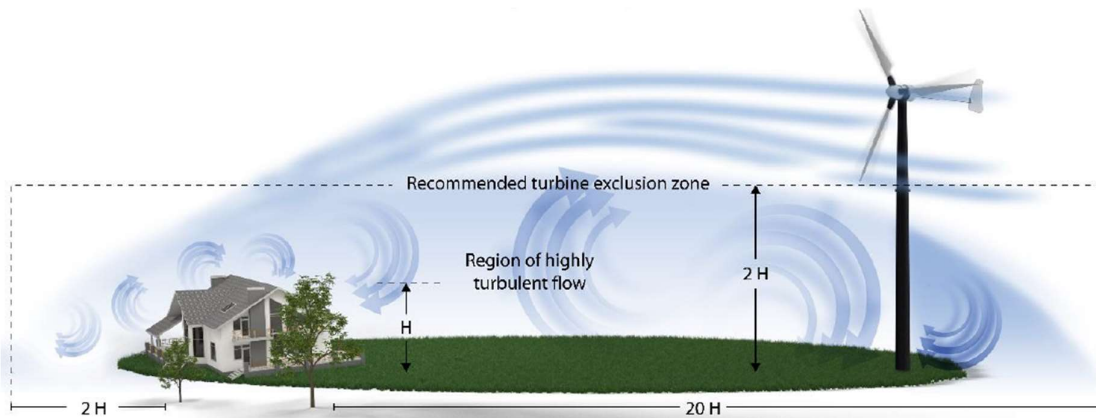


Figura 2.10 Obstrucción del viento por un edificio y un árbol de altura H y zona de flujo afectado [12].

Corriente abajo del edificio la turbulencia sigue un proceso de disipación y el viento adopta progresivamente un valor más próximo a lo que valía corriente arriba del edificio

2.5 Capa Límite y característica del flujo

Dentro de la capa límite, la cual comprende los efectos del rozamiento del viento con la superficie terrestre se distinguen las siguientes capas Ver figura 2.11 [9] [13].

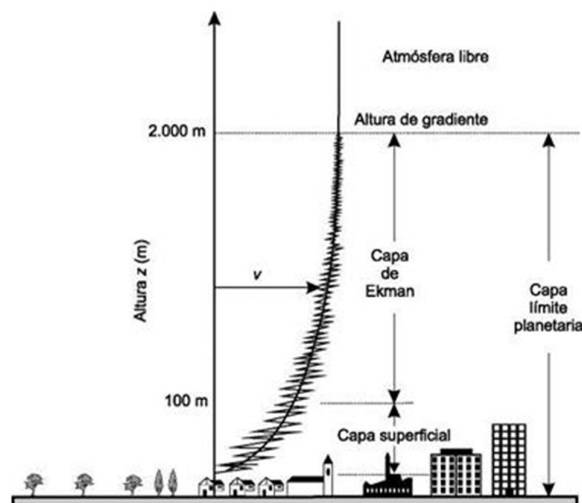


Figura 2.11 Capa límite y perfil de velocidad de viento con la altura. Adaptado de ¹¹

¹¹ Fuente: <http://energyprofessionalsymposium.com/?p=36651>

- *Capa Rugosa*, esta región se extiende entre el suelo y una altura igual entre 1,5 y 3 veces la altura media de los elementos de rugosidad. La distribución de la velocidad media en la subcapa rugosa depende de la ubicación del sitio respecto a los obstáculos que producen la rugosidad del suelo
- *Capa Superficial*, es la parte más próxima al suelo, hasta unos 100 m de altura, donde la orografía, la rugosidad y los obstáculos afectan de forma importante a las variaciones de intensidad y dirección. Cerca de la superficie, la fricción reduce la velocidad del viento, que a su vez reduce la fuerza de Coriolis. Por consiguiente, la fuerza de Coriolis más débil ya no equilibra la presión fuerza de gradiente, y el viento sopla a través de las isobaras hacia una presión más baja (ver figura 2.12). Este fenómeno produce la salida de aire de un campo de alta presión y una afluencia alrededor de un campo de baja presión.
- *Capa de Ekman*, es la capa inmediatamente superior (100 – 2.000 m), donde los cambios se manifiestan de forma progresiva y más suave. generalmente se extiende hacia arriba a una altitud cercana a los 1.000 m sobre la superficie, pero esta altitud puede variar un poco ya que tanto los vientos fuertes como el terreno irregular puede extender la región de influencia friccional.

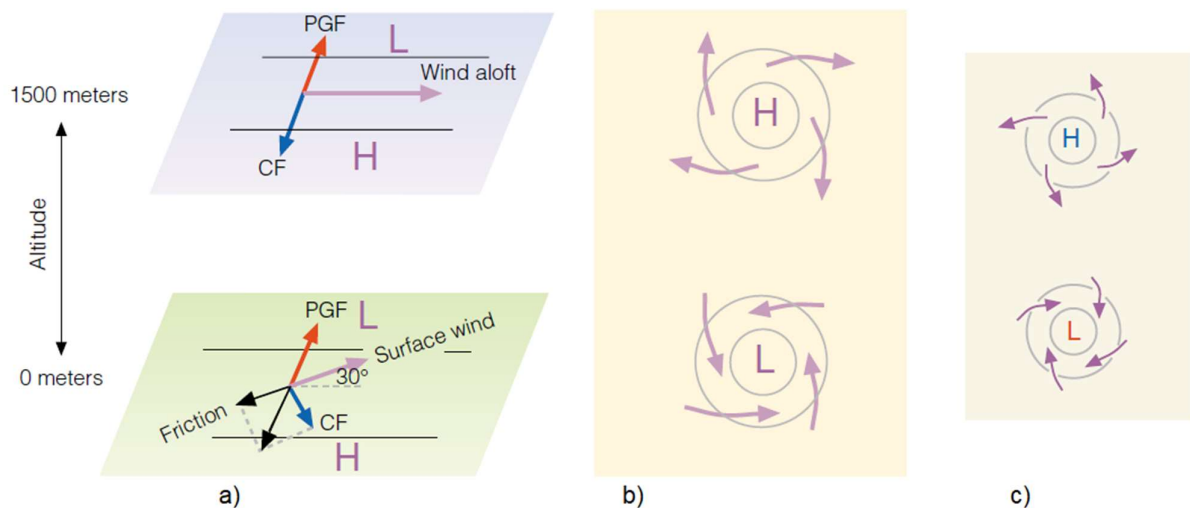


Figura 2.12 a) Efecto de la fricción superficial en la dirección del viento. Flujo ideal sobre un sistema de presión superficial en el hemisferio norte (b) y sur (c) respectivamente. Adaptado de [11]

En terrenos planos homogéneos y estabilidad atmosférica neutra (cuando una parcela de aire es más fría y pesada que el aire que la rodea y se mantiene en su posición cercana a la superficie), es posible describir y cuantificar el perfil de velocidad de viento mediante dos modelos matemáticos o leyes [13]: La ley logarítmica y la ley potencial, desarrolladas por diferentes autores [14] [15] [16].

Ley Logarítmica

La distribución de la velocidad media por encima de la subcapa rugosa sigue una ley de tipo logarítmica como la que presenta la ecuación 2.1

$$U = \frac{u^*}{k} \ln \left(\frac{z-d}{z_0} \right) \text{ Ecuación 2.1}$$

Donde k es una constante universal denominada de von Karman con un valor de 0.41, U es la velocidad media a la altura Z , u^* la velocidad de fricción, d la altura del plano de desplazamiento nulo que corresponde a un corrimiento del origen de cotas debido a la presencia de rugosidad (terrenos rurales $d=0$, para el centro de una ciudad $d=20m$), Z_0 es la longitud de la rugosidad. La profundidad de esta región de la atmósfera suele ser de entre 70m y 120m.

La longitud de rugosidad Z_0 se encuentra asociada a la tensión rasante que el suelo realiza sobre el flujo atmosférico, existiendo una relación del valor de este parámetro con diferentes tipos de suelo (ver tabla 2.2)

z_0 (m)	Clasificación	Descripción del terreno	C_{DN}
≤ 0.0002	Mar	Agua en calma, llanuras nevadas	0.0014
0.005	Liso	Campos nevados	0.0028
0.03	Abierto	Terreno abierto y llano, hierba, algunos obstáculos aislados: $x/H \geq 50$	0.0047
0.1	Abierto rugoso	Cultivos bajos, grandes obstáculos ocasionales: $20 < x/H < 50$	0.0075
0.25	Rugoso	Cultivos altos, obstáculos dispersos: $20 < x/H < 15$	0.012
0.5	Muy rugoso	Parques, matorrales, obstáculos numerosos: $10 < x/H < 15$	0.018
1	Cerrado	Densa cobertura regular de obstáculos: bosques $x/H < 4$	0.030
≥ 2	Caótico	Bosques irregulares con claros	0.062

Tabla 2.2 Clasificación de la rugosidad terreno realizada por Wieringa (1993) descrita en términos de la rugosidad Z_0 y el coeficiente de arrastre C_{DN} . La “x” representa la distancia característica entre obstáculos y H es la altura del obstáculo principal [17] [18].

La velocidad de fricción se define a partir de la tensión rasante que el suelo realiza sobre el viento de acuerdo con la ecuación 2.2 y se relaciona con la longitud de rugosidad a través de la relación empírica de la ecuación 2.3:

$$u^* = \sqrt{\frac{\tau_0}{\rho}} \quad \text{Ecuación 2.2}$$

Donde τ_0 es la tensión rasante que produce el suelo sobre el flujo y ρ la densidad del aire.

$$\frac{u_1^*}{u_2^*} = \left(\frac{Z_{0,1}}{Z_{0,2}} \right)^{0.0706} \quad \text{Ecuación 2.3}$$

La altura del plano de desplazamiento nulo se puede estimar aproximadamente de acuerdo con la ecuación 2.4:

$$d = h - \frac{Z_0}{k} \quad \text{Ecuación 2.4}$$

Donde h es la altura media de los elementos de rugosidad.

Ley Potencial

Por encima de la subcapa logarítmica la distribución de velocidad en altura puede aproximarse a una ley de tipo potencial como se expresa en la ecuación 2.5.

$$U = U_{ref} \left(\frac{Z}{Z_{ref}} \right)^n \quad \text{Ecuación 2.5}$$

Donde U es la velocidad media a la altura Z , U_{ref} es la velocidad a la altura Z_{ref} y n un parámetro empírico que depende de la longitud de rugosidad. En la tabla 2.3 se presentan los parámetros característicos de diferentes tipos de suelo propuestos por Counihan (1972). La velocidad U_{ref} es la que se tendría en el tope de la capa límite atmosférica. I_u ($Z=30m$) corre la intensidad de turbulencia a 30 m del suelo [13].

PARAMETRO	TIPO DE TERRENO			
	1	2	3	4
	Uniforme	Moderadamente Rugoso	Rugoso	Muy Rugoso
	Hielo – Barro – Nieve – Mar	Pastura corta – Pastura Cultivos – Rural	Rural arbolado – Montes – Suburbios	Urbano
$Z_0(cm)$	0,001 – 0,01 – 0,1 – 2,0	0,1 – 3 ~ 7 – 20	100	150
u^{*2}/U_0^2	0,004 – 0,006 – 0,001	0,0014 – 0,002 – 0,004	-	-
n	0,08 – 0,11 – 0,12	0,13 – 0,143 – 0,20	0,20 – 0,23	0,25 – 0,40
I_u ($Z=30m$)	0,10 – 0,12	0,13 – 0,20	-	0,2
			-	0,30 – 0,40

Tabla 2.3. Parámetros Característicos de diferentes tipos de terrenos.

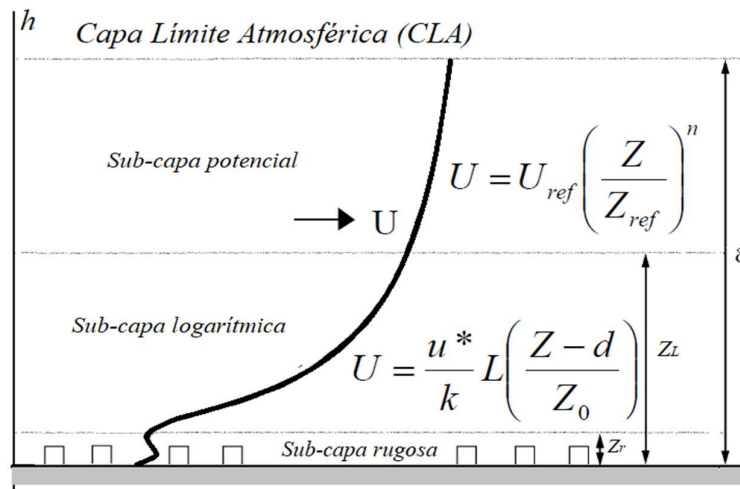


Figura 2.8 Regiones de la Capa Límite Atmosférica y sus ecuaciones del perfil de velocidad.

En la figura 2.9 y 2.10 se presentan distribuciones de velocidad media en altura para diferentes tipos de terrenos.

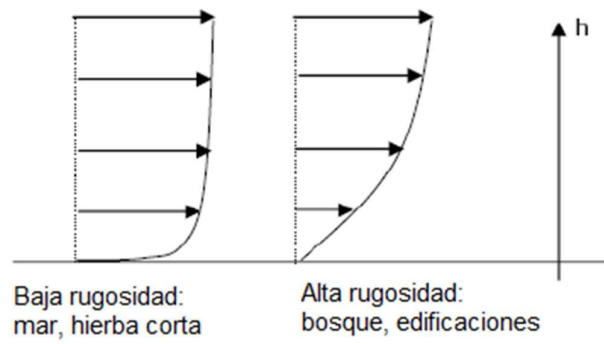


Figura 2.9 Impacto de la rugosidad superficial en el perfil del viento. Adaptado de [12]

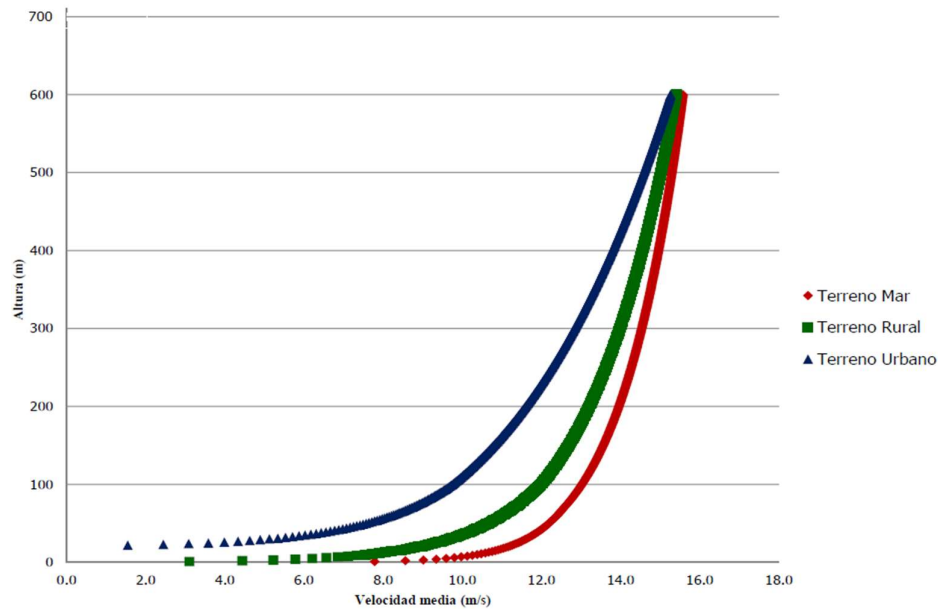


Figura 2.10. Perfil de velocidad media en altura. Adaptado de [13].

2.6 Turbulencia

Un flujo se denomina turbulento cuando cumple con las siguientes características¹² [13]:

- Es altamente difusivo en un medio, hay un aumento de la tasa de mezcla.
- Es altamente disipador (energía cinética se transforma en energía interna por el esfuerzo de corte viscoso).
- Es aleatorio, el movimiento de las partículas fluidas es irregular.

¹² Características del flujo turbulento: <https://www.thermal-engineering.org/es/cuales-son-las-caracteristicas-del-flujo-turbulento-definicion/>

- Es rotacional (genera vórtices).
- Es una propiedad de un flujo.
- Tiene un elevado número de Reynolds (relación entre fuerzas viscosas y fuerzas de inercia), es turbulento cuando $Re > 4.000$

La turbulencia atmosférica se caracteriza por un flujo irregular de aire que produce ráfagas y remolinos. En la atmósfera aparecen dos mecanismos de producción de turbulencia que son uno de origen mecánico y el otro de origen termodinámico [13][19]

Producción mecánica de la turbulencia

Ocurre cuando el flujo de viento es afectado por el rozamiento con la superficie terrestre o por características topográficas como colinas y montañas, o cuando el flujo se desarrolla alrededor de un obstáculo sumergido en el viento. Ver figura 2.11

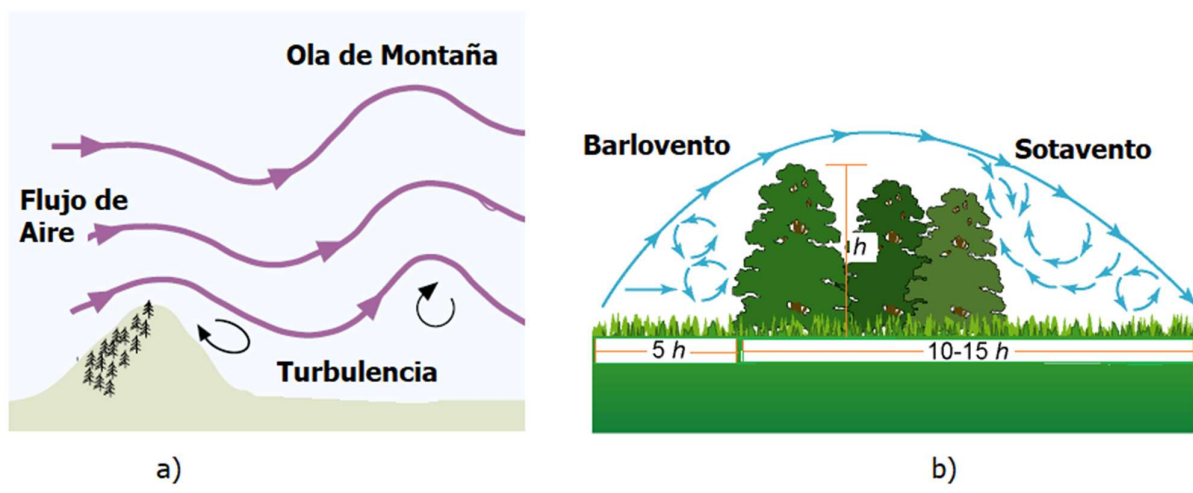


Figura 2.11. Efecto de obstáculos sobre el flujo de viento: a) Paso a través de una montaña. Adaptado de [11], b) Paso a través de una barrera de árboles¹³

Producción termodinámica de la turbulencia

Es debida a los diferentes procesos de calor que se presentan en la atmósfera como son la radiación, la convección y la conducción como se muestra en la figura 2.12, la cual muestra lo que sucede con la radiación solar absorbida por la atmósfera y la superficie terrestre.

¹³ Fuente: <http://agron-www.agron.iastate.edu/courses/Agron541/classes/541/lesson05a/5a.3.html>

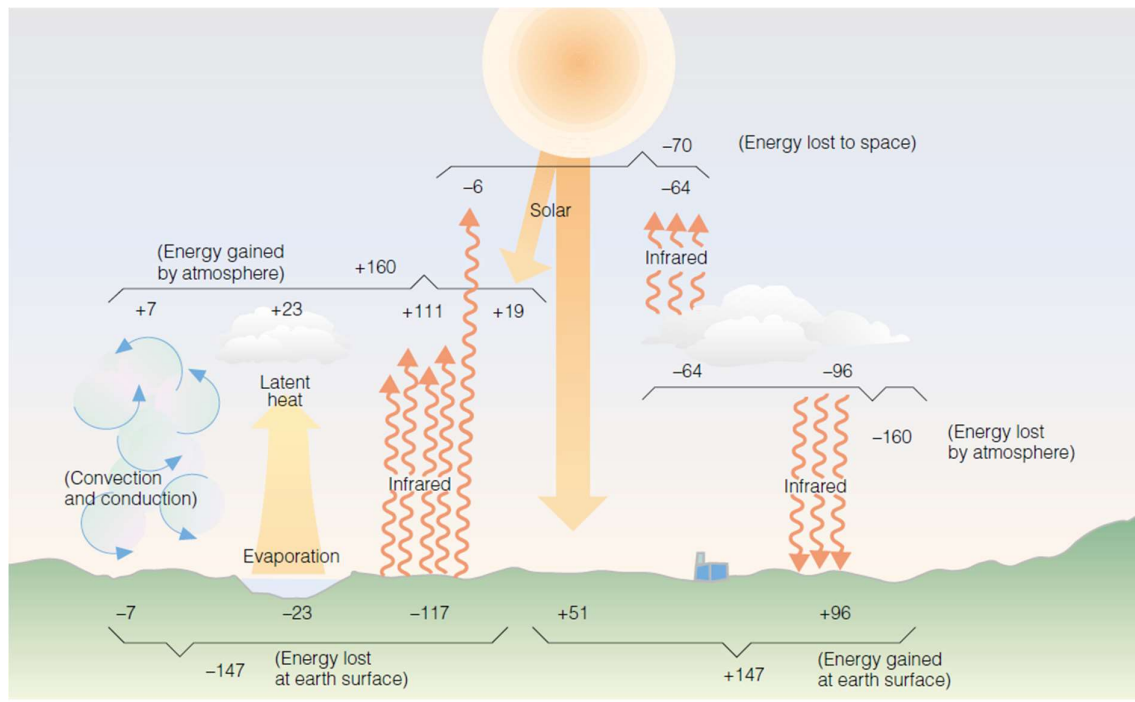


Figura 2.12. Balance energético Tierra-Atmósfera. Los números representan unidades de energía aproximados basados en observaciones y datos satelitales [11].

Estos procesos de transferencia de calor generan movimientos de parcelas de aire como por ejemplo se muestra en la figura 2.13, las cuales determinan la estabilidad o inestabilidad atmosférica.

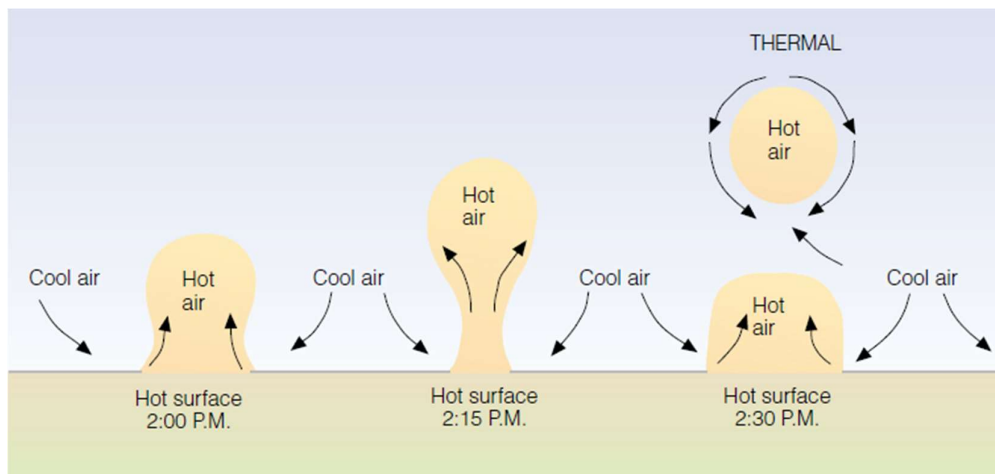


Figura 2.13. Parcela de aire caliente elevándose por convección desde el suelo [11].

Si una parcela de aire ascendente es más fría que su entorno, será más densa (más pesada) y tenderá a hundirse a su nivel original. En este caso, el aire es estable porque resiste el desplazamiento hacia arriba. Pero si la parcela de aire ascendente es más caliente y menos densa que el aire a su alrededor, esta continuará elevándose por su cuenta (verticalmente) lejos de la superficie, ver figura 2.14.

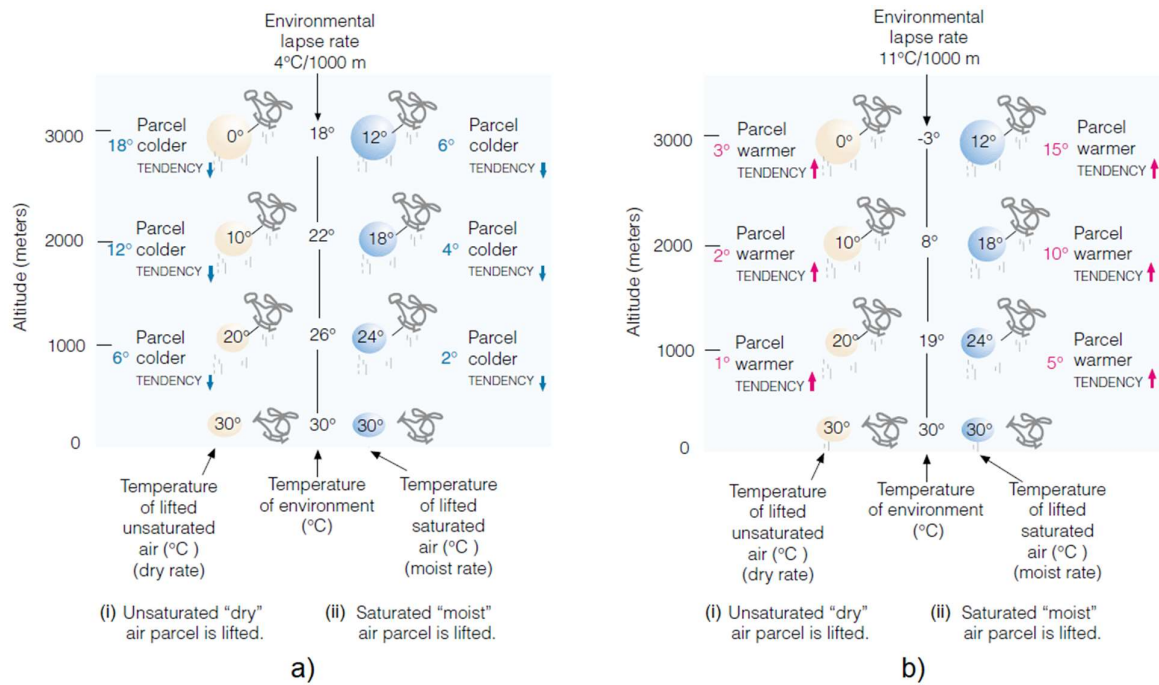


Figura 2.14. a) Atmósfera estable, la parcela regresa a su posición original. b) Atmósfera inestable, parcela de aire se acelera y se aleja de su posición original. Adaptado de [11].

2.7 Análisis de datos Meteorológicos

Los diferentes procesos que ocurren en la atmósfera y que son de interés en aplicaciones de ingeniería (viabilidad de viento como fuente de energía), son descritos mediante parámetros meteorológicos en el tiempo, como son principalmente la Velocidad media, la dirección del viento, la distribución estadística o densidad de probabilidad de la velocidad del viento, la intensidad de turbulencia y los eventos extremos [9] [10] [20].

2.7.1 Velocidad Media

La velocidad del viento es de una magnitud vectorial. En energía eólica sólo se consideran las componentes en el plano horizontal (plano paralelo a la superficie terrestre), los aerogeneradores de eje vertical (VAWT) capturan energía del viento independiente de la dirección en el plano horizontal, mientras que los aerogeneradores de eje horizontal (HAWT) tienen un control de desvío que alinea el eje de rotación con la dirección del viento en este mismo plano. Para la mayoría de los aerogeneradores, la energía es obtenida del vector de velocidad de viento en el plano horizontal.

Como se muestra en la figura 2.15, la velocidad del viento se caracteriza por dos valores: el módulo de la componente de la velocidad en el plano horizontal y la dirección de donde sopla.

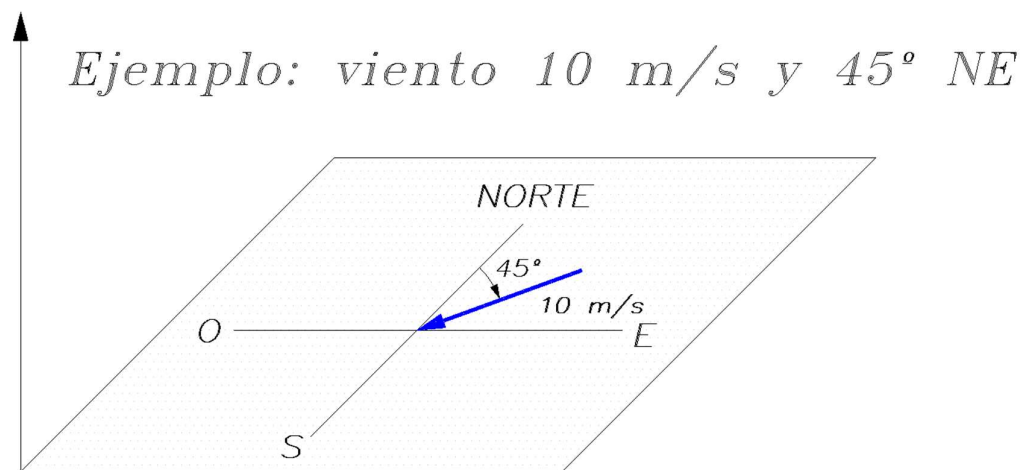
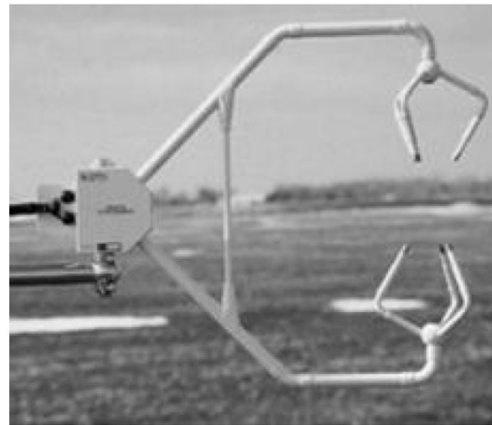


Figura 2.15. Representación de la velocidad del viento sobre el plano horizontal

La velocidad del viento se mide con un anemómetro y la dirección con una veleta. Los sensores han de situarse en lugares despejados, sin obstáculos en los alrededores. La altura estándar de medición es de 10 m sobre el suelo. Para las evaluaciones del potencial eólico conviene medir también a otras alturas (25, 50 y 75 m). Para un aerogenerador eólico se mide a la altura del eje de este. Además del anemómetro y veleta, se requieren termómetros y barómetros para medir la temperatura ambiente del aire y la presión atmosférica. En general, la señal captada por el sensor de medición se envía a un sistema de registro de datos que dispone de un integrador, de un indicador, de un sistema de grabación y opcionalmente de un sistema de transmisión de datos a una estación de tratamiento de los mismos.



a) Anemómetro de Copelas



b) Anemómetro Ultrasónico

Figura 2.16 Anemómetros empleados para la medición de la velocidad del viento [10].

En la figura 2.16 a), se visualiza un anemómetro de copelas que es el más utilizado en relevamientos eólicos y ambientales. Se compone de un conjunto de piezas semiesféricas o cónicas sujetas cada una por un brazo que se conecta a un eje central. Este eje central gira a una velocidad proporcional a la velocidad del viento. Los anemómetros ultrasónicos, como el presentado en la figura 2.16 b), miden la velocidad en base al efecto que tiene el viento sobre el tiempo de recorrido

de una señal de ultrasonido. Los anemómetros ultrasónicos permiten describir los componentes horizontal y vertical del viento.

Una torre meteorológica tiene varios instrumentos montados en diferentes alturas, una configuración frecuente es la siguiente:

- Torre monopolo de 60 m
- Dos anemómetros a 60m
- una veleta entre 56 y 58 m
- Dos anemómetros a 40 m
- Dos anemómetros a 30 m
- Una veleta a unos 26 a 28m
- Sensor de temperatura a 3m
- Opcionalmente sensores de presión barométrica y humedad relativa en un nivel de 3m
- Datalogger y dispositivos de comunicación en una caja cerrada en un nivel a 3m

Todos los instrumentos deben ser montados en brazos de una longitud tal que se minimice el impacto de la torre en el flujo.

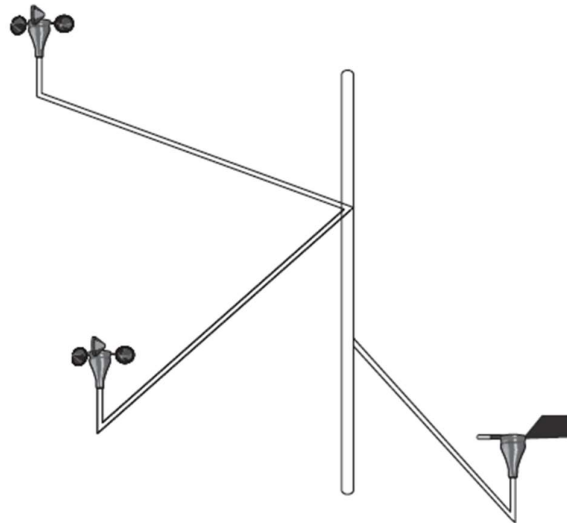


Figura 2.17 Torre tubular con dos anemómetros y una veleta. Adaptado de [10].

La información meteorológica suele disponerse a través de series históricas con diversas longitudes y pasos temporales. En la tabla 2.4, se presenta un tramo de una serie histórica correspondiente a una medición de velocidad a dos alturas diferentes: a 70 m y 40 m.

En la tabla 2.5, se presenta un primer análisis denominado Matriz de frecuencia, en la cual se agrupa para cada clase de velocidad y para cada clase de dirección la cantidad de eventos registrados a lo largo de un cierto tiempo.

Ubicación					Altura (m)	70.0		Altura (m)	40	
Longitud (W)					Velocidad	Desviación		Velocidad	Desviación	
					Media	Estándar	Dirección	Media	Estándar	Dirección
Día	Mes	Año	Hora	Minutos	(m/s)	(m/s)	(°)	(m/s)	(m/s)	(°)
1	1	2009	0	0	6.5	1.0	126	5.3	1.0	129
1	1	2009	0	10	6.5	0.9	125	5.6	1.0	126
1	1	2009	0	20	6.4	0.8	127	5.2	0.8	127
1	1	2009	0	30	6.4	0.8	127	5.4	0.8	128
1	1	2009	0	40	6.6	0.9	128	5.5	1.0	127
1	1	2009	0	50	6.8	0.8	126	5.4	1.0	126
1	1	2009	1	0	6.6	0.9	125	5.3	0.9	125
1	1	2009	1	10	6.4	0.8	125	5.3	0.7	124
1	1	2009	1	20	6.5	0.9	126	5.3	0.9	124
1	1	2009	1	30	7.2	0.8	126	6.2	0.9	129
1	1	2009	1	40	7.9	1.0	126	6.6	1.0	128
1	1	2009	1	50	7.5	0.9	128	6.4	0.9	131
1	1	2009	2	0	7.0	0.8	124	6.0	0.9	125

Tabla 2.4. Datos obtenidos en una estación meteorológica. Adaptado de [21].

Intervalo de velocidad		Calmas = 992						
V (km/h)	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	
1	0	0	0	0	0	0	0	0
3	1	0	0	0	0	1	1	0
5	4	9	2	4	4	3	4	
7	75	80	81	92	165	123	85	
9	103	93	95	115	181	140	117	
11	148	128	104	124	193	162	113	
13	138	131	101	116	207	179	121	
15	126	145	105	102	148	220	125	
17	111	134	110	63	146	192	123	
19	87	172	121	67	147	227	142	
21	50	144	86	34	101	187	126	
23	36	98	68	25	84	167	100	
25	34	76	66	23	75	128	84	
27	25	58	34	26	51	100	57	
29	17	37	33	21	44	78	43	

Tabla 2.5. Matriz de frecuencia Velocidad - Dirección. Adaptado de [21].

2.7.2 Rosa de los Vientos

Conocer la dirección del viento predominante y la velocidad es esencial para determinar el impacto de obstáculos y accidentes geográficos cuando se busca la mejor ubicación de un proyecto y se estima el recurso eólico en esa ubicación. Para ayudar con este proceso, se puede utilizar una rosa de los vientos que muestre las distribuciones de la dirección del viento en un área determinada. La rosa de los vientos es un histograma en coordenadas polares, dividido en sectores radiales (usualmente 8 o 16) para las direcciones y sectores circulares los cuales indican diferentes valores de una variable tales como [10] [21] [22]:

- La velocidad promedio del viento
- El porcentaje promedio de tiempo que el viento sopla en cada dirección
- El porcentaje de energía eléctrica total por unidad de área (rosa de energía) en el viento.

Las rosas de los vientos se pueden generar en función de la velocidad media anual del viento o por temporada, mes o incluso hora del día según sea necesario. En la Figura 2.17 se muestran ejemplos de gráficos de rosa de los vientos típicos.

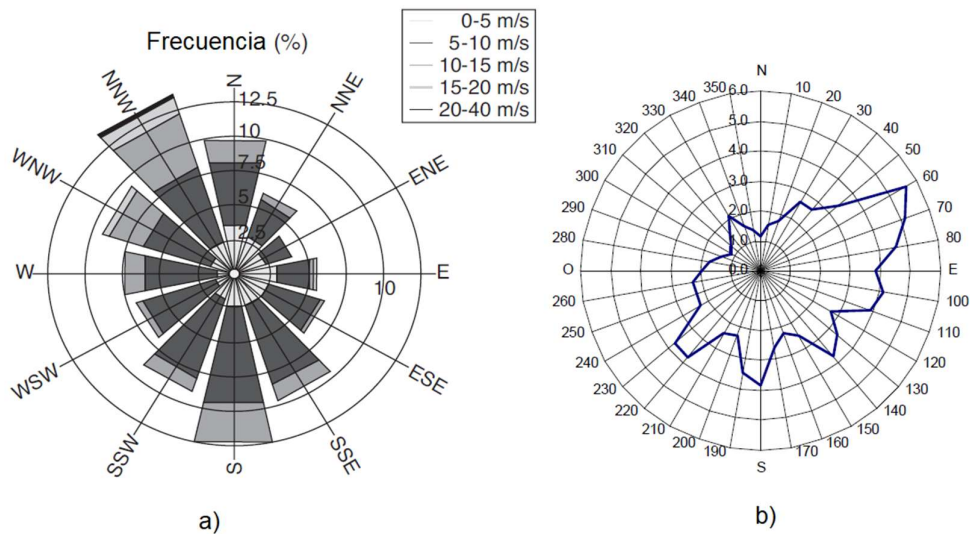


Figura 2.17 Gráficos ilustrativos de Rosa de los vientos de dirección. Adaptado de [10] [21].

En la figura 2.17 a, se muestra un gráfico de rosa de los vientos con barras cuya superficie es proporcional a la frecuencia en % de valores según cada intervalo de velocidad. En la figura 6.17 b, por ejemplo, el 5.6 % del tiempo el viento procede de la dirección 60°.

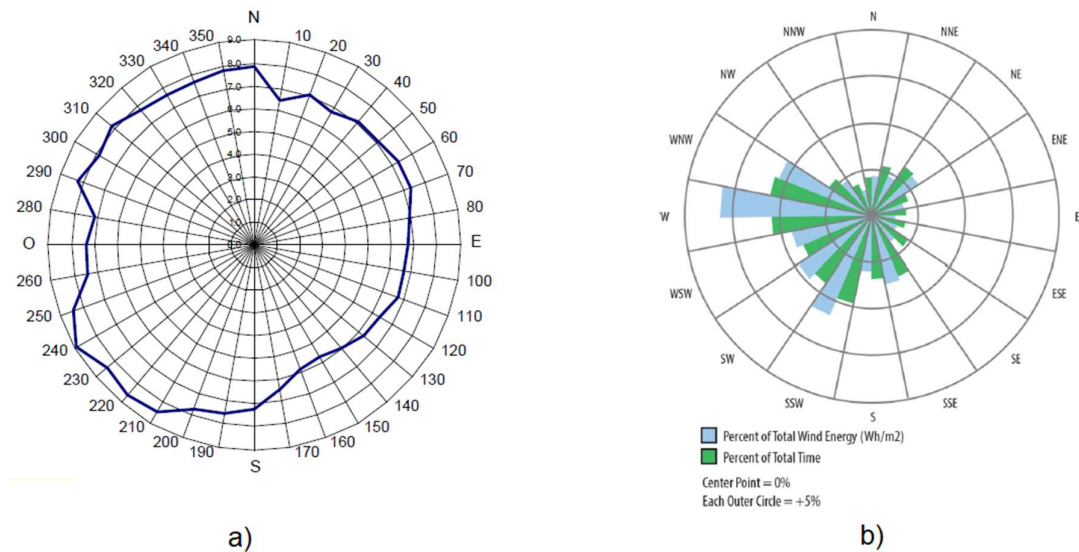


Figura 2.18 a) Rosa de los vientos de velocidad media. b) Rosa de Energía. Adaptado de [21] [22].

En la figura 2.18 a, la rosa de los vientos de la velocidad media presenta para cada dirección de viento el valor de la media a lo largo del periodo de tiempo considerado. En la figura 2.18 b, las barras de color azul son la energía eólica total disponible en esa dirección, mientras que el verde indica el tiempo total que el viento sopla desde esa dirección. Es importante reconocer que los sectores donde el viento sopla con frecuencia pueden no proporcionar la mayor cantidad de energía si los vientos de esos sectores son relativamente débiles. Por esta razón, es importante examinar las rosas de los vientos tanto por la frecuencia del viento como para la producción de energía.

2.7.3 Densidad de probabilidad de la Velocidad

La velocidad del viento es una variable estocástica. Los datos o histogramas de frecuencia de la velocidad del viento son a menudo presentados mediante funciones estadísticas estándar. La más usada es la distribución de Weibull, la cual puede ser presentada de dos formas [3] [10] [21]:

1) La función de densidad de probabilidad

La función de densidad de probabilidad de Weibull $p(V)$, se expresa mediante la siguiente ecuación:

$$p(V) = \frac{k}{c} \left(\frac{V}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{V}{c}\right)^k} \quad \text{Ecuación 2.6}$$

En la ecuación 2.6, V es la velocidad del viento, el parámetro k es el denominado factor de forma y c es el factor de escala. La determinación de estos parámetros puede realizarse por un ajuste a la distribución deducida a partir de la medición (ver figura 2.19) y pueden estimarse a partir del valor medio de la velocidad mediante las siguientes ecuaciones:

$$V_p = c \cdot \Gamma \left(1 + \frac{1}{k}\right) \quad \text{Ecuación 2.7}$$

$$V_m = c \left(\frac{k-1}{k}\right)^{\frac{1}{k}} \quad \text{Ecuación 2.8}$$

En la ecuación 2.7 V_p es la velocidad promedio de la muestra y Γ es la función gamma. En la ecuación 2.8 V_m es la moda de la muestra.

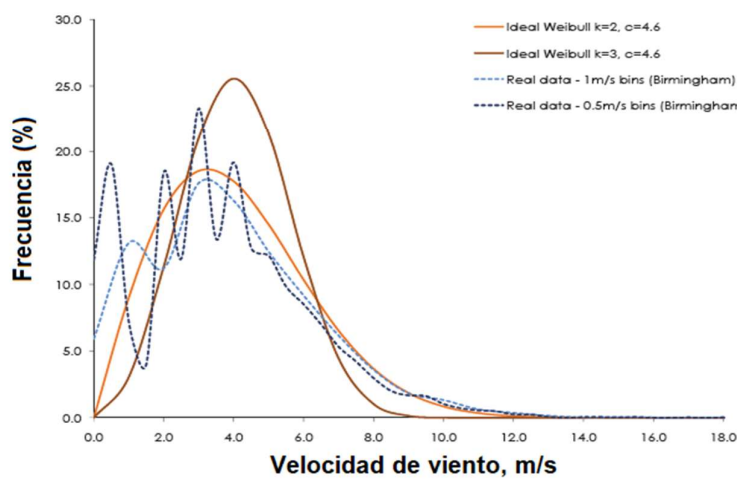
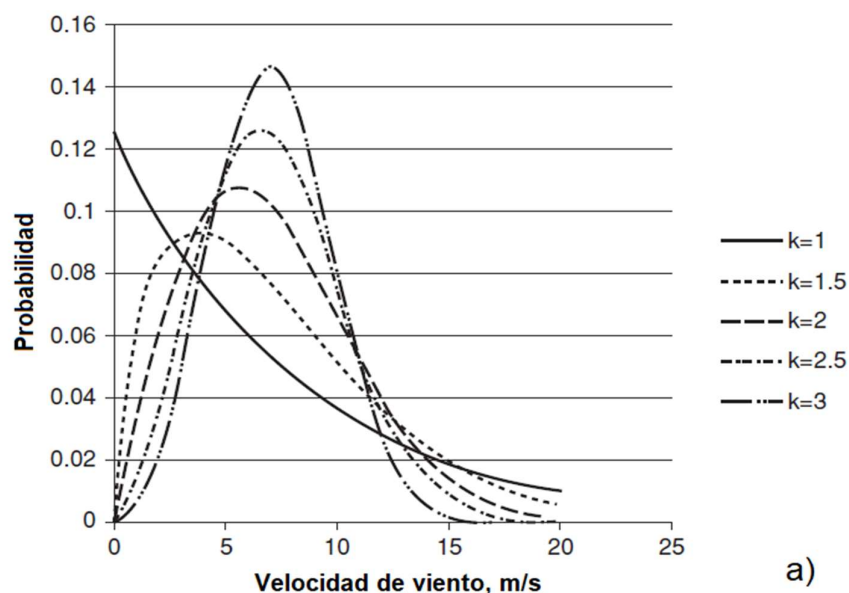


Figura 2.19 Curvas de densidad de probabilidad de velocidad de viento a) Función con factor de escala $c=8$ y diferentes valores de k [10]. b) Curvas con diferentes valores de k , comparadas con datos reales para distintos bins (Birmingham, UK). Adaptado de [3].

2) Función de distribución acumulada

Se utiliza para estimar la fracción de tiempo T que girará la turbina en aquellos casos en que esta va a aparecer en una posición destacada en el paisaje urbano. En el caso de una velocidad de arranque de 4 m/s y una velocidad de corte de 25 m/s se puede utilizar la siguiente fórmula:

$$T = e^{-\left(\frac{4}{c}\right)^k} - e^{-\left(\frac{25}{c}\right)^k} \quad \text{Ecuación 2.9}$$

Usando un $k = 2$ y un factor de forma $c = 4,6$ se observa que la turbina solo girará y generará electricidad aproximadamente la mitad del tiempo (periodo de registro de velocidad viento):

$$T = e^{-\left(\frac{4}{4,6}\right)^2} - e^{-\left(\frac{25}{4,6}\right)^2} = 0,47$$

2.7.4 Intensidad de Turbulencia

La turbulencia es un factor importante para determinar la ubicación del aerogenerador debido a su relación con la ocurrencia de fallas por cargas de fatiga ocasionadas por las variaciones bruscas de la intensidad del viento y sobre su vida útil. La componente turbulenta o fluctuante de la velocidad del viento se suele caracterizar a través de la energía cinética mediante la componente longitudinal de la turbulencia, la cual es co-lineal a la componente media de la velocidad y se representa mediante su media cuadrática o desviación estándar σ_u que es proporcional a la energía cinética, según la ecuación 2.10:

$$\sigma_u = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (U_i - U)^2} \quad \text{Ecuación 2.10}$$

Donde U es el promedio de velocidad de los N valores (diezminutales) medidos de velocidad U_i

Para aplicaciones de energía eólica en ingeniería interesa el parámetro denominado Intensidad de Turbulencia I_u el cual es el cociente entre la desviación estándar σ_u y el valor de la velocidad media U , como se define en la ecuación 2.11

$$I_u = \frac{\sigma_u}{U} \quad \text{Ecuación 2.11}$$

Si el viento fluctúa rápidamente, la intensidad de la turbulencia será mayor mientras que para vientos estables la intensidad de turbulencia será menor. En general, la más alta intensidad de turbulencia ocurre cerca de la superficie terrestre, donde el viento está en contacto directo con las rugosidades del terreno. Los valores típicos de la intensidad de la turbulencia en un terreno tipo rural se encuentran en un rango de 0.03 a 0.2 [23].

La intensidad de turbulencia es también una medida de la estabilidad atmosférica, específicamente, mide cambios rápidos de velocidad de viento en cortos intervalos. Un valor de I_u hasta 0,1 se considera baja turbulencia, un valor entre 0.1 y 0.25 es considerada turbulencia moderada, un valor de 0.25 o mayor es considerada alta turbulencia. I_u es usada principalmente para determinar la clase del aerogenerador apropiada para el sitio [10]. En la figura 2.20 se muestra el resultado de una medición de intensidad de turbulencia realizada por R.I. Harris en un trabajo para la Electric Research Association, en un terreno de tipo rural.

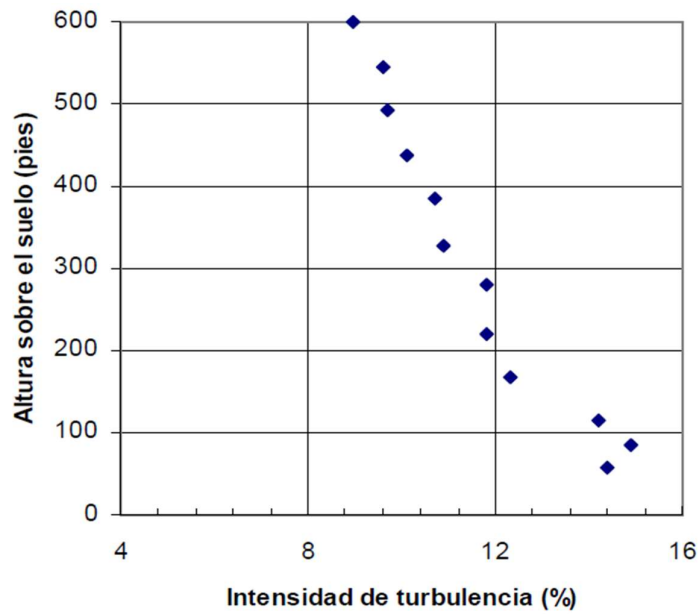


Figura 2.20 Perfil de intensidad de turbulencia medido en campo. Adaptado de [13].

2.7.5 Potencia Meteorológica

Se define por la energía teórica máxima por unidad de tiempo y área (W/m^2) que se puede extraer de una masa de aire en movimiento. Se determina por la siguiente ecuación:

$$P_{met} = \frac{1}{2} \rho V_{med}^3 p(V_{med}) \quad \text{Ecuación 2.12}$$

Donde, ρ es la densidad del aire (la densidad estándar es de $1,225 \text{ kg/m}^3$), V_{med} es la velocidad media en un intervalo de velocidades o direcciones y $p(V_{med})$ es la probabilidad de ocurrencia de la velocidad media en dicho intervalo.

2.7.5 Eventos Extremos

En la atmósfera se presentan fenómenos meteorológicos de muy elevada velocidad de viento los cuales se identifican como eventos extremos de viento. Estos pueden tener una escala entre la micro y meso-escala tales como las tormentas severas, tornados y turbonadas, otros con escalas entre meso y macro escala meteorológica como por ejemplo los ciclones tropicales conocidos también como huracanes o tifones y ciclones extratropicales [13], como se muestra en la figura 2.21.

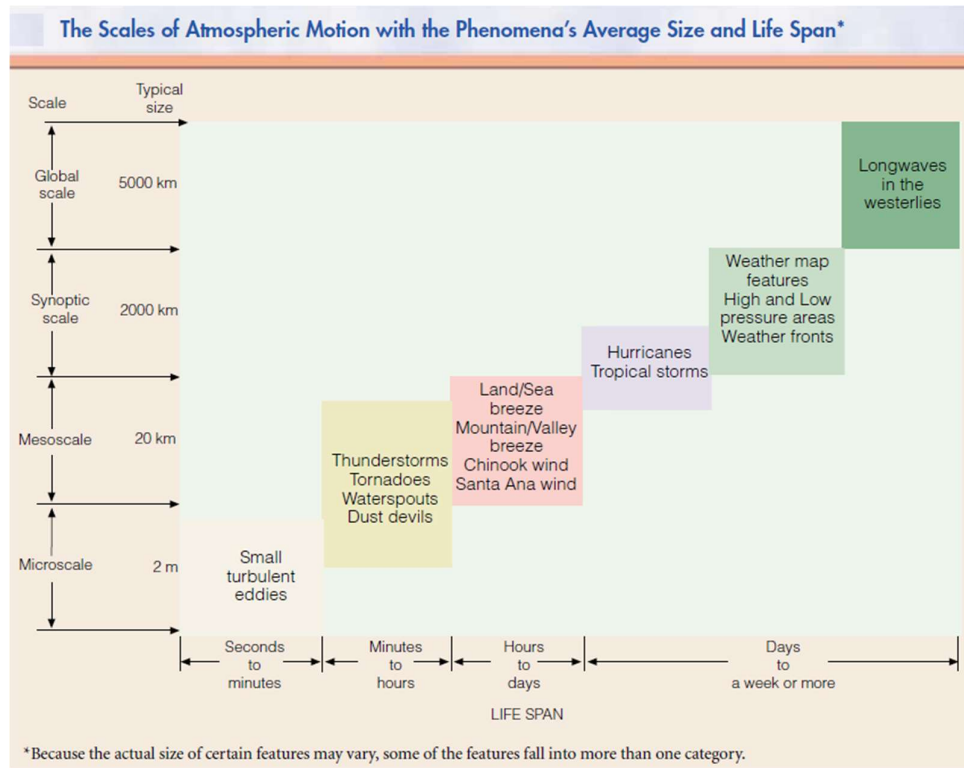


Figura 2.21 Escalas temporales y espaciales de fenómenos meteorológicos. Adaptado de [11].

Otros aspectos de la evaluación del recurso del viento que son de interés para los fabricantes de turbinas son las cargas dinámicas en la torre, las palas y otros componentes de la turbina causadas por condiciones de viento extremas. Es importante poder estimar a largo plazo las velocidades extremas que pueden ocurrir en un determinado lugar.

Se puede definir el intervalo de recurrencia de un evento extremo como el tiempo entre ocurrencias de dicho evento caracterizado por ser $X \geq x$. El periodo de retorno R de un evento extremo es definido como aquel en el cual $U \geq u$ y se vincula con su probabilidad de ocurrencia de la siguiente forma [21]:

$$R = \frac{1}{1-P(U < u)} = \frac{1}{P(U > u)} \quad \text{Ecuación 2.13}$$

En base a consideraciones de diseño, el periodo de retorno del evento extremo de velocidad de viento suele ser definido en normativas correspondientes, por ejemplo, 20, 50 o 100 años. Una vez fijado el periodo de retorno, a partir de la distribución de probabilidad de extremos, se puede deducir la velocidad de viento que le corresponde.

Dentro de la estadística de eventos extremos, existen diferentes distribuciones de probabilidad que resultan adecuadas para describir velocidades extremas de viento. Una de las más usadas es la distribución tipo I o Gumbel [10] [19] [21].

La *distribución de Gumbel* describe bien la distribución de velocidades extremas debido a eventos como ciclones extratropicales, tormentas y en general el clima de vientos que no se deben a la ocurrencia de huracanes y tornados:

$$\Lambda(x) = e^{-e^{-\left(\frac{x-\mu}{\sigma}\right)}}, \quad x \in \mathbb{R} \quad \text{Ecuación 2.14}$$

Donde, μ es el parámetro de posición y σ es el parámetro de escala, los cuales son estimados a partir del valor medio E de la muestra y de la desviación estándar SD de dicha muestra, según las siguientes ecuaciones:

$$E(x) = \mu + 0.5772\sigma \quad \text{Ecuación 2.15}$$

$$SD(x) = \frac{\pi}{\sqrt{6}} \sigma \quad \text{Ecuación 2.16}$$

Una vez fijado el periodo de retorno, a partir de la distribución de probabilidad de extremos (colección de datos de velocidades por encima de un umbral), es posible deducir el valor de velocidad o viento extremo que le corresponde, como se muestra en la distribución de Gumbel deducida con un periodo de retorno de 50 años de la figura 2.22, con parámetros de posición y de escala obtenidos a partir de una muestra de N datos con una desviación estándar SD [19] [21].

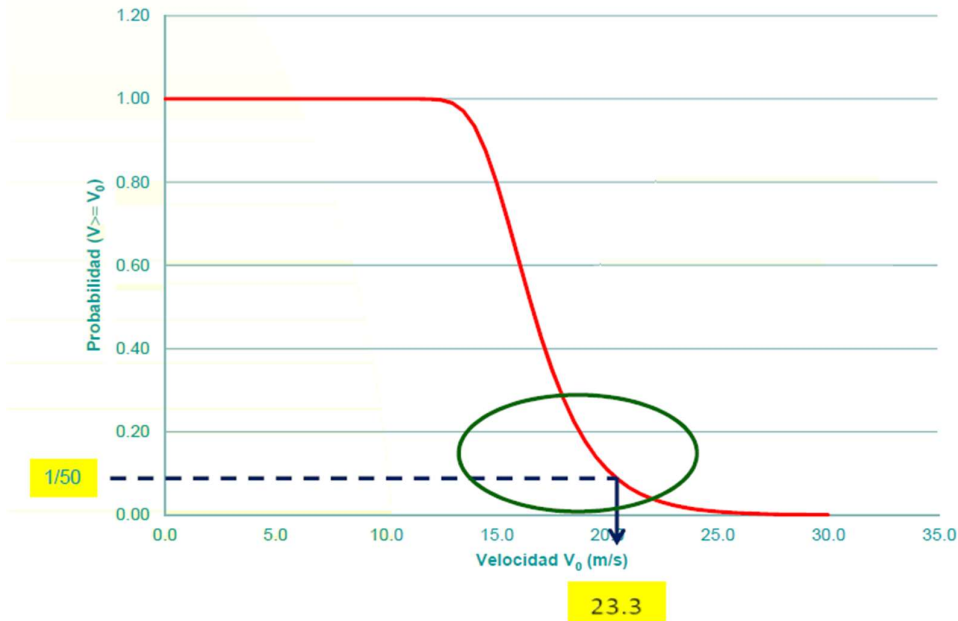


Figura 2.22 Distribución de probabilidad $P(X > x)$, deducida a partir de una distribución de Gumbel. Adaptado de [21].

Si se generan varias series de datos de la variable de velocidad de viento extremo a partir de diferentes valores umbrales de velocidad, empleando el mismo tiempo de retorno, se hallaría una distribución de probabilidad gaussiana, centrada en el valor medio como se muestra en la figura 2.23:

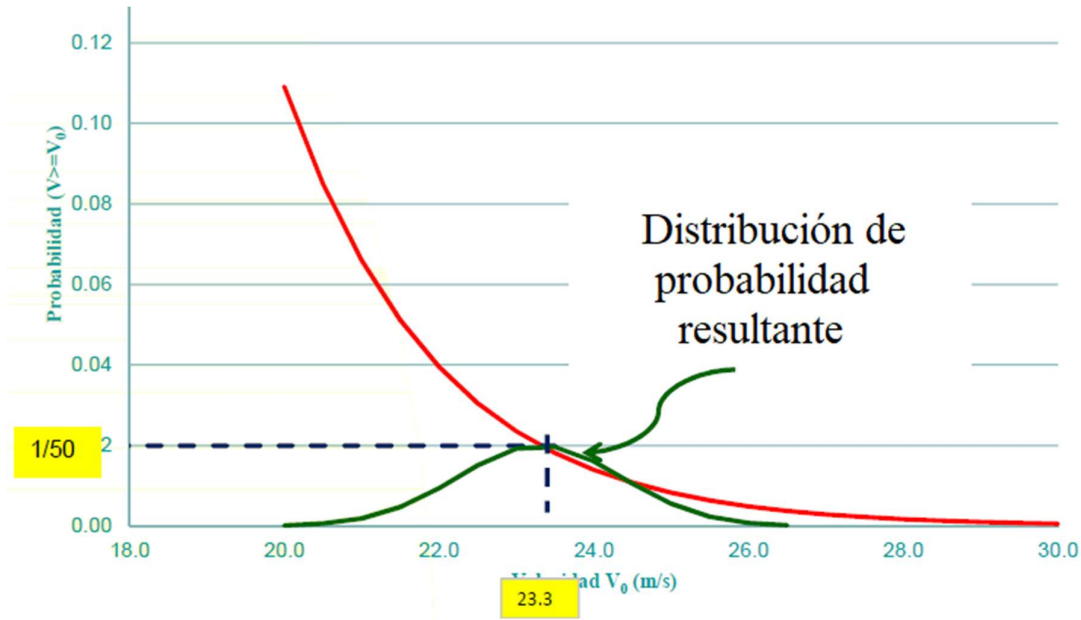


Figura 2.23 Distribución gaussiana de valores extremos. Adaptado de [21].

La desviación estándar SD_R de la distribución gaussiana de valores extremos se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$SD_R \approx \left(\frac{\pi^2}{6} + 1.1396(L(R) - 0.5772) \frac{\pi}{\sqrt{6}} + 1.1(L(R) - 0.5772)^2 \right)^{\frac{1}{2}} \frac{SD}{\sqrt{N}}$$

Ecuación 2.17.

La ecuación para determinar la velocidad de viento de diseño para un aerogenerador se muestra a continuación:

$$V_{Diseño} = V(R) + k \cdot SD_R \quad \text{Ecuación 2.18}$$

Por ejemplo, para tener un nivel de confianza del 95% se emplea en la ecuación 2.17 un $k=2$.

En la figura 2.24 se presenta una rosa de los vientos para eventos extremos con velocidades superiores a 30 km/h, 40 km/h y 50 km/h. Se observa que las direcciones más frecuentes del viento medio resultan entre el ESTE y el NORTE (todos los datos), mientras que para los eventos de elevada velocidad los más frecuentes son direcciones entre SUR y OESTE.

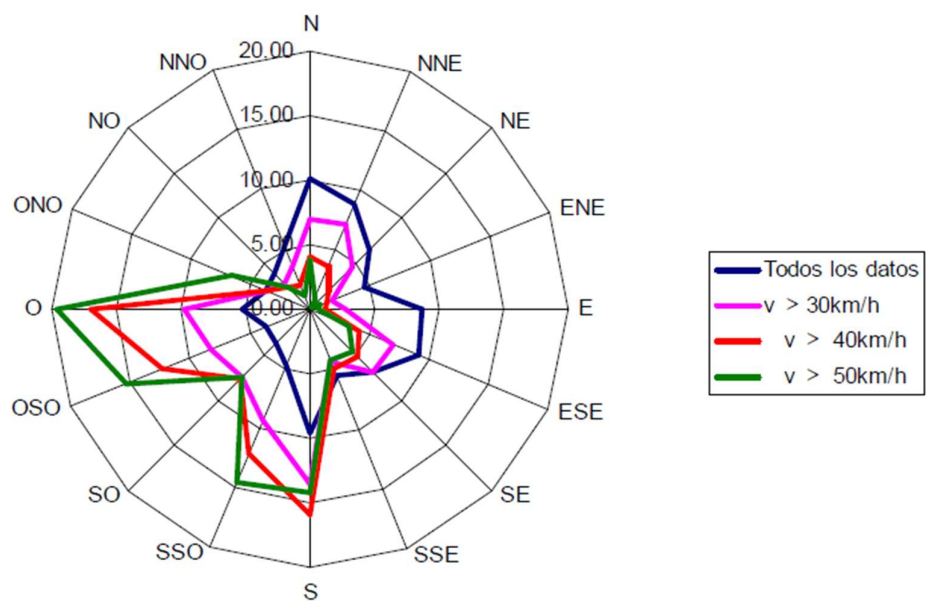


Figura 2.24 Rosa de vientos para eventos extremos. Adaptado de [21].

3. TURBINA EÓLICA

3.1 Definición de Pequeño Aerogenerador y Normativa

Técnicamente, existen varias definiciones de aerogeneradores pequeños. Uno de los organismos internacionales de normalización más importante, el IEC (International Electrotechnical Commission), los define en la norma IEC 61400-2:2013 [24] como:

Aerogenerador pequeño, AP

Sistema con un área barrida por el rotor de 200 m² o inferior que convierte la energía cinética del viento en energía eléctrica.

NOTA 1 Un aerogenerador pequeño incluye el aerogenerador en sí, incluyendo las estructuras de soporte, el controlador de la turbina, el controlador/inversor de carga (si se requiere), el cableado y desconexión, los mandos de instalación y operación y cualquier otra documentación.

Se define entonces un tamaño máximo para aerogeneradores pequeños, equivalente a un diámetro de rotor de hasta 16 m. En la figura 3.1 se aprecia las dimensiones relativas de este tipo de equipo. Esta norma se aplica a aerogeneradores que generan electricidad a una tensión inferior de 1000 V en c.a. o de 1500 V en c.c. para aplicaciones conectados o no a una red. Esta norma también concierne a todos los subsistemas de aerogeneradores pequeños tales como (Ver figura 3.2):

- Mecanismos de protección,
- Los sistemas eléctricos internos,
- Los sistemas mecánicos,
- Las estructuras soporte,
- Las cimentaciones
- La interconexión eléctrica con la carga.
- Los manuales de instalación y de utilización y otra documentación.

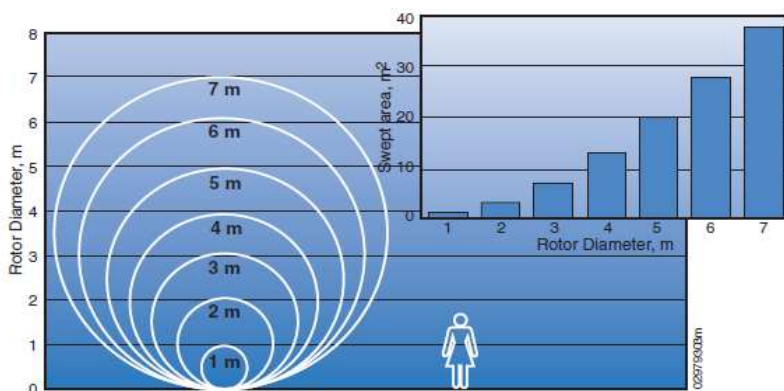


Figura 3.1 Tamaños relativos de pequeños aerogeneradores: Diámetros a la izquierda y arriba a la derecha área de barrido en función del diámetro¹⁴

¹⁴ Fuente: Paul Gipe, Wind Energy Basics

Además de esta norma, varios países han establecido su propia definición de pequeño aerogenerador. La discrepancia del límite de potencia nominal de un pequeño aerogenerador varía entre 15 kW y 100 kW tomando como referencia a los países con mayor uso e instalación de los pequeños aerogeneradores (Ver figura 2.4) [2].

En la práctica, el patrón principal de la potencia nominal de los pequeños aerogeneradores hoy se inclina hacia 100 kW, aunque la IEC define un límite equivalente a 50 kW. En las últimas décadas, se ha observado un tamaño promedio creciente de la capacidad de la pequeña eólica. Este patrón es causado en gran medida por el creciente interés en sistemas más grandes conectados a la red y la disminución de los mercados de los sistemas autónomos.

3.2 Generalidades de Pequeños Aerogeneradores

Las turbinas eólicas o aerogeneradores convierten la energía cinética del viento en potencia mecánica para mover un generador eléctrico. Sus aspas son aerodinámicas y están diseñadas para capturar la máxima energía del viento posible. El viento hace girar las aspas, las cuales hacen girar un eje conectado a un generador, produciendo electricidad.

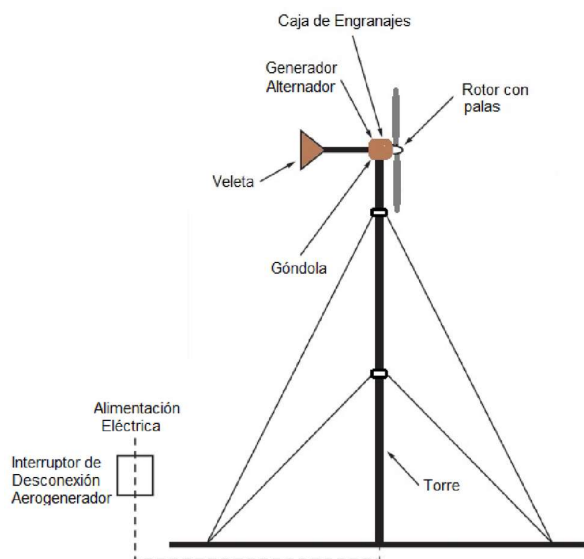


Figura 3.2 Componentes principales de un pequeño aerogenerador

3.3 Tipos de Turbina

Hay dos tipos básicos de aerogeneradores [25][26], como se observa en las figuras 3.3 y 3.4:

De eje Horizontal (HAWT). Son los más comunes. Se caracterizan porque hacen girar sus palas en un plano perpendicular a la dirección del viento incidente orientando su eje en la dirección del viento con la ayuda de una veleta. Las aspas se instalan perpendiculares al eje de rotación. Generalmente requieren de una torre para su montaje.

De eje Vertical (VAWT). Las turbinas de eje vertical funcionan en cualquier dirección en la que sopla el viento, pues no precisan ningún sistema de orientación para captar la energía del viento, pero requieren mucho más espacio a nivel de suelo. Pueden usar la fuerza de arrastre (turbina tipo Savonius) o la fuerza de sustentación (Turbina tipo Darrieus).

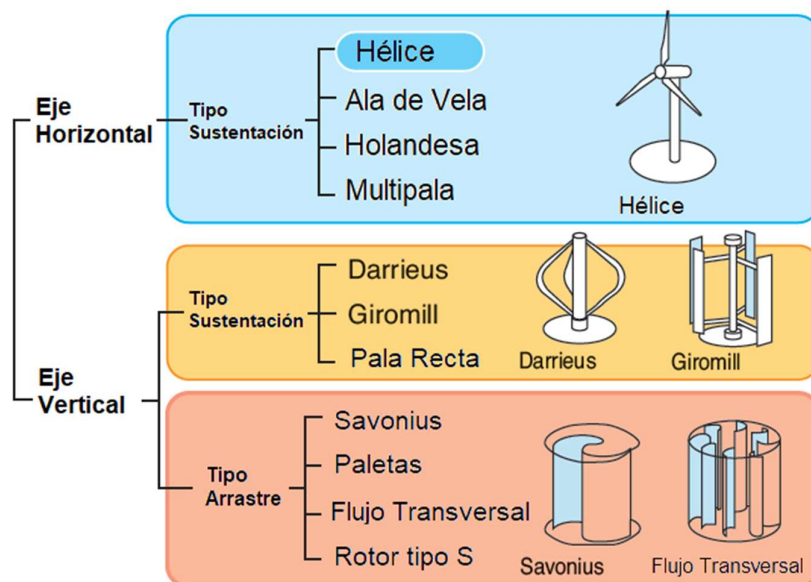


Figura 3.3. Tipos de Aerogeneradores. Adaptado de [27]



Gazelle Wind Turbines Ltd
HAWT 20 kW



Renewable Devices Swift Turbines
HAWT 1,5 kW



OY Windside Production Ltd
VAWT 1,0 kW Tipo Savonius



Ropatec S.p.a.
VAWT 10 kW Tipo Darrieus

Figura 3.4 Ejemplos de pequeños Aerogeneradores de Eje Horizontal (HAWT) y Eje Vertical (VAWT), con la descripción del fabricante, el tipo de turbina y la potencia nominal de generación.

La tecnología de aerogeneradores de eje horizontal HAWT se destaca por ser madura y probada y menos costosa, mientras que la tecnología de eje vertical VAWT se caracteriza por aprovechar el viento en cualquier dirección y por su mayor facilidad en el mantenimiento.

En la siguiente tabla se presenta un cuadro comparativo de parámetros entre estas tecnologías [28] [29]:

Parametro de Desempeño	Aerogenerador de Eje Horizontal HAWT	Aerogenerador de Eje Vertical VAWT
Generación energía en iguales condiciones y potencia nom.	Mayor	Menor
Interferencia Electromagnética	Si	No
Sistema posicionamiento dirección viento	Si	No
Caja de Engranajes	Arriba de 10 kW: Si	No
Espacio de rotación de aspas	Grande	Pequeño
Capacidad de resistencia al viento	Débil	Fuerte
Ruido dB	5-60	0-10
Velocidad de Viento de Arranque m/s	2,5 – 5	1,5 – 3
Mantenimiento	Complicado	Accesible
Velocidad de Rotación	Alta	Baja

Tabla 3.1. Comparativo tecnologías aerogeneradores HAWT vs VAWT.

En los últimos años se ha venido desarrollando un modelo de aerogenerador en forma de mástil sin palas o aspas basado en la resonancia aeroelástica, capturando la energía del viento cuando entra en resonancia debido a un efecto aerodinámico denominado desprendimiento de vórtices. Cuando el viento circula alrededor de un cuerpo romo, el flujo se modifica y, en determinados regímenes, genera un patrón cíclico de vórtices. Si la frecuencia de emisión de estos vórtices está lo suficientemente cerca de la frecuencia propia de la estructura del cuerpo, este comienza a oscilar y entra en resonancia con el viento. Esto también se conoce en inglés como Vortex Induced Vibration (VIV) [30]. Cuando una estructura está sometida a una carga fluctuante como puede ser la que induce un flujo turbulento o la emisión de vórtices se habla de vibraciones inducidas por el flujo o por los vórtices. Cuando la estructura entra en resonancia a la frecuencia de emisión de los vórtices se produce un fenómeno aeroelástico que se denomina bloqueo. La geometría del mástil está especialmente diseñada para lograr el máximo rendimiento de las velocidades promedio observadas del viento. Es capaz de adaptarse muy rápidamente a los cambios de dirección del viento y a los flujos de aire turbulento que se observan comúnmente en entornos urbanos.

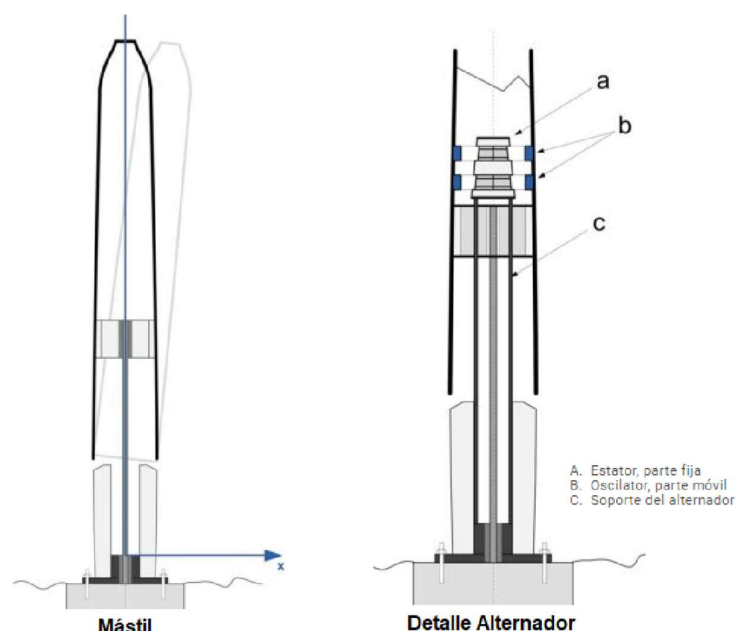


Figura 3.5. Estructura aerogenerador VIV (Vortex Induced Vibration) [30]

Aunque aún se encuentra en etapa de desarrollo y de pruebas, este aerogenerador VIV podría contar con ventajas tales como bajo mantenimiento al no tener elementos mecánicos como engranajes y frenos, bajo impacto ambiental (sin palas que afecte fauna), respuesta rápida a cambios de viento, entre otros.

3.4 Tipos de Generador

El sistema de generación eléctrica de un aerogenerador dependerá de factores tales como el tipo de regulación, del régimen de viento, de los requisitos de la red eléctrica y del régimen de velocidad del rotor. Según el control de velocidad, los aerogeneradores pueden diseñarse y clasificarse en [31] [32][33]:

- *Aerogeneradores de velocidad fija*, en los cuales la velocidad de giro del rotor permanece constante y viene determinada por la frecuencia de la red, la relación de la multiplicadora y el diseño del generador, sin importar la velocidad de viento. Están diseñados para alcanzar una eficiencia máxima a una velocidad determinada. Para incrementar la producción de energía, algunos aerogeneradores de velocidad fija tienen dos juegos de devanados: uno para velocidades de viento bajas y otro con menor número de pares de polos para velocidades medias y altas. Las principales ventajas de los aerogeneradores de velocidad fija son su simplicidad, robustez y fiabilidad, además de su precio. Su principal desventaja es el consumo de potencia reactiva y la pobre calidad de la energía generada, ya que todas las fluctuaciones de la velocidad de viento se transmiten como fluctuaciones mecánicas en el par mecánico y éstas pueden provocar fluctuaciones en la tensión.
- *Aerogeneradores de velocidad variable*, están diseñados para alcanzar la máxima eficiencia aerodinámica para un amplio rango de velocidades de viento, lo que significa aumentar la potencia generada, suavizar las oscilaciones de potencia debidas a la variabilidad del viento reduciendo las solicitaciones mecánicas del aerogenerador y mejorando la calidad de la energía entregada. El sistema eléctrico de este tipo de aerogeneradores es más complicado que los de velocidad fija, generalmente van conectados a la red a través de un convertidor de potencia. El convertidor de potencia controla la velocidad del generador y, por tanto, las fluctuaciones de potencia causadas por las variaciones de viento. Las principales ventajas de los aerogeneradores de velocidad variable son el incremento de la energía capturada, la mejora de la calidad de la energía entregada y la reducción de las cargas mecánicas. Como principal desventaja está la pérdida de energía en el convertidor de potencia, el uso de más componentes y el incremento del coste debido al uso de la electrónica de potencia.

Las turbinas eólicas tienen acopladas a su eje principal un generador conectado en forma directa o mediante una caja de engranajes, el cual convierte el torque aplicado en energía eléctrica, por el movimiento relativo de un alambre enrollado en un campo magnético. Ver figura 3.6. En la figura 3.7 se muestra las distintas opciones que se pueden presentar para la transformación de la energía cinética del viento en electricidad.

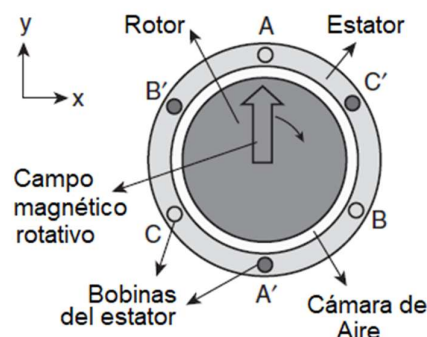


Figura 3.6. Esquema de un generador. El estator tiene tres bobinas separadas 120°. AA', BB', CC'. El rotor de un generador síncrono contiene imanes permanentes o bobinas excitadas por corriente DC. El rotor de un generador de inducción tiene barras o bobinas de cobre. Adaptado de [10].

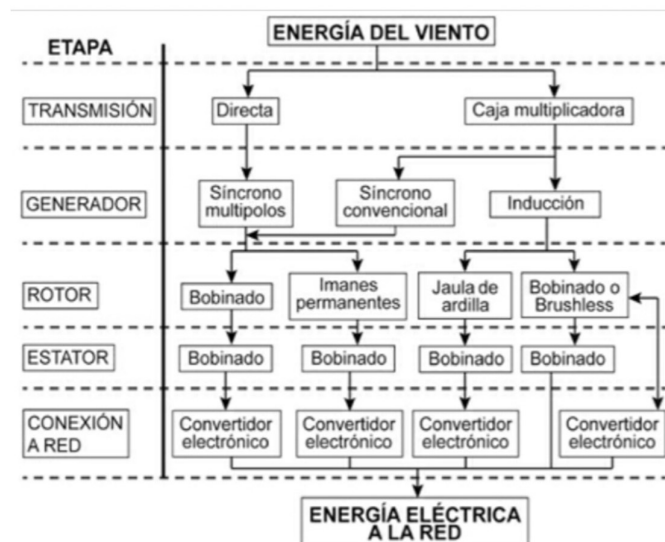


Figura 3.7. Opciones para la conversión de energía eólica en electricidad. Adaptado de [9].

El uso de generadores de Corriente Continua (DC) en sistemas eólicos no es muy extendido debido al mantenimiento requerido por escobillas y conmutadores y por la mayor demanda de productos en corriente alterna (AC), estando restringidos a sistemas aislados con pequeñas cargas DC (carga de baterías). Los generadores de AC trifásicos son los más usados en sistemas eólicos por su incremento en la relación entre la potencia y el peso y porque producen un torque en el eje más constante comparado con los que tienen menos fases [31]. Los generadores AC tienen dos variantes [9]:

- Generadores eléctricos asíncronos o de inducción con los siguientes tipos de rotor: jaula de ardilla, devanado con resistencias variables, devanado doblemente alimentado.
- Generadores eléctricos síncronos, con los siguientes tipos de excitación: con electroimanes, con imanes permanentes.

En la tabla 3.2 se muestra un resumen de las características de diferentes generadores.

Generador eléctrico	Velocidad del rotor eólico	Control	Convertidor de potencia	Arrancador suave	Compensación reactiva
GIRJ	Constante	<i>Pitch</i>	No	Sí	Sí
GIRJ	Constante (una o dos velocidades)	<i>Stall</i>			
GIRJ		<i>Active Stall</i>			
GIRDRV	Variable (limitada)	<i>Pitch</i>	Variación de la resistencia del rotor.	No	
GIRDA	Variable	<i>Pitch</i>	Convertidor de frecuencia para una parte de la potencia.		
GIRJ		<i>Pitch</i>	Convertidor de frecuencia para toda la potencia.		
GSC	Variable	<i>Pitch</i>	Rectificador y convertidor de frecuencia.	No	No
GSCMP					
GSIP	Variable	<i>Pitch</i>	Convertidor de frecuencia para toda la potencia.		

GIRJ: Generador de inducción con rotor en jaula de ardilla.
GIRDRV: Generador de inducción con rotor devanado con resistencias variables.
GIRDA: Generador de inducción con rotor doblemente alimentado.
GSC: Generador síncrono convencional (excitación por rotor con electroimanes y escobillas).
GSCMP: Generador síncrono convencional multipolo (excitación rotor con electroimanes y escobillas).
GSIP: Generador síncrono multipolo con imanes permanentes (rotor sin escobillas).

Tabla 3.2. Resumen características de distintos tipos de generadores eléctricos Adaptado de [9].

3.4.1 Generadores Asíncronos o de Inducción

A continuación, una descripción de cada uno de ellos según el tipo de rotor:

1) Generador de inducción con rotor en jaula de ardilla (GIRJ)

Una de las configuraciones más frecuente es aquella accionada por un rotor eólico de velocidad de giro constante y regulación pasiva por pérdida aerodinámica (stall) como se muestra en la figura 3.8, el cual es accionado a través de la caja multiplicadora. Este tipo de generador eléctrico consume potencia reactiva que puede absorber de la red o de una batería de condensadores. Para limitar las corrientes de arranque se emplea un sistema de arranque suave.

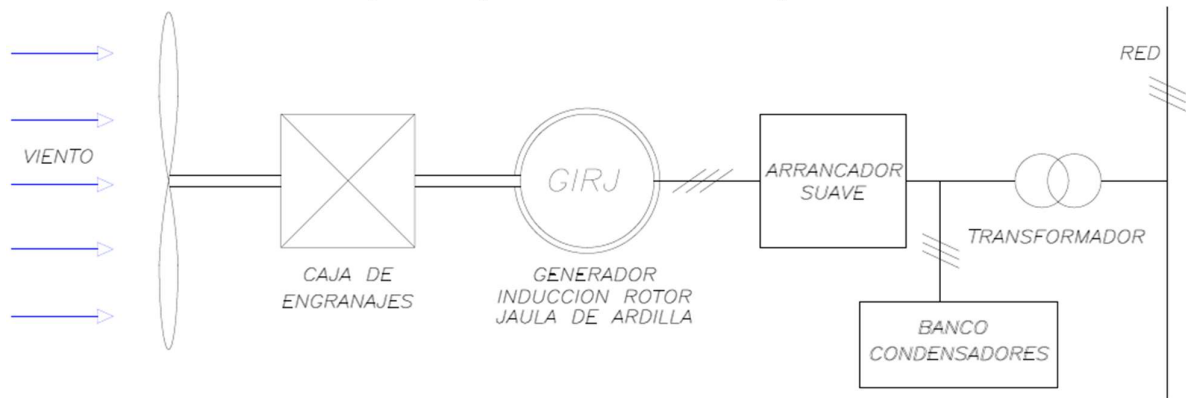


Figura 3.8. Diagrama de bloques de un sistema eólico equipado con un generador de inducción con rotor jaula de ardilla (GIRJ). Adaptado de [9].

El GIRJ es robusto y simple, con un bajo coste. Presenta dificultades para la regulación de la tensión y de la frecuencia y depende de la energía reactiva exterior. Frente a los huecos de tensión se produce una aceleración del rotor eólico y una vez desaparecido el hueco, el generador vuelve a absorber reactiva de la red, ocasionando una caída en la tensión y dificultando la recuperación de la misma. Favorece también la aparición de Flicker en la tensión generada.

Otra opción consiste en utilizar un rotor eólico a velocidad variable con regulación “pitch”, accionando un GIRJ que también gira a velocidad variable. La tensión a frecuencia constante se consigue mediante un convertidor de frecuencia que convierte la frecuencia variable en constante (50 o 60 Hz) para su inyección a la red, como se muestra en la Figura 3.9.

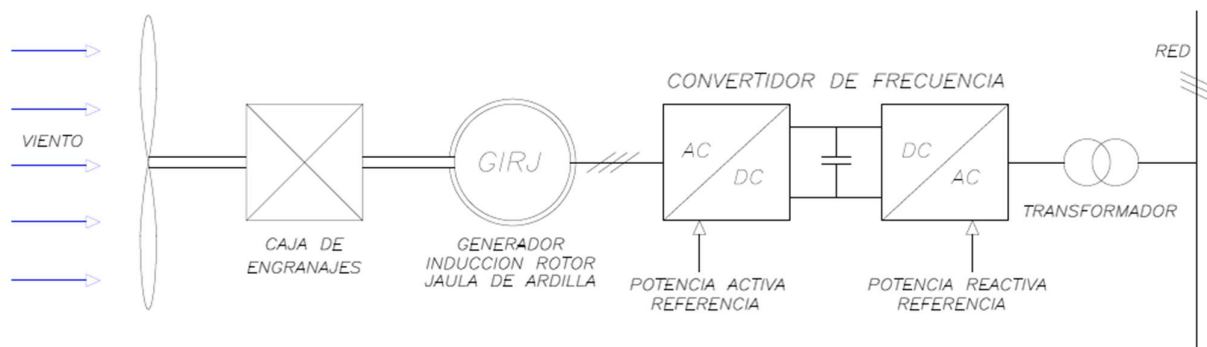


Figura 3.9. Diagrama de un generador de inducción GIRJ a velocidad variable con convertidor de frecuencia. Adaptado de [9].

2) Generador de inducción con rotor devanado y resistencia variable (GIRDRV)

Utiliza un rotor bobinado a velocidad variable, y un rotor eólico a velocidad variable con regulación activa, multiplicadora y compensación de energía reactiva, ver figura 3.10.

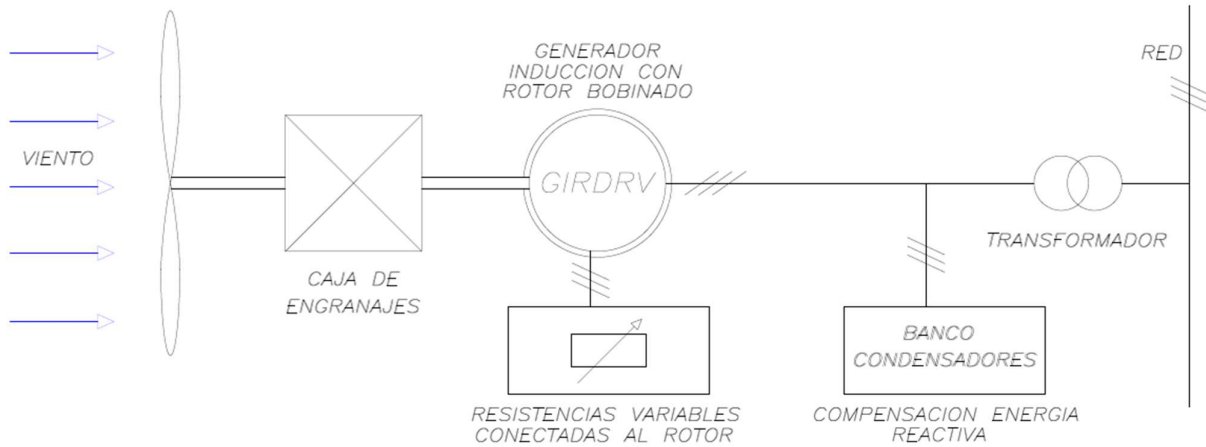


Figura 3.10. Diagrama de un generador de inducción con rotor devanado con resistencia variable (GIRDRV). Adaptado de [9].

El control se realiza por medio de la variación de la resistencia del rotor, en un intervalo de variación de velocidades del 2- 5% (ver figura 3.10).

3) Generador de inducción con rotor doblemente alimentado (GIRDA)

Se emplean con rotores eólicos de velocidad variable y regulación pitch en aerogeneradores de alta potencia. La velocidad variable del rotor eólico permite por una parte disminuir los esfuerzos y la fatiga de los componentes mecánicos, así como también las fluctuaciones de tensión y por otra aprovechar mejor la energía del viento a bajas velocidades del mismo Ver figura 3.11

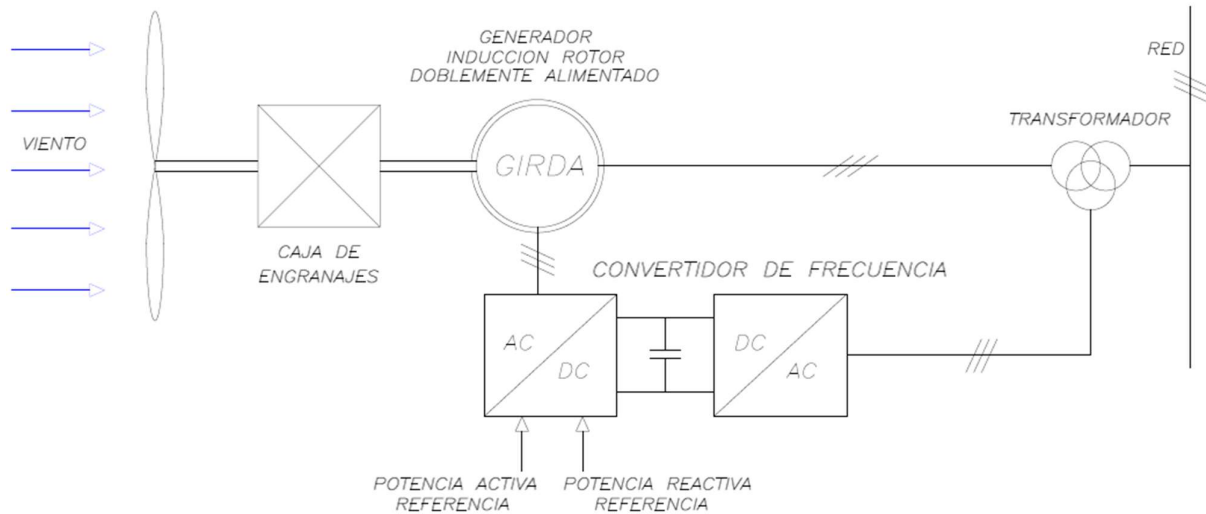


Figura 3.11. Diagrama de un generador de inducción con rotor doblemente alimentado (GIRDRV). Adaptado de [9].

El control se realiza mediante la variación de la tensión y la frecuencia aplicada al rotor. El GIRDA permite controlar las intensidades de los dos lados del convertidor. Por una parte del lado de la red, inversor, y por otra del lado del rotor, rectificador.

El coste de este sistema es más elevado que el rotor en jaula por la adición del convertidor electrónico. También es mayor el coste de mantenimiento, en especial por la presencia de escobillas y anillos rozantes en el rotor devanado. Una desventaja que presenta es el de unas mayores pérdidas asociadas por la presencia del sistema de control. Su comportamiento respecto a la red eléctrica es mucho mejor que el del GIRJ, ya que puede regularse la tensión mediante la parte del convertidor que se conecta a la red.

3.4.2 Generadores Síncronos

A continuación, una descripción de cada uno de ellos según el tipo de excitación [9]:

1) Generador síncrono con excitación convencional (GSEC)

Se trata de un generador formado por un rotor con sistema de excitación cuyos arrollamientos se alimentan por corriente continua procedente de un rectificador y por un estator o inducido en donde se genera la corriente eléctrica que posteriormente se exporta a la red. Los GSEC se emplean con rotores eólicos de velocidad variable con control activo por variación del ángulo de pala (pitch). Pueden acoplarse directamente al eje del rotor eólico sin caja multiplicadora o de engranajes como se muestra en la figura 3.12.

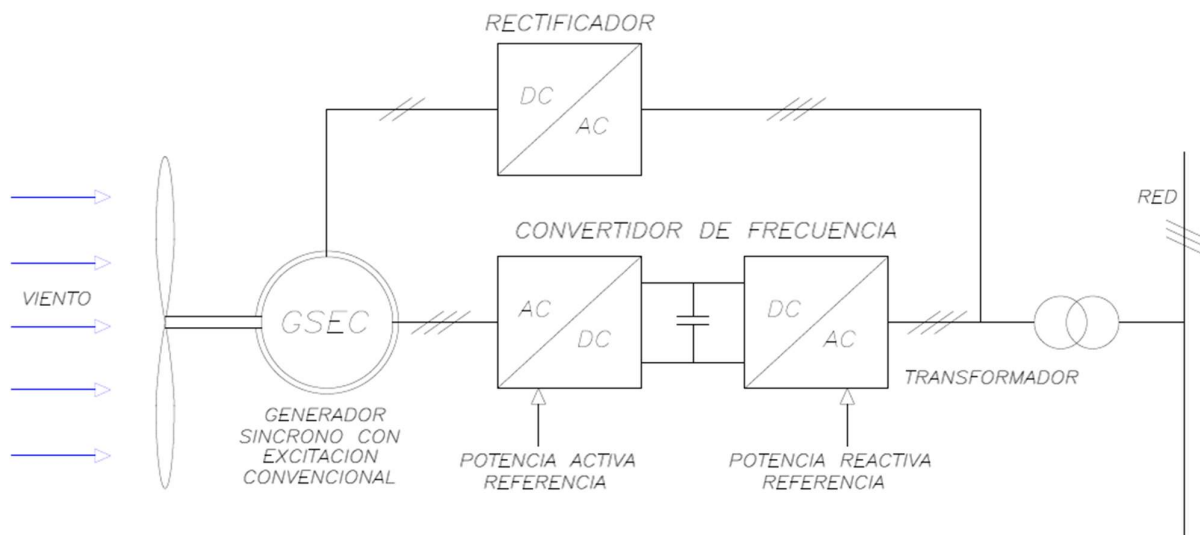


Figura 3.12. Diagrama de un generador síncrono con excitación convencional (GSEC) sin caja multiplicadora. Adaptado de [9].

Sin caja multiplicadora se requiere un GSEC con mayor número de polos, de mayor volumen y costo, con la ventaja del accionamiento directo. El uso de escobillas en el rotor del aerogenerador genera aumento de las tareas de mantenimiento. Este sistema presenta un buen control de la energía reactiva, a través de la excitación del generador y la regulación de frecuencia y tensión es mejor que la de los de inducción.

2) Generador Síncrono de Imanes Permanentes (GSIP o PMSG).

El generador síncrono de imanes permanentes evita el uso de excitación externa (escobillas, cables de cobre, etc), usando imanes permanentes en el rotor para crear el campo de excitación, como se muestra en la figura 3.14. Lo anterior trae ventajas como disminución de los requisitos de mantenimiento y de costos, además con la incorporación de un convertidor que adapta la frecuencia de la tensión inducida a la frecuencia de red, se convierte en una alternativa que se ajusta a las condiciones de velocidad de viento variable. Ver diagrama figura 3.14.

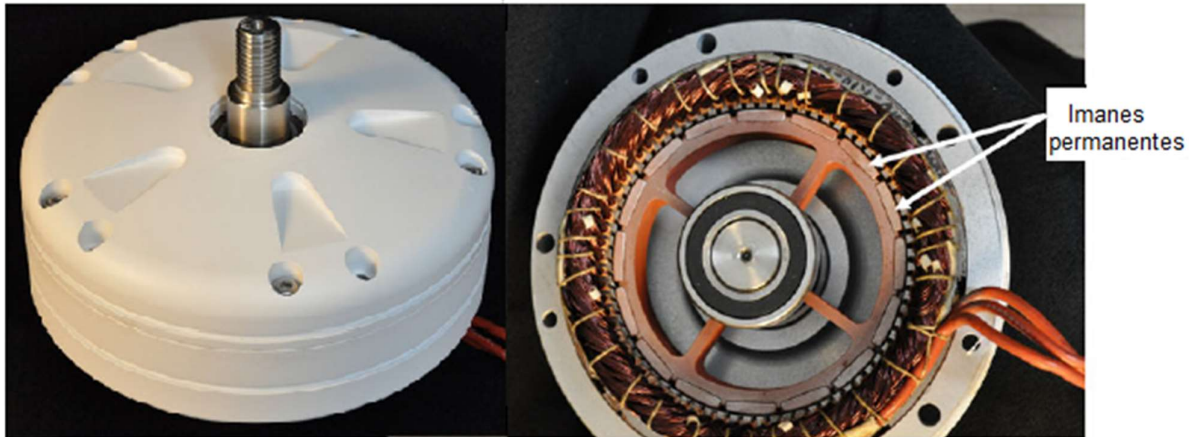


Figura 3.13. Vista exterior e interior del PMSG Ginlong 500-A. Adaptado de [31]

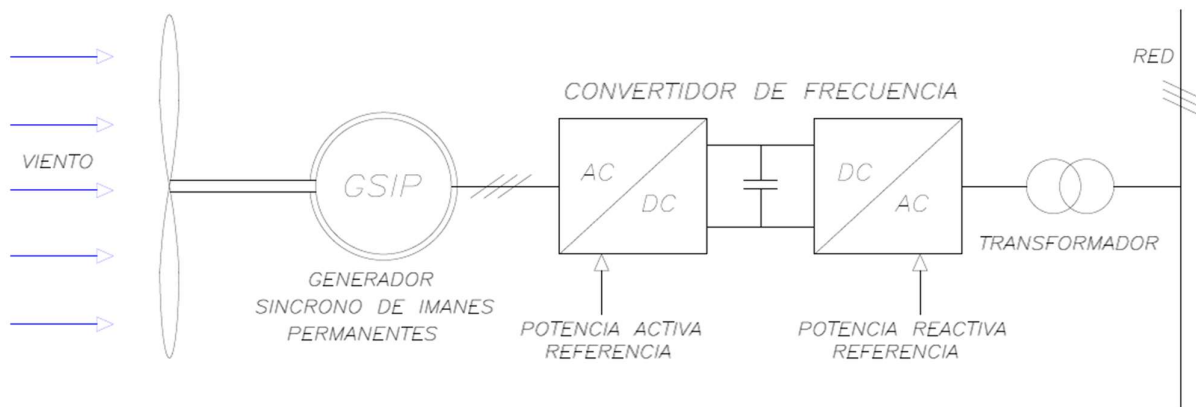


Figura 3.14. Diagrama de bloques de un sistema eólico equipado con un generador síncrono de imanes permanentes (GSIP). Adaptado de [9].

El GSIP tiene un mayor coste, en especial por los imanes fijos que son de materiales con aleaciones de elementos de tierras raras. Su comportamiento frente a la red es algo más complejo, ya que al no disponer de regulación de reactiva en el circuito de excitación, como sucede en el síncrono convencional, toda esta función descarga sobre el convertidor de frecuencia, por lo que este se encarece ya que debe diseñarse específicamente para este fin.

3.5 Diseño del Rotor

3.5.1 Generalidades y características del rotor

El objetivo de un fabricante de rotores es acercarse lo máximo posible hasta el límite teórico de energía extraíble del viento, que Albert Betz calculó en 1926. El límite de Betz o coeficiente máximo de rendimiento o potencia C_p , es el 59% o la relación 16/27 de la energía eólica total disponible que pasa por el área de barrido de las palas [3].

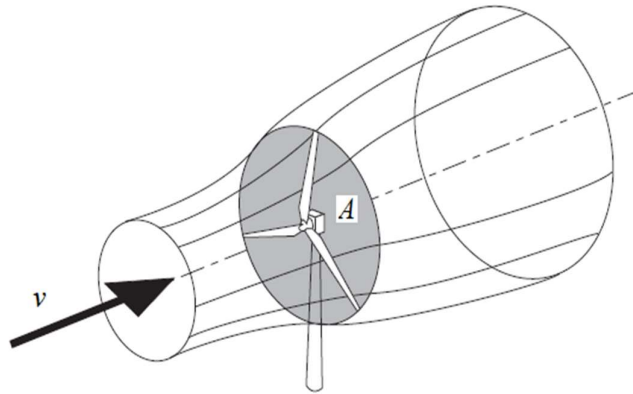


Figura 3.15 Tubo de corriente de extracción de energía de una turbina eólica. v : velocidad del viento, A : Área de barrido de pala. Adaptado de [19].

La presencia de la turbina hace que la masa de aire que se aproxima aguas arriba disminuya su velocidad gradualmente, cuando esta llega al disco del rotor su velocidad va a ser menor que la velocidad del viento de flujo libre [19], tal como se visualiza en la figura 3.15. La potencia extraíble (P_{aerog}) de una masa de aire que atraviesa el área de barrido de las aspas de un aerogenerador se expresa mediante la siguiente ecuación:

$$P_{aerog} = C_p \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad \text{Ecuación 3.1}$$

Donde,

P_{aerog} : Potencia Aerogenerador, en W

C_p : Coeficiente de potencia o rendimiento

ρ : Densidad del aire en kg/m^3

A : Área de barrido de la Pala, en m^2

v : velocidad del viento, en m/s

En resumen, el rotor convierte la energía cinética del viento en energía cinética de rotación en su eje. En un aerogenerador de eje horizontal como se muestra en la figura 3.16, el rotor está formado por [9]:

- *Palas o aspas*: Tienen un diseño aerodinámico y están construidas de materiales ligeros y resistentes como por ejemplo fibra de vidrio con resinas epóxicas o fibras de carbono. Se someten a ensayos estáticos (carga extrema durante un tiempo) y ensayos dinámicos (sometimiento a ciclos de oscilación).

- *Cubo o buje*: Es el elemento al cual se unen las palas. A través de este la potencia eólica captada por el rotor se transmite a la caja de engranajes o de velocidad.
- *Nariz*: Es la cubierta metálica con forma cónica que se encara al viento y lo desvía hacia el tren motor posterior. Tiene forma aerodinámica para impedir la formación de turbulencias.

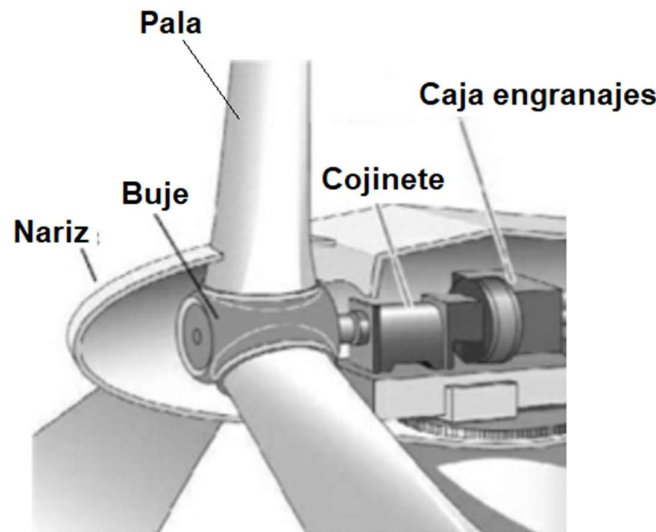


Figura 3.16 Componentes principales de un rotor en un aerogenerador de eje horizontal (HAWT). Adaptado de [9].

3.5.2 Aerodinámica de la Pala

La forma y la inclinación del perfil de la pala respecto a la dirección de la corriente de aire son de gran importancia en la distribución de presiones sobre su superficie y en la fuerza aerodinámica resultante.

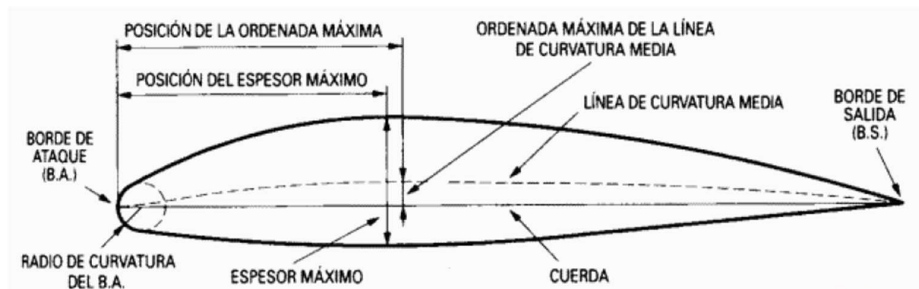


Figura 3.17 Terminología perfil aerodinámico. Adaptado de [34]

Se define a continuación los términos más relevantes de un perfil aerodinámico (ver figura 3.17):

Cuerda. Es la línea recta que une el borde de ataque (B.A.) con el borde de salida (B.S.)

Línea de Curvatura media. Es una línea equidistante entre el extradós (cara superior) y el intradós (cara inferior). Si cae por encima de la cuerda, se dice que la curvatura es positiva, negativa si va por debajo y de doble curvatura si va en un tramo por arriba y en otro por debajo.

El espesor y la posición del espesor. El valor del espesor máximo y su posición se expresan en % de la cuerda. El valor del espesor varía desde un 3% en los muy delgados hasta un 18% o superior en los muy gruesos.

Los perfiles tienen diferentes denominaciones según su forma, en muchos casos se identifican con la nomenclatura NACA (National Advisory Committee of Aeronautics) la cual es usada como referencia para el diseño de perfiles aerodinámicos. Las denominaciones de las series NACA de 4, 5 y 6 dígitos son las de uso más extendido en aplicaciones aeronáuticas y otras como la navegación marítima y la generación eólica. En la tabla 3.3 se presenta un resumen con las ventajas, desventajas y aplicaciones de cada serie¹⁵.

Serie/Familia	Ventajas	Desventajas	Aplicaciones
4 Dígitos	- Buenas características de regulación pasiva por pérdidas aerodinámicas (Stall) - Centro de presiones aproximadamente constante - Poco afectado por la rugosidad	- Bajo Coeficiente de Sustentación C_L - Elevada Resistencia (arrastre) - Elevado momento de cabeceo	Aviación general. Estabilizadores. Jets supersónicos. Palas de helicópteros. Aletas de misiles y cohetes
5 Dígitos	- Mayor Coeficiente de Sustentación C_L - Bajo momento de cabeceo - Poco afectado por la rugosidad	- Malas características de regulación pasiva por pérdidas aerodinámicas (Stall) - Elevada Resistencia (arrastre)	Aviación general. Aviones propulsados por motores de pistón. Jets de negocios
6 Dígitos	- Alto Coeficiente de Sustentación C_L - Muy poca resistencia (arrastre) dentro un pequeño rango de operación - Optimizado para altas velocidades	- Alta resistencia (arrastre) fuera del rango operativo - Momento de cabeceo elevado - Malas características de regulación pasiva por pérdidas aerodinámicas (Stall) - Sensible a la rugosidad	Bombarderos propulsados por motor de pistón. Jets de negocios. Jets supersónicos. Jets de entrenamiento

Tabla 3.3. Resumen características perfiles serie NACA.

En el caso de la serie NACA de cinco dígitos estos definen lo siguiente [9]:

- El primero expresa el valor aproximado de la ordenada máxima de la línea de curvatura media en porcentaje de cuerda.
- Las dos cifras siguientes indican el doble de la posición de dicha ordenada o flecha máxima en porcentaje de cuerda.
- Los dos últimos expresan el espesor máximo del perfil en porcentaje de cuerda.

Como ejemplo, un perfil NACA 23012 indica:

- Ordenada máxima de la línea de curvatura media en porcentaje de cuerda: 2%.
- Posición de dicha flecha máxima en porcentaje de cuerda: 15%.
- Espesor máximo del perfil en porcentaje de cuerda: 12%.

¹⁵ Adaptado de: <https://people.clarkson.edu/~pmarzoc/AE429/The%20NACA%20airfoil%20series.pdf>

Cuando el perfil aerodinámico no es simétrico como el de la figura 3.17 (superficie superior más curva que la inferior), las fuerzas distribuidas sobre la superficie de la pala originan dos componentes: Fuerza de sustentación (L) y fuerza de arrastre (D). La disminución de la presión y el aumento de la velocidad del viento en la superficie superior originan estas fuerzas. Es posible mostrar que la fuerza de sustentación (L) es perpendicular y la fuerza de arrastre (D) es paralela a la dirección del viento relativo, respectivamente (Ver figura 3.18).

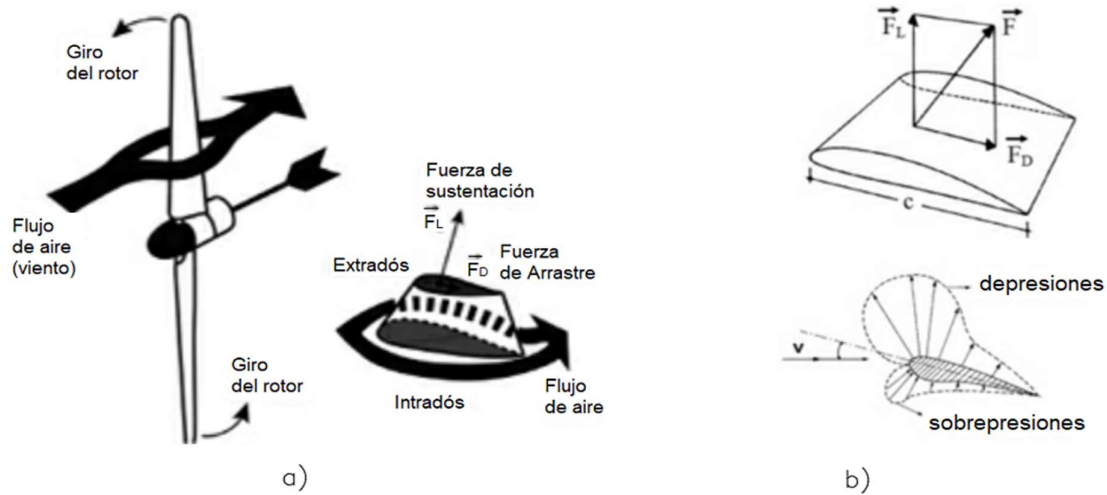


Figura 3.18 a) Acción del viento sobre la pala de un aerogenerador. b) Distribución de presiones sobre una pala con perfil aerodinámico. Adaptado de [9]

El ángulo de ataque, el cual es el ángulo formado entre la cuerda del perfil aerodinámico y la velocidad relativa (ver figura 3.19 a), tendrá un valor óptimo para mantener una mayor fuerza de sustentación (L) y una baja fuerza de arrastre (D). En la figura 3.19 b, se aprecia la forma en que cambiarían la sustentación y el arrastre con el ángulo de ataque. Para mantener este ángulo de ataque óptimo, la orientación de la cuerda puede cambiar a lo largo de la pala

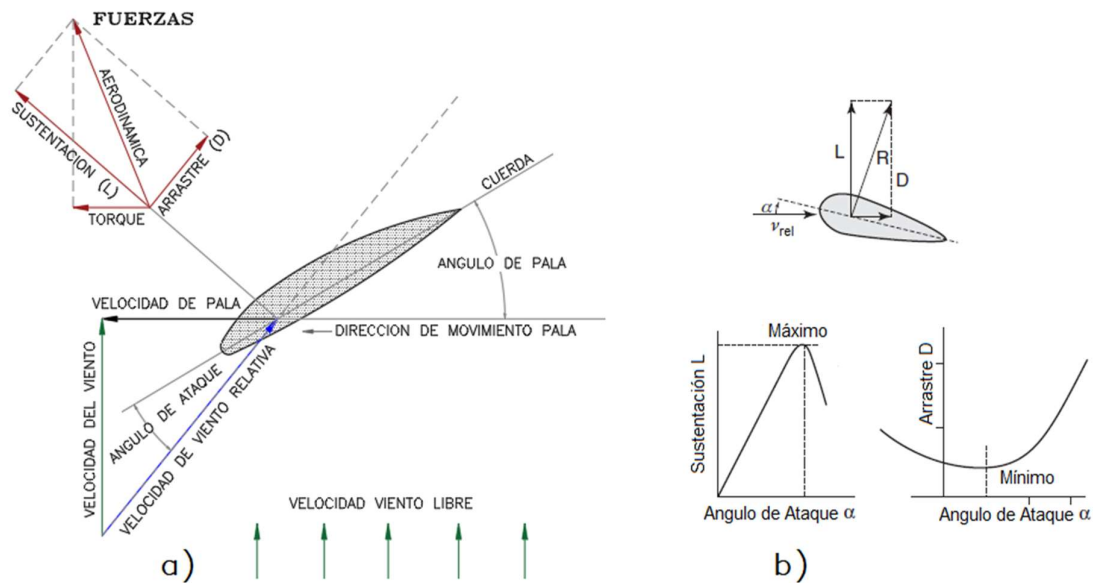


Figura 3.19. a) El desempeño del perfil aerodinámico depende de la relación entre la fuerza de sustentación (L) y la fuerza de arrastre (D). b) Relación entre fuerza de sustentación y fuerza de arrastre. Adaptado de [10] [35].

Un alto desempeño o aprovechamiento del viento por una pala comprende dos factores:

- Una relación alta entre la fuerza de sustentación y la de arrastre: L/D , con que trabaja cada pala [3].
- La velocidad específica λ de diseño, la cual se define como la relación entre la velocidad en la punta de la pala y la velocidad del viento de flujo libre:

$$\lambda = \frac{\omega \cdot r}{v_0} \text{ Ecuación 3.2}$$

Donde,

ω : Velocidad Angular

r : Longitud de la Pala

v_0 : Velocidad de viento de flujo libre

El coeficiente de potencia C_p de un rotor varía con la velocidad específica y tendrá un valor máximo con una determinada velocidad específica. Es posible mantener el coeficiente de potencia máximo en un rango de velocidades de viento mediante cambios en el diseño de la pala, aunque el aumento de potencia dependerá mayormente del área de barrido y de la localización en lugares con altas velocidades de viento [19].

En la figura 3.20 se muestra la relación entre C_p y λ , para distintos tipos de aerogeneradores.

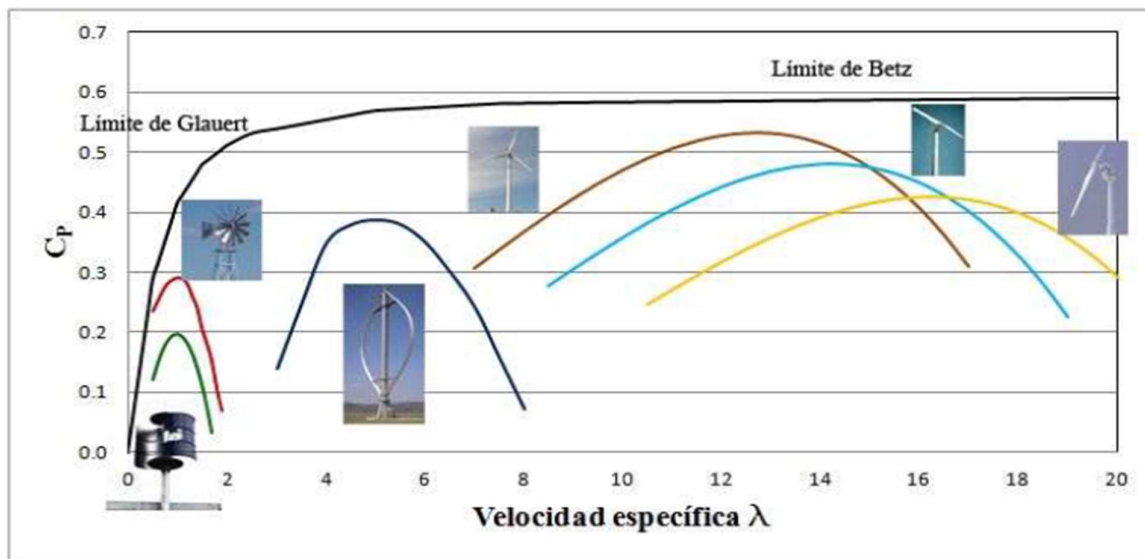


Figura 3.20. Coeficiente de potencia en función de la velocidad específica para distintos tipos de turbinas eólicas. Adaptado de [36]

Los rotores de los aerogeneradores de eje vertical funcionan por dos efectos [9]:

Arrastre Diferencial. Aplica para el rotor Savonius el cual está formado por dos semicilindros cuyos ejes están desplazados entre sí, lo que facilita el cambio de la dirección del flujo, aprovechando la diferencia de la fuerza del viento entre una superficie cóncava y convexa. (como el funcionamiento de un anemómetro de cazoletas).

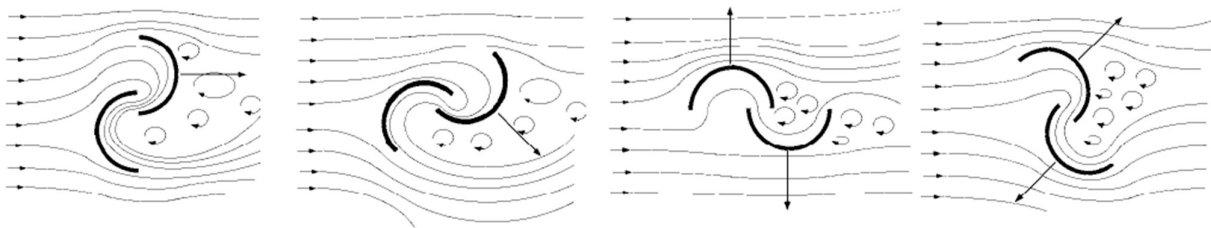


Figura 3.21. Líneas de corriente de aire en un rotor Savonius. Adaptado de [9]

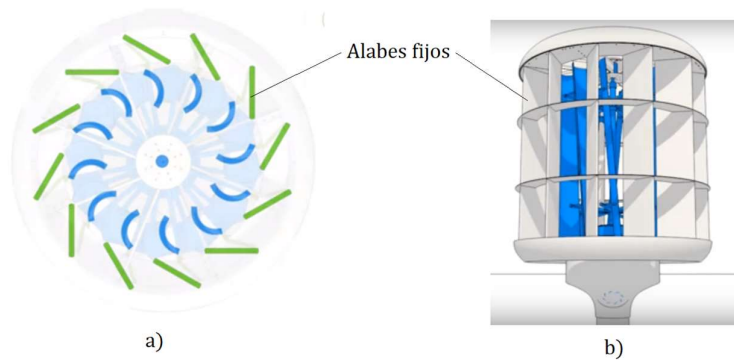


Figura 3.22. Rotor Savonius con difusor de álabes fijos: a) En planta; b) en elevación.¹⁶ Los álabes fijos direccionan el flujo de aire hacia las palas para alcanzar un mayor desempeño.

Variación Cíclica de Incidencia. Aplica para el rotor Darrieus el cual está formado por un conjunto de álabes que giran alrededor de un eje vertical y cuya sección recta tiene forma de perfil aerodinámico. El momento de giro del motor se debe a las fuerzas aerodinámicas que se desarrollan en los álabes.

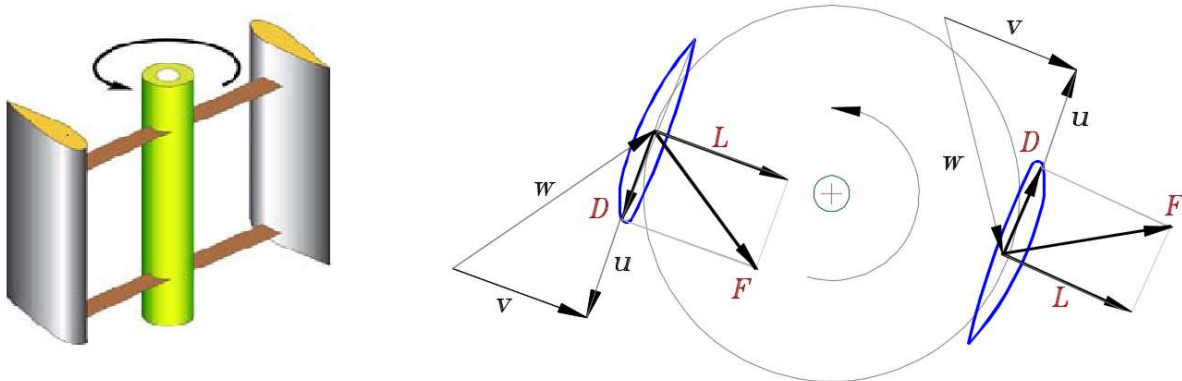


Figura 3.23. Fuerzas en un rotor Darrieus.

Las palas que conforman un rotor deben estar balanceadas, el centro de gravedad debe coincidir con el eje de rotación, lo que implica que el peso de cada pala sea el mismo, esto evitará la aparición de fuerzas que produzcan vibraciones y fallas durante su operación.

3.5.3 Diseño y Desarrollo de la Pala

El desarrollo de la pala de un aerogenerador implica los siguientes procesos [37]:

¹⁶ Fuente: Turbina Energy AG

- Cálculo de la longitud de la pala en función de la potencia de salida requerida.
- Selección de un perfil aerodinámico o diseño de un nuevo perfil (sometido a pruebas experimentales y computacionales), así como su condición de operación.
- Diseño aerodinámico de la pala. El análisis de esfuerzos mecánicos incluye la selección de material y las dimensiones.
- Fabricación de las palas.

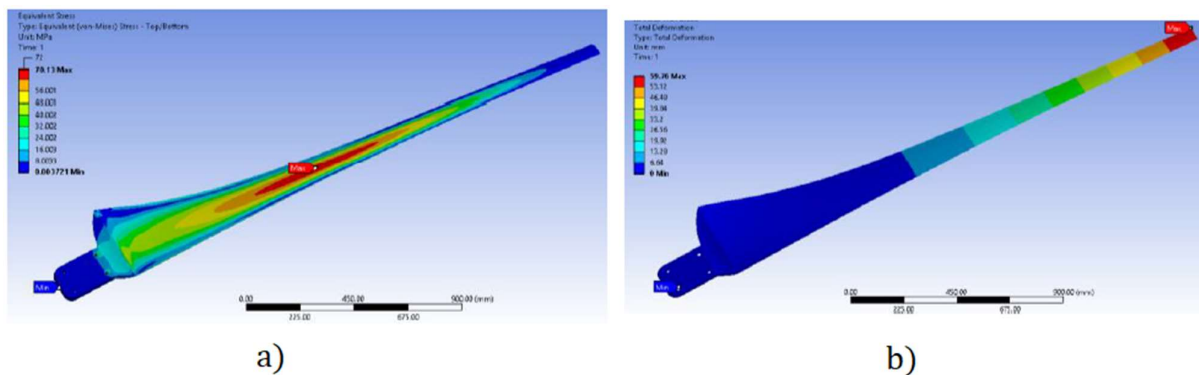


Figura 3.24. Resultados obtenidos mediante software de Análisis de Elementos Finitos (FEA) de una pala de plástico reforzado con fibra de vidrio: a) Esfuerzos inducidos en la pala (MPa). b) Deformación de la pala (mm). Adaptado de [37].

3.5.4 Materiales construcción de la Pala

Existen diferentes materiales y métodos usados en la fabricación de palas para pequeños aerogeneradores:

- *Maderas* provenientes de plantaciones (como pináceas) o de material laminado, son especiales para palas pequeñas (por ejemplo, hasta 1 m de longitud) debido a su resistencia a la fatiga. Se emplean blancos macizos libres de nudos y defectos que son tallados mediante técnicas de CNC (Computer numerically Controlled) [31][35].



Figura 3.25. Palas de madera maquinadas por CNC de 87 cm de longitud

- *Materiales compuestos con fibra de vidrio o fibra de carbono y resinas.* Se fabrican dos caras de este material (superior e inferior) las cuales son unidas y reforzadas en las juntas e internamente con un núcleo metálico de acero [38].

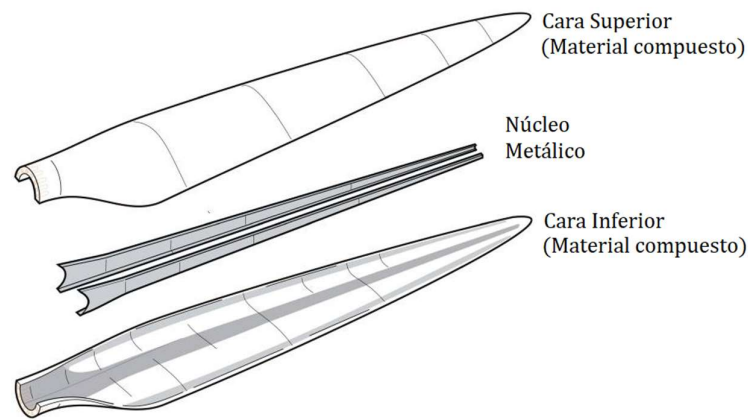


Figura 3.26. Esquema de una pala fabricada de dos caras de material compuestos de fibra y núcleo metálico. Adaptado de [38].

- *Materiales compuestos con fibras naturales*, de lino, yute, bambú entre otras, tienen como ventaja su bajo costo, su disponibilidad y ser amigables con el medio ambiente. Como desventajas las variaciones de calidad, la alta absorción de humedad y la baja estabilidad térmica de las fibras en bruto. Se han hecho pruebas con material laminado epoxi de álamo y bambú, mostrando alta resistencia y rigidez, para su uso en palas. La alta resistencia y durabilidad del bambú, así como su rápido crecimiento y amplia disponibilidad, lo convierten en un material prometedor para aplicaciones eólicas [38].
- *Materiales metálicos*. El aluminio ha sido usado ampliamente por ser más liviano y resistente. Las palas pueden ser fabricadas mediante extrusión o envolviendo una lámina alrededor de largueros o nervios. Como desventajas están su costo y su baja resistencia a la fatiga. Las palas fabricadas de acero o aluminio, también pueden generar interferencias en ondas de radio y televisión por lo que son materiales poco usados por fabricantes para aplicaciones eólicas [35].

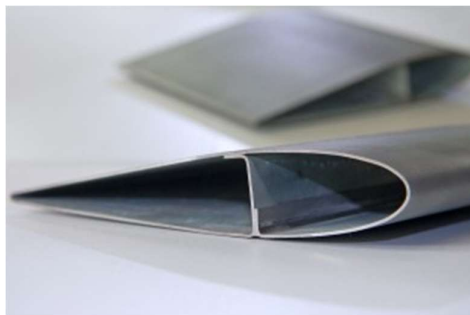


Figura 3.27. Perfiles aerodinámicos formados por láminas metálicas (Fraunhofer-IWU-Hyblade)¹⁷

3.6 Protecciones y sistema de control

Existen diferentes sistemas de seguridad y protección para pequeños aerogeneradores, usualmente los fabricantes seleccionan algunos de ellos en sus diseños. Estos sistemas pueden ser mecánicos y electrónicos y tienen como objetivo controlar las siguientes variables [3] [39]:

¹⁷ Fuente: <https://www.iwu.fraunhofer.de/en/press/press-hyblade.html>

- Exceso de velocidad de giro del rotor.
- Exceso de temperatura
- Exceso de voltaje

Vientos fuertes pueden causar un exceso de la velocidad de giro de las palas y del rotor y llevar a una falla catastrófica del aerogenerador. Se usan diferentes sistemas que detienen automáticamente el giro del rotor:

- a) *Sistema Pasivo por Pérdida Aerodinámica (Stall)*. La regulación se consigue por un perfil de la pala diseñado de tal forma que provoca un aumento de la pérdida aerodinámica a medida que aumenta la velocidad del viento, debido a que el aire se separa naturalmente del perfil generando turbulencia y produciendo el frenado o parada del rotor.

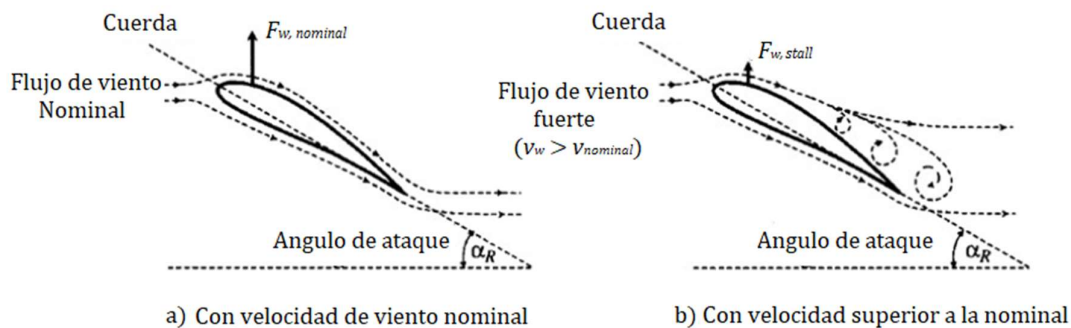


Figura 3.28 Esquema funcionamiento sistema pasivo por pérdida aerodinámica Stall.

- b) *Sistema Activo de Ángulo de paso variable (Pitch Control)*. Incluye un mecanismo de rotación del eje longitudinal de la pala, cambiando el ángulo de ataque y variando la fuerza aerodinámica ejercida sobre ella ya sea para reducir la velocidad de giro o regular la potencia. Ver figura 3.29



Figura 3.29 Sentido de rotación de las palas con control del ángulo de paso (Pitch Control) ¹⁸

- c) *Sistema Mecánico de Ángulo de paso variable (Pitch Control)*. Consiste en un mecanismo operado por un resorte. La velocidad más alta del rotor genera una fuerza centrífuga que regula un peso en un balancín que comprime el resorte. La fuerza del peso gira la pala alrededor de un pivote reduciendo el ángulo de ataque del perfil aerodinámico respecto al flujo de viento y reduciendo su velocidad rotacional. El resorte comprimido tiende a restaurar el perfil aerodinámico a su ángulo de ataque original una vez se reduce la velocidad de viento.

¹⁸ Fuente: <http://eng-electric.blogspot.com/2016/11/power-control-of-wind-turbines.html>

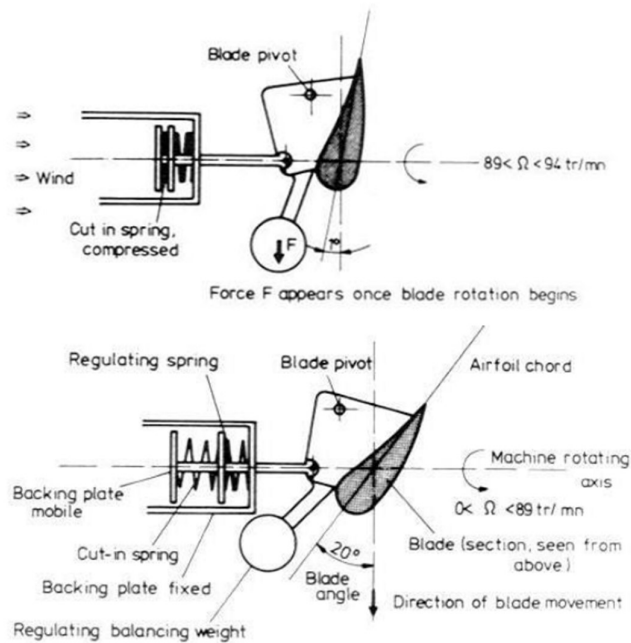


Figura 3.30 Control del ángulo de paso (Pitch Control) mediante resorte¹⁹

- d) *Control de Desvío (Yaw control)*. Es un sistema que desvía la turbina eólica de la dirección de viento 30°, 60° o 90° cuando detecta un exceso de velocidad, un sobre-voltaje o un exceso de temperatura. Ver figura 3.31

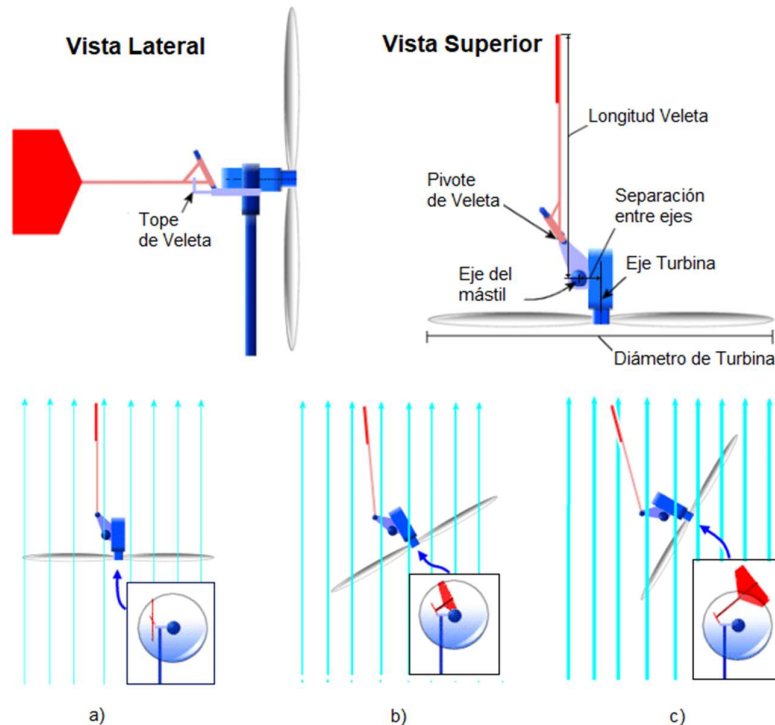


Figura 3.31. Ejemplo funcionamiento control de desvío mecánico: a) Viento suave, sin desvío; b) Viento medio, comienzo del desvío; c) Viento fuerte, casi desviada por completo.²⁰

¹⁹ Fuente:

<https://www.mragheb.com/NPRE%20475%20Wind%20Power%20Systems/Control%20of%20Wind%20Turbines.pdf>

²⁰ Fuente: <https://www.thebackshed.com/Windmill/Docs/Furling.asp>

- e) *Freno Electrónico*. Cuando la velocidad del viento está por encima de un valor límite o la potencia de salida del generador excede el 125% de la potencia nominal, una caja de descarga que actúa como resistencia, consume la electricidad extra para mantener estable la velocidad del rotor. Ver figura 3.32

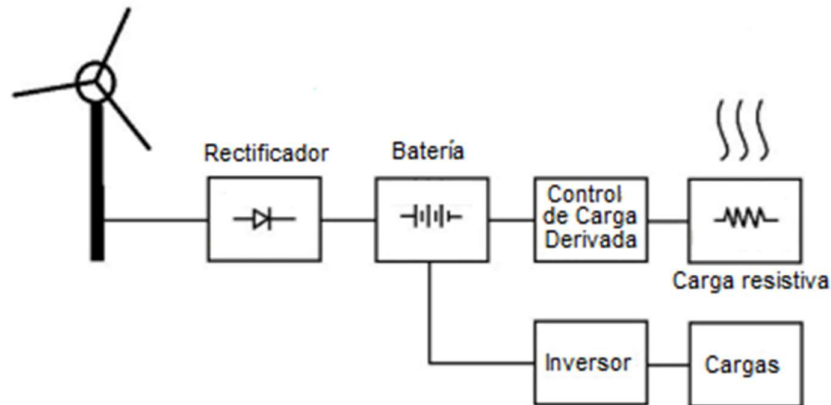


Figura 3.32. Esquema de control electrónico de velocidad de giro por el consumo de energía mediante una carga resistiva ²¹



1. Capacidad Nominal: 5 kW
2. Resistencia Nominal y Tolerancia: $4\Omega \pm 2\%$;
3. Voltaje Nominal: DC141.4V;
- 4: Corriente Nominal: DC35.4A
5. Nivel de Protección: IP20;

Figura 3.33. Especificaciones de Caja con carga resistiva para Aerogenerador de 3 kW ²²

- f) *Freno Aerodinámico*. Consiste en girar 90° un segmento de la pala ubicado en la punta, mediante un mecanismo de resorte o un sistema hidráulico que es activado cuando se supera una determinada fuerza centrífuga y como una aleta que se opone al movimiento, reducir la velocidad del aerogenerador [3]. Las palas no se detienen completamente, pero la rotación libre es mucho más baja que la velocidad normal de operación. Ver figura 3.34 [40].
- g) *Freno Mecánico*. Un freno de disco se coloca en el eje del generador o del motorreductor, la fricción entre el bloque y el disco produce el frenado, previniendo un incremento de velocidad por encima del valor nominal. Ver figura 3.35

²¹ Fuente: <https://www.windsine.org/2017/05/28/windtac-controller/>

²² Fuente: <https://www.windturbinestar.com/wind-turbine-dump-load.html>



Figura 3.34. Aplicación de frenos aerodinámicos en punta de pala ²³ ²⁴



Figura 3.35 Aplicación de freno mecánico sobre eje aerogenerador.²⁵

3.7 Diseño de Torre

Una torre debe permitir un buen desempeño del aerogenerador y brindar seguridad para el vecindario o los alrededores del emplazamiento. En el diseño de una torre para pequeños aerogeneradores debe tenerse en cuenta los siguientes requerimientos [31] [35]:

- Altura apropiada para aprovechamiento del viento.

²³ Fuente:

<http://www.bdae.org.uk/images/2003-05-15%20Harlock%20windfarm%20visit/Harlock%20windfarm%20BDAE%2012.JPG>

²⁴ Fuente: <https://en.wind-turbine-models.com/fotos?manufacturer=94&p=1&picture=WIRyt7NiOP1>

²⁵ Fuente: <https://www.quora.com/In-laymans-terms-why-do-large-windmills-have-brakes-that-keep-them-from-spinning-in-too-low-or-too-high-wind-conditions>

- Resistencia al pandeo, producido por la fuerza de empuje del viento sobre la torre.
- Asegurarse que los esfuerzos máximos generados en cada uno de los elementos que componen la torre están por debajo del esfuerzo admisible del material empleado.
- La frecuencia natural de la torre no debe excitarse significativamente por la frecuencia de giro de la pala, para evitar resonancia.
- Acceso al Aerogenerador para mantenimiento
- Espacio disponible del emplazamiento.

Hay más variedad de torres para pequeños aerogeneradores que para los de mayor tamaño y potencia. Se distinguen tres tipos [31] [35]:

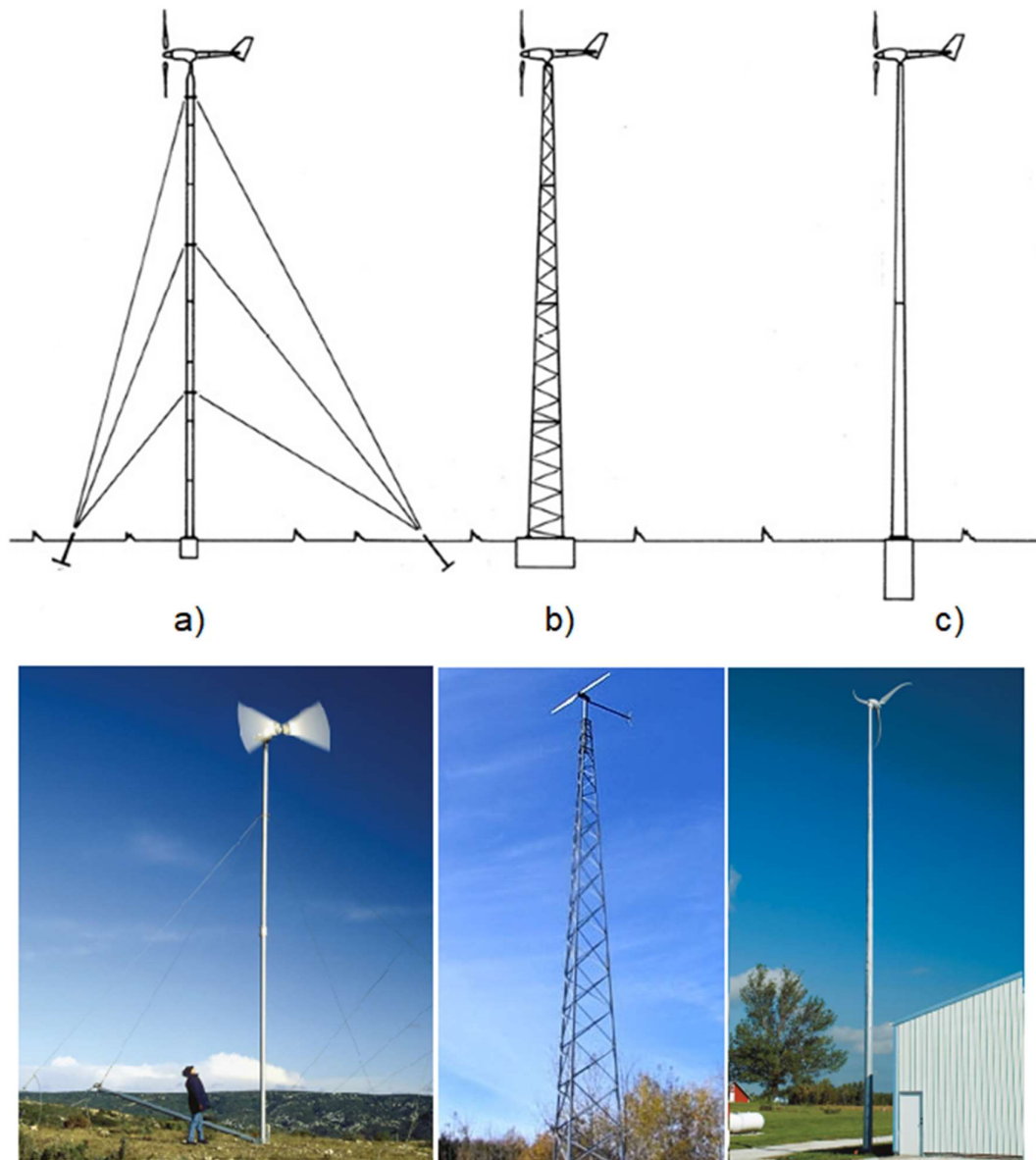


Figura 3.36 Tipos de torres para pequeños aerogeneradores: a) ancladas con cables, b) de Celosía, c) Tubulares

a) *Torres ancladas con cables*. Son de menor costo, pues requieren menos material. La frecuencia natural de la torre puede ajustarse mediante la tensión de los cables, además presenta una buena conexión a tierra. Como desventajas están su uso restringido en áreas urbanas y su vulnerabilidad al vandalismo.

b) *De Celosía*. Se caracteriza por su facilidad de fabricación y transporte, se fabrican a partir de perfiles angulares de acero pueden ensamblarse en sitio, son livianas y resistentes. Pueden tener una larga duración si se hacen con perfiles tubulares. Requieren mayor mantenimiento (verificación de las uniones de los perfiles).

c) *Tubulares*. Son agradables estéticamente. Brindan mayor seguridad para equipos y personas. Presentan un buen comportamiento dinámico frente a vibraciones. Son de mayor costo que los tipos anteriores y tienen mayor dificultad en su fabricación y transporte. Pueden fabricarse de acero, madera, concreto o fibra de vidrio.

La madera es un material poco común para las torres en general. Sin embargo, como el hormigón, la madera también se ha utilizado como material de torres para turbinas eólicas pequeñas y grandes. La madera cosechada de forma sostenible es un recurso renovable, que puede ser usado para este propósito. Se han desarrollado torres de madera laminada. Otros han utilizado postes de madera e incluso árboles para montar pequeñas turbinas eólicas.



Figura 3.37 Torres en trípode de madera para la instalación de pequeños aerogeneradores y de paneles solares fotovoltaicos²⁶

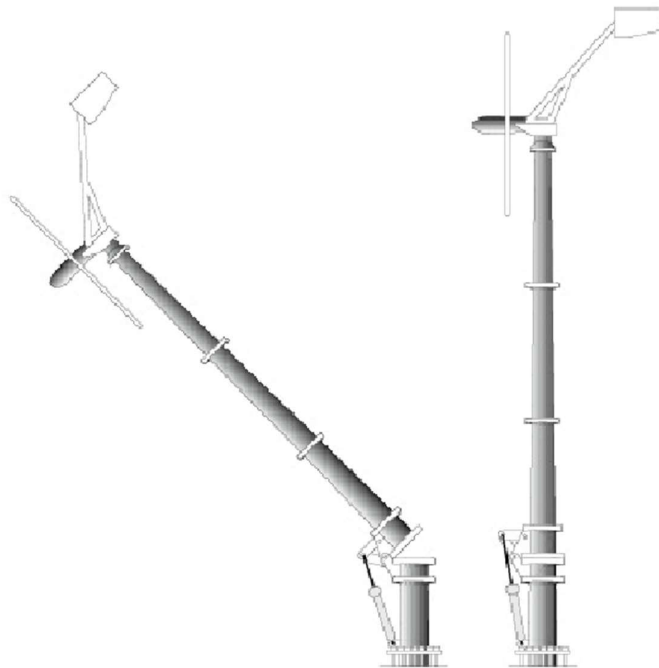
El uso de sustitutos para las torres como árboles, silos o terrazas de edificios, debe considerar factores como la accesibilidad al aerogenerador, las vibraciones transmitidas a la edificación y los efectos de la turbulencia generada por obstáculos sobre el equipo.

²⁶ Fuente: <https://www.innoventum.se/products>

Una torre tubular puede articularse en la base y colocarse en su lugar con un poste de Ginebra. cuando la torre está en posición vertical se atornilla a los cimientos (figura 3.38 a). Otros fabricantes emplean gatos hidráulicos para erigir la torre con bisagras (figura 3.38 b)



a)



b)

Figura 3.38. Instalación de torres tubulares: a) Mediante torre de Ginebra²⁷; b) Mediante bisagras y gatos hidráulicos. Adaptado de [35].

²⁷ Fuente: <https://aretelecom.com/conventional-gin-pole-detail/>

4. SISTEMAS DE GENERACION DE ENERGIA

4.1 Generación de Energía y sintonización con el lugar

Después de conocer las características del clima de viento en el lugar de un emprendimiento eólico, se debe seleccionar un aerogenerador que permita convertir el recurso eólico disponible en energía eléctrica utilizable, es decir, que pueda sintonizarse con el lugar. Este análisis de sintonía tiene dos componentes [41]:

- a) *Sintonía Energética*. Busca conocer el desempeño energético de un aerogenerador instalado en el sitio de interés, revisando las curvas características de Potencia-Velocidad de diferentes alternativas de aerogeneradores. En la figura 4.1 se presenta la curva característica de Potencia-Velocidad de 3 aerogeneradores, incluyendo la curva de densidad de probabilidad de viento obtenida a partir de las mediciones efectuadas en el sitio.

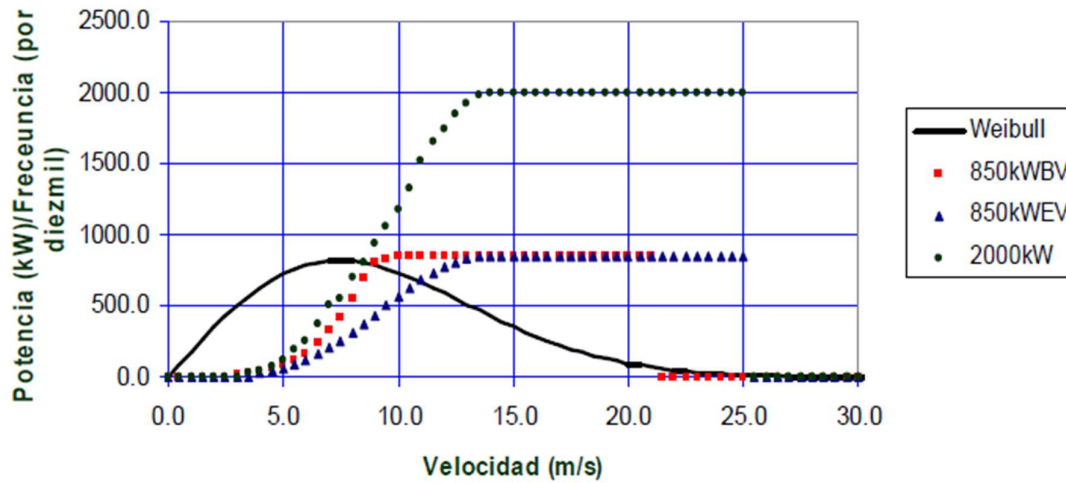


Figura 4.1. Curvas características de aerogeneradores y curva de densidad de probabilidad. Adaptado de [41].

A los efectos de evaluar el desempeño energético de un aerogenerador se suele definir un coeficiente denominado Factor de Capacidad (FC) que resulta de dividir la energía que un aerogenerador produciría efectivamente a lo largo de un periodo de tiempo dado (E), por ejemplo, un año, y la energía que hubiera generado si hubiera operado continuamente la potencia nominal (ER), tal como expresa la siguiente ecuación:

$$FC = \frac{E}{E_R} \quad \text{Ecuación 4.1}$$

La energía (E) producida por un aerogenerador durante un tiempo (T) viene dada por [9]:

$$E = T \int_0^{\infty} P(v) \cdot p(v) \cdot dv \quad \text{Ecuación 4.2}$$

Donde:

$p(v)$: función densidad de probabilidad de velocidad correspondiente al período T.
 $P(v)$: potencia del aerogenerador frente a la velocidad del viento (curva de potencia).
T: período de tiempo considerado, generalmente un año (8.760 horas).

La función $p(v)$ corresponde a la velocidad del viento a la altura del buje del aerogenerador.

Se define la potencia media $\bar{P}$, como la potencia que debería producir el aerogenerador a lo largo de todo el período de tiempo T para generar la energía (E), como se indica en la siguiente ecuación:

$$\bar{P} = \frac{E}{T} = \int_0^{\infty} P(v) \cdot p(v) \cdot dv \quad \text{Ecuación 4.3}$$

- b) *Sintonía Estructural*. Está relacionada con las solicitudes mecánicas a las cuales estará sometido el aerogenerador, la cual determina la clase del aerogenerador que sería conveniente instalar. Los aerogeneradores se diseñan para resistir un régimen de viento en un determinado emplazamiento o sitio previsto para su instalación. La IEC-61400-2 define las clases de pequeños aerogeneradores en función de los parámetros de la velocidad del viento y de la turbulencia, los cuales se emplean para representar los valores característicos de muchos emplazamientos diferentes, como se muestra en la siguiente tabla para equipos que operarán en zonas rurales:

Parámetro	CLASES DE AEROGENERADORES PEQUEÑOS				
	I	II	III	IV	S
V_{ref} (m/s)	50	42,5	37,5	30	Valores a especificar por el proyectista
V_{ave} (m/s)	10	8,5	7,5	6	
I_{15} (Nota 2) (-)	0,18	0,18	0,18	0,18	
α (-)	2	2	2	2	

NOTA

- 1) Los valores se aplican a la altura del buje
- 2) I_{15} es el valor característico adimensional de la intensidad de la turbulencia para 15 m/s, donde 0,18 es el valor mínimo que debe utilizarse
- 3) α es el parámetro adimensional de la pendiente a utilizar en la ecuación de la desviación típica de la componente longitudinal de la velocidad del viento $\sigma_1 = I_{15} (15 + \alpha V_{hub}) / (\alpha + 1)$

Tabla 4.1. Parámetros básicos para las clases de Aerogeneradores Pequeños en zonas rurales [24]

Según su relación con la red eléctrica, un sistema eólico puede ser:

- Autónomo o Aislado de la red.
- Conectado a Red (On-Grid)

A continuación, se describe con más detalle ambos sistemas.

4.2 Sistemas Autónomos o Aislados de la red

Históricamente han sido usados para suministro de energía en lugares remotos o sin presencia de redes eléctricas, para bombear agua mecánicamente, moler granos (molinos de viento europeos) o cargar baterías como fuente de suministro de electricidad para hogares (ver figura 4.2).

Hoy en día los sistemas eólicos autónomos pueden ser usados también para mover directamente un motor AC en aplicaciones de bombeo (ver figura 4.3) y en generación de calor.

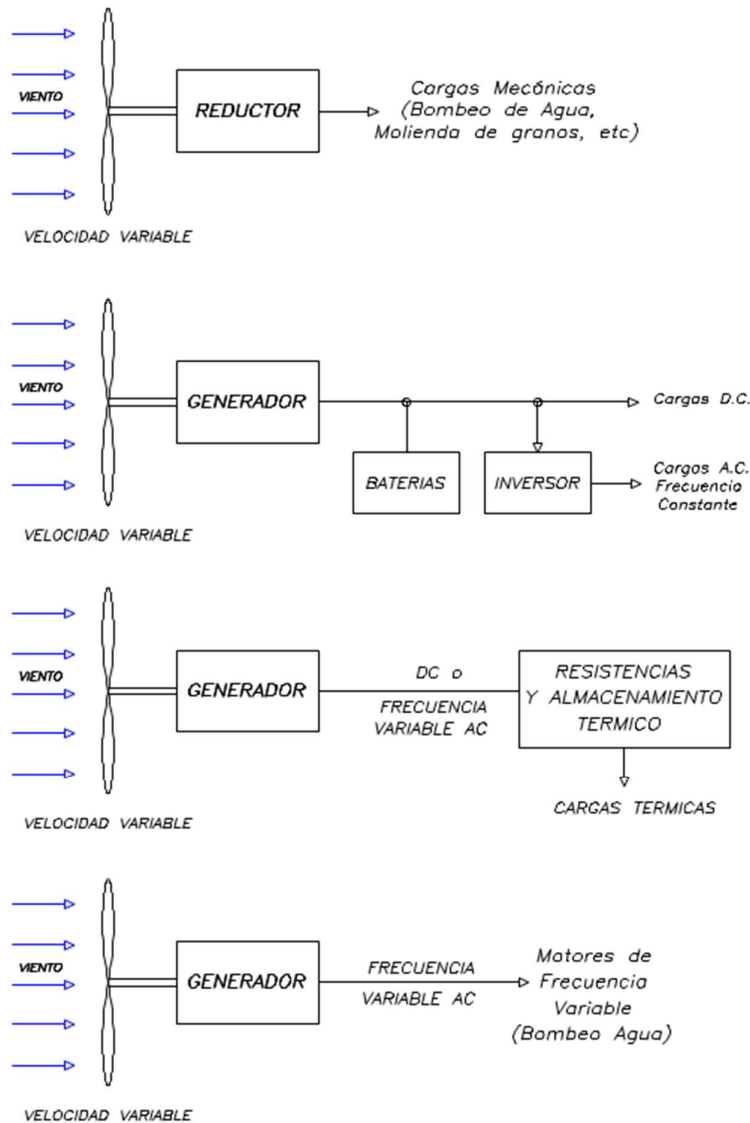


Figura 4.2 Diferentes aplicaciones con sistemas eólicos autónomos.

Gracias a los avances de la energía solar fotovoltaica y eólica, con la combinación de ambas tecnologías mediante sistemas híbridos se puede alcanzar mayor confiabilidad porque un sistema de generación de energía remoto ya no dependería de una sola fuente y tecnología.

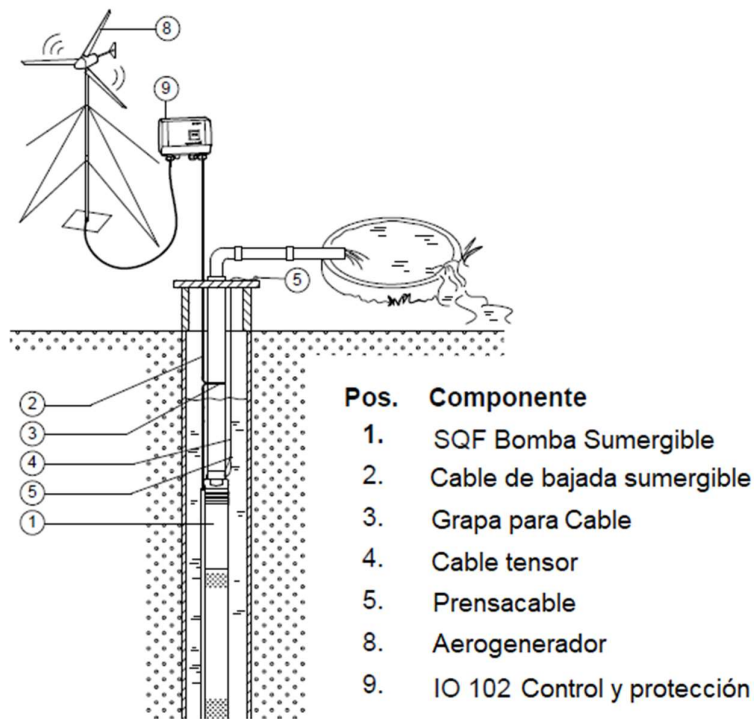


Figura 4.3. Sistema Eólico Autónomo para bombeo de agua²⁸.

Lo sistemas híbridos eólicos solares pueden llegar a incluir un generador de respaldo con combustibles fósiles para recargar las baterías y soportar los consumos que no llegaran a ser cubiertos por las fuentes eólica y solar (ver figura 4.4)

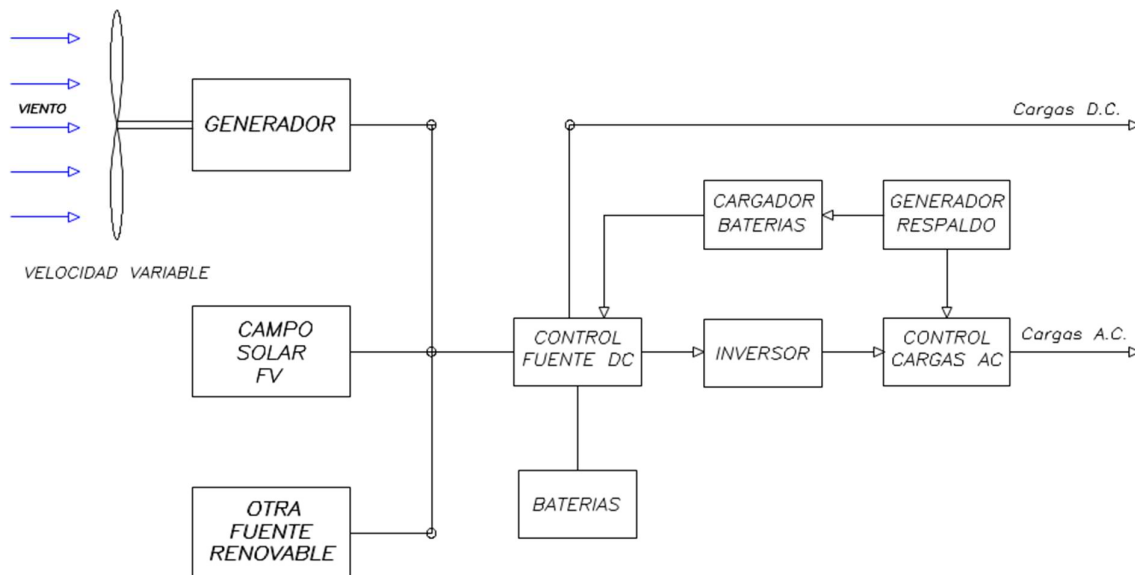


Figura 4.4. Diagrama de componentes principales de un sistema eólico-solar. Adaptado de [35]

²⁸ Fuente: <https://us.grundfos.com/content/dam/GPU/Literature/SQFlex/LSQTL031-1009-SQFlex-ServiceLiterature.pdf>

4.3 Sistemas Conectados a Red (On-Grid)

Debido al alto costo de las baterías de almacenamiento y su tiempo de vida útil (plomo-ácido de hasta 8 años), las conexiones de red estándar son una opción que permiten al usuario o propietario de sistemas urbanos de energía renovable, reducir la factura de electricidad consumiendo su energía generada y disminuir la consumida de la red de la compañía eléctrica [3] [35].

Dependiendo del país, para la conexión a red se exige principalmente los siguientes requerimientos:

- Permiso de Conexión a la red para exportar los excedentes de generación y potencia máxima de inyección a red.
- Acuerdo de venta de electricidad (precio por kWh) con la empresa comercializadora de energía

Como ejemplo, en países de América latina como Uruguay y Colombia, se han creado marcos jurídicos para promover e incentivar la micro-generación de fuentes de energía renovable:

- En Uruguay se cuenta con el *Decreto 173/010 del 01 de Junio del 2010 y la Resolución ministerial del 12 de Mayo 2017 por medio del cual se autoriza a los suscriptores conectados a la red de distribución de baja tensión a instalar generación de origen renovable eólica, solar, biomasa o mini hidráulica, cuya cantidad de generación de energía anual deberá ser menor o igual al consumo de energía anual del suscriptor*²⁹.
- En Colombia está la *Ley 1715 del 2014 y la resolución 030 del 2018 de la CREG (Comisión de regulación de Energía y Gas) que promueven la utilización de las Fuentes No Convencionales de Energía Renovable en el sistema energético nacional y regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el sistema interconectado nacional*³⁰

Existen varios esquemas implementados para la interconexión con la red pública de suministro y que regulan la generación de energía renovable ya sea para autoconsumo o entrega de excedentes de generación, tales como:

- a) *Balance Neto (Net Metering)*. Los pequeños aerogeneradores por lo general se conectan a la red en el medidor (de kWh) del lado del usuario mediante un esquema de “Balance Neto” o “Net Metering”. El aerogenerador suministra energía para autoconsumo y los excedentes son inyectados a la red (ver figura 4.5). Además de aplicaciones en los hogares, hay aerogeneradores de mayor capacidad que pueden ser usados en fábricas, negocios, escuelas, entre otros, bajo este esquema de interconexión. Actualmente también hay equipos compactos que incluyen en una misma unidad los componentes B y D de la figura 4.5 y permiten conectar como cargas resistivas calentadores de agua (eléctricos convencionales o tipo bomba de calor)³¹.

²⁹ Fuente: <https://portal.ute.com.uy/clientes/redes-inteligentes/microgeneracion>

³⁰ Fuente: <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256cee00709c02/83b41035c2c4474f05258243005a1191?OpenDocument>

³¹ Fuente: https://smart-power-electronics.de/en/smart_wind

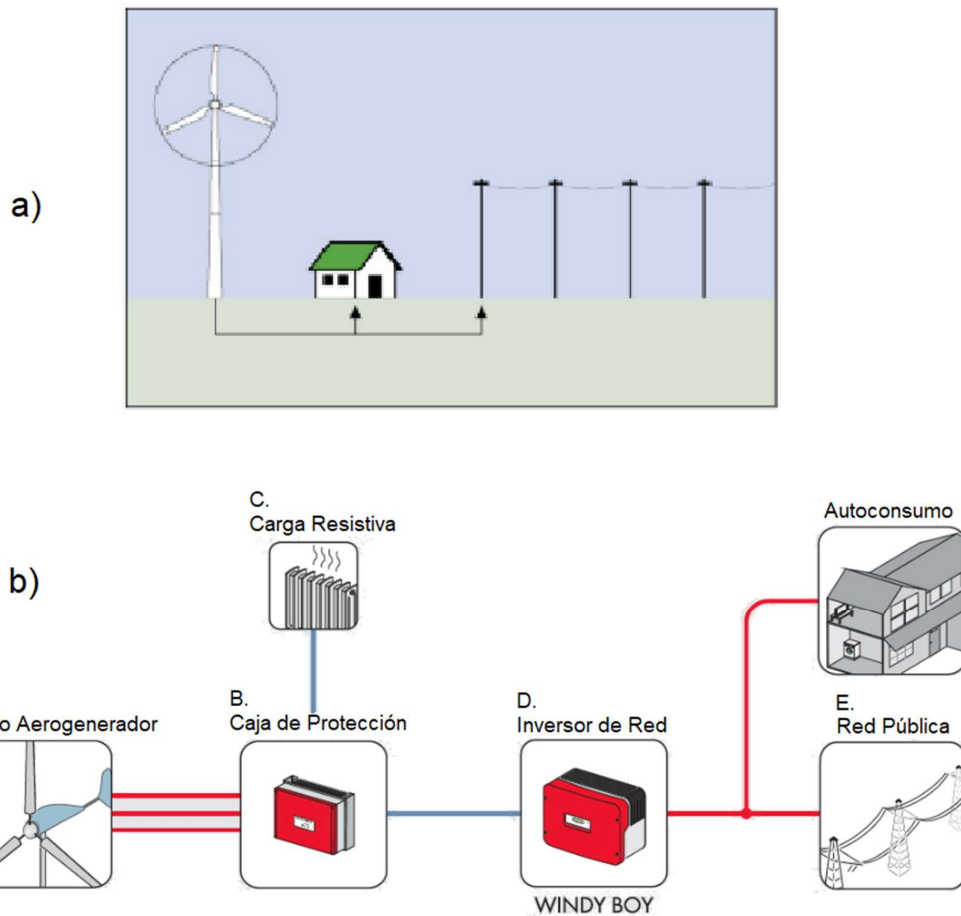


Figura 4.5. Esquema conexión a la Red de Balance Neto. a) Ubicación del aerogenerador [20]. b) Componentes principales para conexión a red: **A.** Aerogenerador **B.** Convertidor de voltaje de frecuencia variable a Voltaje DC y con la electrónica para la protección de Sobrevoltaje. **C.** Es necesaria para reducir la velocidad del aerogenerador y el Sobrevoltaje. **D.** Convierte el voltaje DC a Voltaje AC compatible con la Red. **E.** Recibe la energía inyectada por el Inversor³².

- b) *Tarifa Regulada (Feed in Tariff)*. Toda la energía generada en el emplazamiento es entregada a la red pública. Bajo este esquema las empresas de servicios públicos están obligadas por el gobierno a pagar un precio fijo o “Tarifa” por kWh generado. Este esquema es usado para estimular el mercado de determinadas tecnologías. La desventaja es que se desestimula a los pequeños generadores a consumir su propia energía en sitio, lo cual es más eficiente pues reduce pérdidas por transmisión.

En la figura 4.6 se muestra un esquema de conexión regulada

³² Fuente: <https://www.sma.de/en/search-results.html?q=windy+boy&L=1&id=24288>

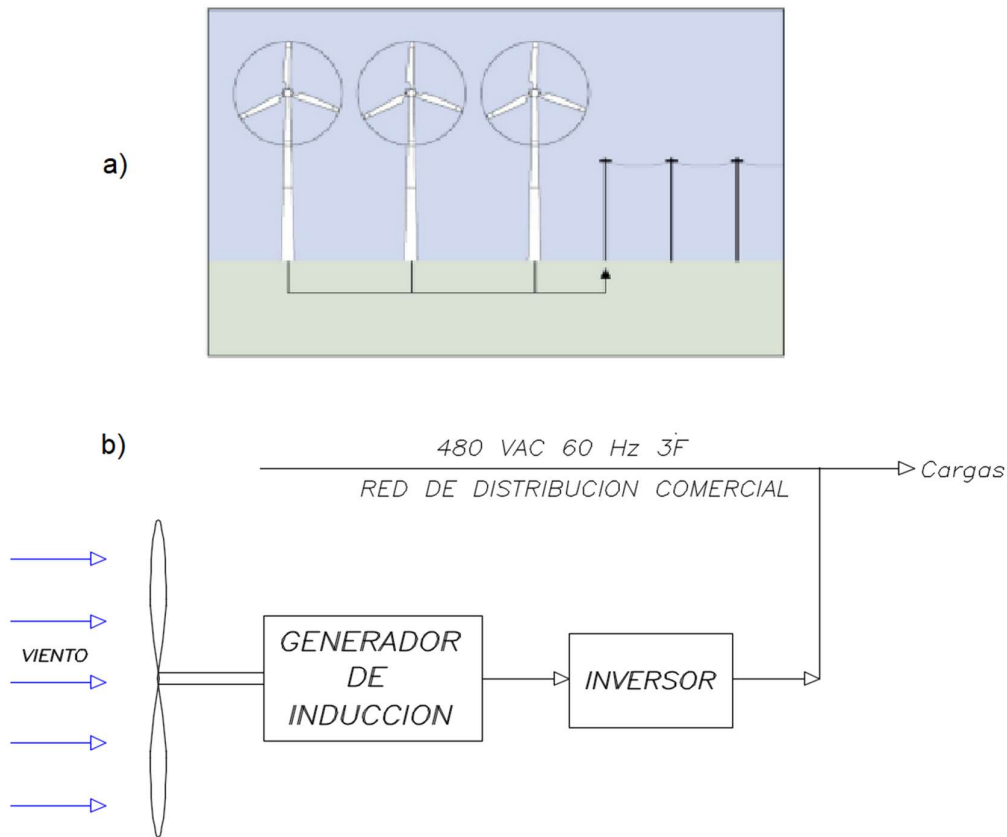


Figura 4.6. Esquema conexión a Red Tarifa Regulada. a) Ubicación del aerogenerador. b) Diagrama conexión del aerogenerador a la red de Distribución. [35]

Hay otros factores que deben tomarse en cuenta en el funcionamiento de sistemas conectados a red:

- *Seguridad.* La mayoría de los generadores de inducción e inversores no funcionan sin la presencia de la red, lo que evita accidentes o lesiones con trabajadores de la compañía eléctrica (generación del sistema eólico durante cortes de la red y mantenimientos).
- *Factor de Potencia del aerogenerador.* Entre más cercano a 1, se evitarán acciones correctivas de parte de la compañía eléctrica como la instalación de capacitores que conlleven a costos adicionales.
- *Variaciones de Voltaje,* debido al aumento de la velocidad de giro del motor por el aumento de la velocidad del viento, la magnitud de la corriente de entrada puede ser lo suficientemente grande como para causar una caída de voltaje en la línea.
- *Armónicos,* causados por fallas en la calidad de la potencia a la salida de los inversores, los cuales pueden producir interferencias electromagnéticas con televisión, radio y teléfonos.

5. REGULACIONES REFERIDAS AL DESEMPEÑO DE AEROGENERADORES

5.1 Selección y Desempeño de equipo

La selección de la tecnología de un aerogenerador y su capacidad depende de su aplicación, aunque los sistemas autónomos (para carga de baterías) en lugares aislados económicamente tienen un mayor sentido, el auge de la generación distribuida (con fuentes de energía renovable) cercanas a áreas urbanas o a los grandes centros de consumo, han dado relevancia a los sistemas de micro-generación eólica conectados a red, por ventajas tales como la reducción de costos de transmisión y distribución eléctrica mediante el aprovechamiento de la infraestructura de redes existente [35].

La tecnología de pequeños aerogeneradores (Potencia nominal < 100 kW) tiene desafíos tales como [35] [42] [43]:

- Mayor costo de instalación por kW con respecto a los de mayor tamaño (>100 kW). Los pequeños aerogeneradores luchan por tener costos competitivos en comparación con otras fuentes de generación distribuidas, como los sistemas solares fotovoltaicos y las turbinas eólicas de gran escala. Solo el aerogenerador en un proyecto puede tener un costo promedio de USD 2.967/kW [42].
- Menor productividad o menor factor de capacidad con respecto a las de mayor tamaño. Por ejemplo, en un aerogenerador *Excel 10* de 8,9 kW de potencia nominal a 11 m/s ³³, su factor de capacidad suele ser inferior al 29% dependiendo del emplazamiento. Mientras que un aerogenerador de 1,5 MW su factor de capacidad es superior al 35%. Esta variación refleja la importancia de la evaluación del recurso también para pequeños aerogeneradores. En la figura 5.1 se observa el factor de capacidad de aerogeneradores empleados en varios proyectos de la USDA REAP [43].
- Del lado del consumidor, hay una necesidad de certificación y de etiquetado por parte de los fabricantes. Muchos consumidores no pueden distinguir entre productos realistas y no realistas. El aseguramiento de estándares en la fabricación de aerogeneradores que garanticen su desempeño y funcionamiento esperado permite prevenir el uso de productos propensos a fallas, inseguros y de bajo rendimiento que empañan la percepción de la tecnología, y que pueden “envenenar” el mercado y su expansión. Si bien hay una gran variedad de tecnologías disponibles a nivel mundial de pequeños aerogeneradores, la industria enfrenta una afluencia continua y altamente perjudicial de productos con rendimiento inflado y etiquetas engañosas, como por ejemplo en la generación de energía anual y en la potencia nominal.

La producción anual de energía que se puede lograr con un proyecto de generación distribuida con pequeños aerogeneradores depende además de la tecnología, de otras variables como son el recurso eólico disponible en el emplazamiento, la ubicación (altura de torre, las obstrucciones locales, entre otros) y la disponibilidad operativa del aerogenerador (tiempo de inactividad por mantenimiento esperado o inesperado).

³³ Fabricante: Bergey Windpower Co. <http://www.bergey.com/products/grid-tied-turbines/excel-10/>

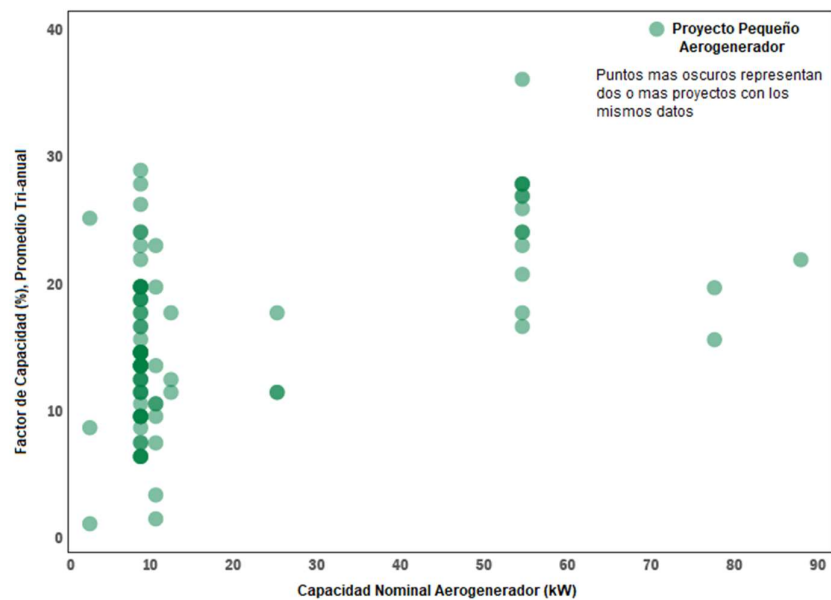


Figura 5.1 Factor de capacidad de aerogeneradores empleados en varios proyectos USDA REAP (United States Department of Agriculture -Rural Energy for America Program). Adaptado de [43].

Generalmente los aerogeneradores son diseñados para una potencia específica de salida, es decir, la relación entre la potencia nominal y el área de barrido del rotor (W/m^2).

En los últimos años hay una tendencia en Norteamérica de reducir la potencia específica de los aerogeneradores empleados en generación distribuida conectados a la red (con una capacidad mayor a 1000 kW), acoplando palas más grandes a generadores más pequeños, lo que implica que las turbinas eólicas funcionen con mayor frecuencia a la máxima potencia, pasando de 394 W/m^2 en 1998-1999 a 231 W/m^2 en proyectos instalados en 2017. Por ejemplo, modelos de aerogeneradores con menor potencia específica tales como el Nordex N117/2400 (223 W/m^2), el Vestas V100-1.8 MW (229 W/m^2) y el GE 1.5 xle (284 W/m^2). Esto da como resultado una fuente de alimentación más estable y un factor de capacidad más alto ^{34 35} [44].

Uno de los desafíos a superar actualmente en proyectos con pequeños aerogeneradores instalados en zonas urbanas caracterizadas por bajas velocidades de viento es maximizar los factores de capacidad. Un enfoque que incluya un uso de torres más altas y el diseño de rotores con baja potencia específica pueden contribuir a alcanzar este objetivo ³⁶.

³⁴ U.S. Wind Turbines Are Getting Less Powerful—and That's a Good Thing. Recuperado de: <https://www.popularmechanics.com/science/energy/a23120126/us-wind-turbines-are-getting-less-powerfuland-thats-a-good-thing/>

³⁵ 2017 Wind Technologies Market Report. US Department of Energy. Recuperado de: https://www.energy.gov/sites/prod/files/2018/08/f54/2017_wind_technologies_market_report_8.15.18.v2.pdf

³⁶ Current status and grand challenges for small wind turbine technology. EAWC. 2022. Recuperado de: <https://www.nrel.gov/docs/fy23osti/84624.pdf>

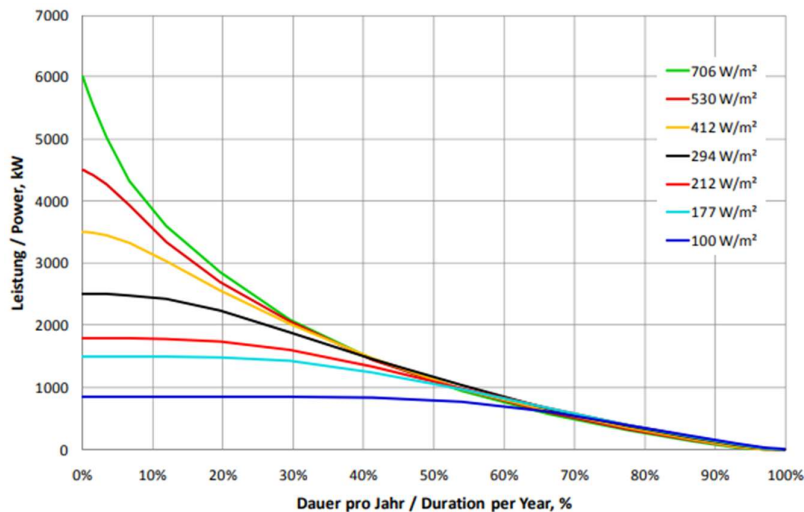


Figura 5.2 Curvas de potencia para aerogeneradores con diferentes potencias específicas de salida (W/m^2) en un sitio con las mismas condiciones de viento [44].

Un aerogenerador con una potencia específica baja tiene las siguientes ventajas y puede hacer más factible la eólica urbana [44]:

- Una potencia de salida con un valor igual o mayor al promedio, durante un tiempo más prolongado (Fig. 5.2), garantizando una mayor capacidad de proveer energía a la red.
- Una mayor disponibilidad de al menos la capacidad promedio, lo que se puede comparar con un efecto de almacenamiento, es decir, si se requiere equipos de almacenamiento para equilibrar las fluctuaciones, estos pueden ser más pequeños y, por lo tanto, menos costosos.
- La diferencia entre la potencia nominal y la potencia promedio es menor, lo que significa que las secciones transversales de la línea de transmisión se pueden utilizar mejor, lo que también resulta en una reducción de costos.
- Es menos probable que la producción de energía caiga por debajo de ciertos márgenes acordados por fluctuaciones de producción de energía y, por lo tanto, se pueden evitar las "penalizaciones"

5.2 Estandarización, Certificación y etiquetado.

Inicialmente la comunidad internacional a través de la Agencia Internacional de la Energía (IEA) hizo recomendaciones prácticas sobre pequeños aerogeneradores, posteriormente la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC) desarrolló la línea de base para la seguridad, diseño, pruebas y certificación de turbinas eólicas grandes y pequeñas [45]

Los principales fabricantes de pequeños aerogeneradores se han apoyado en estándares y requisitos de certificación de la IEC 61400-2, basado en estándares nacionales de países como Japón (Japan Small Wind Turbine Association - JSWTA), Estados Unidos (American Wind Energy Association - AWEA) y Reino Unido (Renewable UK, antes British Wind Energy Association - BWEA)

Estándar IEC	Título del Estándar	Estado
IEC 61400-2	Aerogeneradores - Parte 2: Pequeños Aerogeneradores	1a. Revisión 1995 2a. Revisión 2006 3a. Revisión 2013
IEC 61400-11	Aerogeneradores – Parte 11: Técnicas de medida de ruido acústico	2006
IEC 61400-12-1	Aerogeneradores – Parte 12-1: Medida de la curva de potencia de aerogeneradores productores de electricidad	2006
IEC TS 61400-13	Aerogeneradores – Parte 13: Medidas de Cargas Mecánicas	2001-06
IEC TS 61400-14	Aerogeneradores – Parte 14: Declaración de aparente nivel de potencia acústica y valores de tonalidad	2005
IEC TS 61400-22	Aerogeneradores – Parte 22: Prueba de Conformidad y certificación	2010

Tabla 5.1 Conjunto de Estándares IEC para pequeños aerogeneradores [45].

- El etiquetado para el consumidor ha sido desarrollado por la IEA (International Energy Agency) incluido en la tercera revisión de la IEC 61400-2. El estándar IEC requiere que los resultados del ensayo sean proporcionados por un laboratorio de pruebas cumpliendo la norma ISO 17025 (Requisitos para laboratorios de Ensayo y Calibración). La información en la etiqueta busca dar un mayor entendimiento al consumidor, la cual debe incluir [24] [45]: Estimaciones anuales de producción de energía basado en pruebas de rendimiento de potencia por IEC 61400-12-1
- información de sonido en pruebas y análisis acústicos según IEC 61400-11 (y posiblemente IEC 61400-14).
- Clasificación de diseño o clase de prueba de aerogenerador como se especifica en IEC 61400-2

En U.S.A., el SWCC (Small Wind Certification Council) evalúa las solicitudes y emite certificados de rendimiento y seguridad de pequeños aerogeneradores de acuerdo con el estándar AWEA (American Wind Energy Association) especificado para cada categoría de turbinas. Una vez que un producto ha sido evaluado, SWCC emite un certificado, un informe resumido y una etiqueta para el consumidor³⁷.

³⁷ Fuente: <http://small-wind.org/quality/labels/>

Test Results	
Manufacturer	InnoVentum AB
Model	Giraffe 2.0
Reference Annual Energy (wind power production only) measured at 5 m/s average wind speed, sea-level normalized; actual production will vary depending on site conditions	4 760 kWh/yr
Declared Sound Power Level at 8 m/s	85 dB(A)
Turbine Test Class (I-IV or S for Special)	IV
Tested by	SP Technical Research Institute of Sweden Ref: 4P05805
Published Date	2016-06-29
For more information, see http://www.sp.se/sv/index/services/certprod/certprodprofil/energi/wind/Sidor/default.aspx	

a)

Small Wind Certification Council
Certified Small Wind Turbine

Manufacturer/Model

Pika Energy Inc.
T701
(240 VAC, 1-phase, 60 Hz)

Rated Annual Energy
Estimated annual energy production assuming an annual average wind speed of 5 m/s (11.2 mph), a Rayleigh wind speed distribution, sea-level air density and 100% availability. Actual production will vary depending on site conditions.

Rated Sound Level
The sound level that will not be exceeded 95% of the time, assuming an annual average wind speed of 5 m/s (11.2 mph), a Rayleigh wind speed distribution, sea-level air density, 100% availability and an observer location 60 m (~200 ft) from the rotor center.

Rated Power
The wind turbine power output at 11 m/s (24.6 mph) at standard sea-level conditions.

Certified to be in Conformance with:
AWEA Standard 9.1 – 2009

For an SWCC Summary Report, Certificate and certification status visit:
www.smallwindcertification.org



2,420
kWh/year

38.3
dB(A)

1.5
kW

b)

Figura 5.3. Ejemplos de etiquetado para pequeños aerogeneradores: a) Según IEC-61400-2, b) según Small Wind Certification Council (U.S.A.)

5.3 Especificaciones del Producto

Por lo general los fabricantes de aerogeneradores presentan una lista de parámetros que describen el desempeño y funcionamiento del equipo (ver figuras 5.4, 5.5 y 5.6), tales como [45]:

- Producción anual de energía y/o curva de potencia
- Características Eléctricas (potencia nominal, voltaje nominal AC o DC, frecuencia, etc)
- Características físicas (peso, dimensiones, embalaje, etc)
- Velocidad del viento de arranque, de parada y máxima (sin presentar daños).
- Nivel de Ruido
- Sistema de Control de velocidad

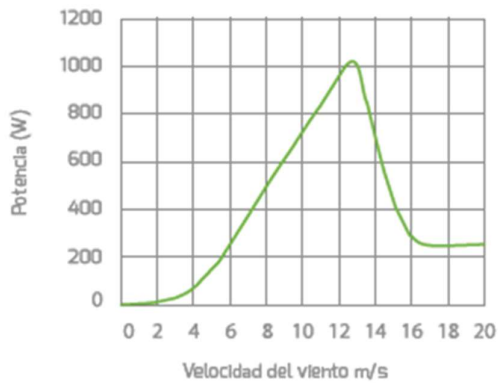
En las siguientes figuras se muestran algunos ejemplos de diferentes fabricantes:

Número de hélices	2
Diámetro	2,65 m
Material	Fibra de vidrio / carbono
Dirección de rotación	En sentido contrario a las agujas del reloj
Sistema de control	1) Regulador electrónico 2) Pasivo por inclinación
Características eléctricas	
Alternador	Trifásico de imanes permanentes
Imanes	Neodimio
Potencia nominal	1000 W
Voltaje nominal	220 Vac
RPM	@ 450
Controladores	Regulador MPPT Wind+ Multitensión: 12, 24, 48 Vdc Intensidad: Max. 125 Amp Tipo de batería: Inundada, AGM, Gel, Lithio
	Interface Wind+ Bombeo directo de agua AC ó DC Telecom Conexión a red
Velocidad de viento	
Rango de funcionamiento	2 -30 m/s
Para arranque	3 m/s
Para potencia nominal	12 m/s
Para frenado automático	14 m/s
Máxima velocidad de viento	60 m/s
Características físicas	
Peso aerogenerador	41 kg
Peso regulador	30 kg
Peso interface	20 kg
Embalaje	50 x 77 x 57 cm - 79 Kg
Dimensiones - peso	153 x 27 x 7 cm - 7 Kg
Total	0,22 m³ - 86 Kg
Garantía	3 años

Figura 5.4. Ejemplo especificaciones de Producto para aerogenerador: Bornay Wind 13+ ³⁸

³⁸ Fuente: <https://www.bornay.com/es/productos/aerogeneradores/wind-plus#close>

Curva de potencia



Energía

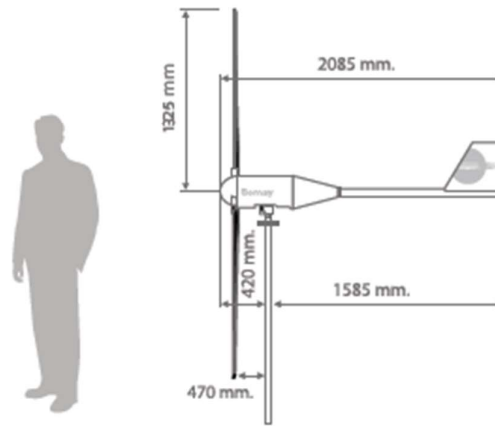
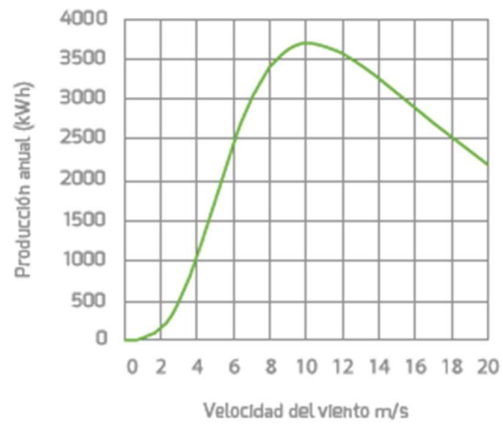


Figura 5.5 Curva de potencia y energía de aerogenerador Bornay Wind 13+, y sus Dimensiones generales en mm.

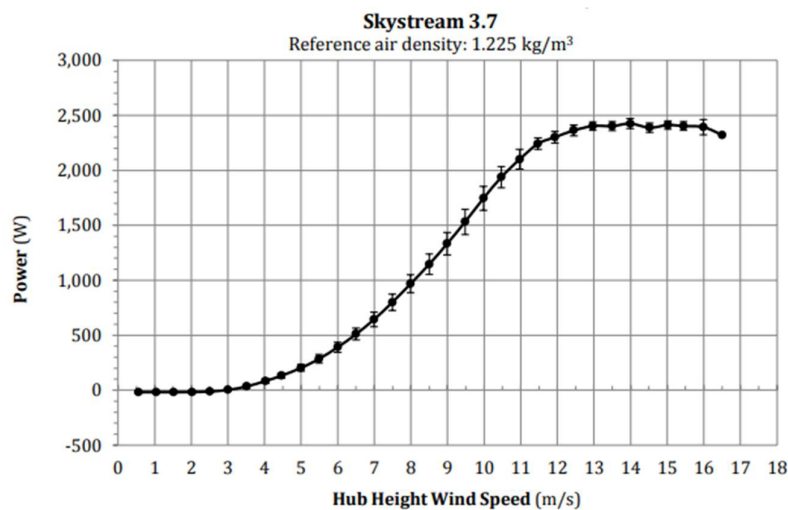


Figura 5.6. Curva de potencia aerogenerador Skystream 3.7 con incertidumbre, obtenida por laboratorio de ensayos³⁹

³⁹ Fuente: http://small-wind.org/download/certification_reports/Skystream-37.pdf

5.4 Evaluación de Proveedores y Garantías

Existen factores menos tangibles para la selección de un aerogenerador como son [35]:

- *Del Fabricante:* La antigüedad y su trayectoria en el mercado.
- *Del vendedor:* Su renombre, la oferta disponible de aerogeneradores, la cercanía con el cliente para soporte técnico, la autorización por fabricantes para la venta de sus equipos, su membresía a asociaciones comerciales y relacionadas con la energía eólica.

La mayoría de los pequeños aerogeneradores vienen con garantía limitada, en otros casos la garantía puede extenderse con un costo adicional. Es importante verificar que la garantía sea transferible al fabricante en caso de cierre de la compañía vendedora. Es importante aclarar en los contratos quien asumirá los costos de transporte de partes defectuosas. En Europa, por ejemplo en Alemania y Dinamarca⁴⁰, existen asociaciones de propietarios de aerogeneradores que reclaman la responsabilidad de los fabricantes en cuanto a sus afirmaciones de los rendimientos y desempeño de los equipos.

5.5 Factores Económicos

La ecuación económica de un proyecto con aerogeneradores tiene dos términos: Costos e Ingresos.

- El costo de generación de electricidad a partir de energía eólica está en función principalmente del costo de la toda la instalación (turbina, torre, cableado, mano de obra, impuestos, etc) y de los costos recurrentes anuales (operación y mantenimiento, seguros, etc).
- Los ingresos están determinados por la cantidad de electricidad generada anual por la tarifa pagada por la misma y la vida útil del sistema eólico (hasta 20 años o más)

En la tabla 5.2 se muestra un ejemplo del costo detallado (en USD del 2016) según la categoría de un proyecto con aerogeneradores eólicos con una capacidad <100 kW:

- Categoría Residencial. Aquellos proyectos que usan turbinas con potencia hasta 20 kW.
- Categoría Comercial. Incluye proyectos que usan turbinas con potencias entre 21 kW y 100 kW.

Las reducciones de costos en estas categorías se pueden realizar analizando cada componente para determinar cuáles son los que direccionan o tienen un mayor impacto en el valor final y que pueden afectar significativamente los costos de los sistemas eólicos en redes eléctricas distribuidas.

⁴⁰ Asociacion Danesa de Propietarios de Aerogeneradores: <https://winddenmark.dk/wwwdkvinddk>

Categoría	Residencial		Comercial	
	USD/kW	%	USD/kW	%
Equipo Sistema Eólico (Incluye torre)	4.410	36,9%	4.393	59,4%
Calificación y adquisición del cliente (marketing y evaluación recurso)	144	1,2%	51	0,7%
Permiso uso suelo, interconexión y gestión de incentivos	791	6,6%	274	3,7%
Diseño e Ingeniería	62	0,5%	30	0,4%
Transporte y Logística	225	1,9%	130	1,8%
Cimientos o fundaciones	1.298	10,9%	591	8,0%
Infraestructura Eléctrica	567	4,7%	458	6,2%
Instalación	2.451	20,5%	523	7,1%
Impuestos	139	1,2%	40	0,5%
Otros costos (asociados a la gestión y desarrollo del proyecto)	151	1,3%	30	0,4%
Administración y Utilidad	1.716	14,4%	872	11,8%
Total	11.954	100,0%	7.392	100,0%

Tabla 5.2 Costos de un sistema de generación eólica (<100kW): Residencial y Comercial. Adaptada de [42]

El costo de capital o el costo de financiar la compra de un sistema eólico puede aumentar significativamente los costos generales del proyecto, Por ejemplo en Norteamérica, para algunos propietarios y agricultores, la instalación de un aerogenerador se puede financiar aumentando la hipoteca de la propiedad en lugar de obtener un préstamo a corto plazo, el costo financiero o de interés del préstamo refleja la tasa hipotecaria actual [35].

5.6 Subsidios e incentivos

Los subsidios o incentivos son pagos o donaciones otorgados a compradores de aerogeneradores para alentarlos a invertir. Por lo general, los subsidios representan una parte del costo del equipo. A menudo, estas subvenciones provienen de los contribuyentes de un país y están sujetas a los presupuestos periódicos de una determinada legislatura.

5.7 Retorno Inversión (Payback)

El retorno de la inversión es una medida utilizada para medir los méritos relativos de una inversión (es mayormente apreciado un retorno en un menor tiempo). Los sistemas eólicos implican inversiones a largo plazo, pero que pueden pagarse por sí mismas en un tiempo inferior al de su vida útil y generar ganancias posteriores. Otros métodos de evaluación de inversión son los Flujos Netos de Caja y el Costo de Energía (COE), este último estima el costo de la energía generada por ejemplo en USD/kWh durante todo el ciclo de vida útil del proyecto y compararse con otras fuentes de energía.

6. IMPACTOS AMBIENTALES EN AMBIENTES URBANOS

6.1 Efectos Ambientales Significativos

Los impactos ambientales producidos por la instalación de pequeños aerogeneradores en ambientes urbanos son de considerable importancia. Se deben evaluar los efectos de la instalación de un aerogenerador y las medidas a implementar para evitar o disminuir los efectos desfavorables sobre el propio equipo, el entorno inmediato y las diferentes partes interesadas. A continuación, se relacionan los efectos significativos relevantes en el emplazamiento de un proyecto con pequeños aerogeneradores [3].

6.1.1 Seguridad Pública.

Es uno de los primeros efectos a ser considerados. La percepción de seguridad juega un rol importante en la mente del público y en los proyectistas. Los riesgos a la seguridad pública pueden ser causados por eventos extremos o deficiencias en el diseño de las instalaciones, incluyen:

- *Falla de la torre del Aerogenerador y posterior colapso de la góndola y las palas.* Desde un punto de vista de seguridad, como ejemplo, la distancia mínima de separación entre un aerogenerador instalado en tierra y el edificio más cercano (o potencialmente "sensible") puede considerarse como su altura más un 10% de la misma. Proyectos de aerogeneradores instalados tanto en techos de edificaciones como en tierra, ubicados en áreas más propensas a huracanes y tormentas severas, deben considerar esta situación de riesgo [3]
- *Desprendimiento parcial o total de las palas durante su operación.*
- *Formación de hielo que pueda ser arrojado fuera de las palas durante el invierno y causar daños a estructuras, vehículos o lesiones a personas.* En climas fríos el programa de mantenimiento debe monitorear las palas en los picos de invierno y registrar cualquier evento. En la planificación del proyecto, una zona de seguridad de hielo puede ser establecida.
- *Otros Riesgos.* Se destacan: 1) Lesiones o muertes de personas durante la construcción y mantenimiento, 2) niños o adultos intentando escalar torres, 3) lanzamiento de objetos a las palas.

6.1.2 Efectos Visuales

Los efectos visuales generados por la instalación de estructuras grandes en áreas urbanas se relacionan con el deterioro paisajístico de edificios y monumentos existentes de patrimonio local y nacional. Sistemas de aerogeneradores de un tamaño razonable empleados para micro-generación pueden servir como puntos focales o monumentos dinámicos que aportan al paisaje urbano, sin ser dominantes o incongruentes con este, además de representar oportunidades de investigación, innovación tecnológica, eficiencia de recursos y de desarrollo de fuentes de generación de energía renovable distribuida [3] [46]

Metodologías para la evaluación e identificación de los impactos visuales y paisajísticos significativos de un proyecto pueden incluir [46] [47]:

- Estudio de las Zonas de Influencia Visual (Zone of Visual Influence ZVI) con el objetivo de identificar los puntos de vista claves que pueden ser afectados, por ejemplo, usando herramientas de Sistemas de Información Geográfica (SIG o GIS), los cuales mediante software permiten combinar mapas digitales y datos georreferenciados que describen diferentes características de un área determinada a diferentes escalas.
- Elaboración de fotomontajes desde puntos de vista claves identificados previamente, antes y después de la instalación del Aerogenerador (Ver figura 6.1).
- Planos de elevación del aerogenerador montado sobre la edificación.

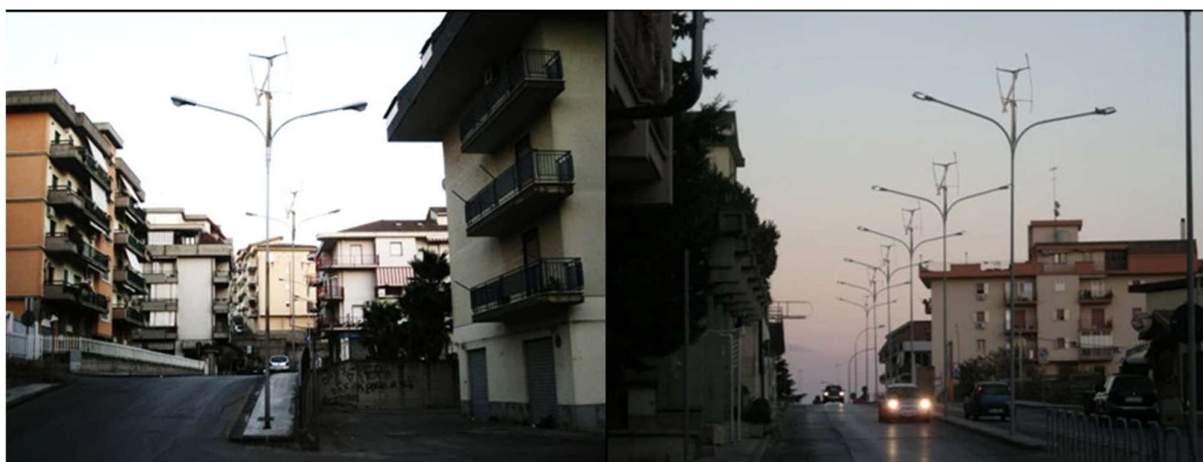


Figura 6.1. Foto montaje de integración urbana de aerogeneradores verticales en San Cataldo, Italia. Adaptado de [46].

La calidad estética de una turbina puede ser importante especialmente si está destinada a adaptarse a la arquitectura de los edificios o a crear un punto de referencia para un área local.

6.1.3 Ruidos

La mayoría de los desarrollos con energía eólica están sujetos al cumplimiento de regulaciones locales o nacionales con respecto al ruido generado durante el día y la noche. En áreas rurales el ruido de fondo puede ser muy bajo (<40 dB), mientras que en zonas urbanas el ruido de fondo puede alcanzar niveles de hasta 70 dB. En países europeos como Italia los niveles sonoros de ruido equivalente (LEqT)⁴¹ en ambientes urbanos está reglamentado entre 55 dBA para el día y 45 dBA para la noche [3] [46]. La Organización Mundial de la Salud (OMS) recomienda reducir el ruido producido por aerogeneradores por debajo de 45 dBA según nivel de presión sonora ponderado día-tarde-noche como se define en la sección 3.6.4 de ISO 1996-1:2016. Niveles de ruido superiores están asociados con efectos adversos para la salud.⁴²

⁴¹ Que es el nivel equivalente?: <http://www.i2a2.upm.es/faq-items/preguntas-frecuentes/>

⁴² Environmental Noise Guidelines for the European Region. World Health Organization 2018: https://www.euro.who.int/_data/assets/pdf_file/0008/383921/noise-guidelines-eng.pdf

Como referencia brindada por el GDG (Guideline Development Group) de la OMS (2018), la diferencias entre los niveles de ruido entre espacios exteriores e interiores pueden ser estimados a unos 10 dB para ventanas abiertas, 15 db para ventanas entreabiertas y unos 25 dB para ventanas cerradas. Dos tipos de ruidos están asociados a los aerogeneradores:

- *Ruido Aerodinámico*. El sonido es radiado desde las palas principalmente por su interacción con la turbulencia natural atmosférica presente en el viento o en la capa límite superficial del flujo alrededor de ellas.
- *Ruido Mecánico*. Normalmente está asociado a la caja de engranajes, al generador y al equipo de control. El ruido es transmitido a lo largo de la estructura de la turbina y radiado desde la superficie como por ejemplo desde la góndola, la torre y las palas.

El impacto también dependerá de los niveles de sonido ambiental, la hora del día y quién percibe el sonido. El ruido, como el confort térmico es un problema subjetivo, es decir, una persona puede encontrar ciertas condiciones más o menos aceptables que otros individuos. Los fabricantes de pequeños aerogeneradores han desarrollado técnicas para mitigar el ruido tales como la supresión de cajas de engranajes, generadores de velocidad variable, mejoras en el diseño de la pala y disminución de la velocidad específica.

6.1.4 Sombras parpadeantes

Las sombras parpadeantes se producen cuando el sol pasa detrás de las palas del aerogenerador cuando están girando (ver figura 6.2). El parpadeo tendrá diferentes frecuencias dependiendo de la velocidad de rotación. Este fenómeno puede afectar a residentes del vecindario y a los propietarios de oficinas. También pueden tener un mayor efecto en las personas que sufren de epilepsia. Los problemas con el parpadeo son poco frecuentes en proyectos con pequeños aerogeneradores y en general ocurren en edificios a través de una ventana estrecha. El objetivo es determinar en un emplazamiento la extensión del área sobre la cual los efectos parpadeantes necesitan ser analizados. El alcance de las sombras proyectadas puede ser bastante mayor durante el invierno debido a la menor altitud solar. Los efectos pueden ocurrir a una distancia de hasta diez diámetros de rotor de una turbina [3].



Figura 6.2 Aerogenerador obstruyendo el sol ⁴³

⁴³ Fuente: <https://www.pagerpower.com/news/wind-turbine-shadow-flicker-guidelines-become-stricter-republic-ireland/>

La siguiente tabla da una guía aproximada de la sensibilidad de parpadeo (grado de molestia) en relación con la frecuencia y su equivalencia a las rpm de un aerogenerador.

Frecuencia del Parpadeo (Hertz)	Percepción Humana	RPM equivalentes para un aerogenerador de 3 palas
< 2,5	Efecto Insignificante	< 50
2,5 a 3	Puede afectar al 0,25% de la población	50 a 60
3 a 10	El efecto es perceptible	< 200
10 a 25	Mayor sensibilidad	200 a 500
> 50	Fuente de luz continua	1000

Tabla 6.1 Frecuencia de parpadeo y respuesta humana. Adaptada de [3].

Cualquier molestia que ocurra por parpadeo es probable que sea breve y ocurra solo por un período corto cada año si, en ese momento las palas giran en la frecuencia correcta y el cielo está despejado y el área está ocupada. Como estrategia final de mitigación, si surgen quejas de parpadeo, la turbina se puede detener (o ralentizar) en ciertas épocas del año. El parpadeo sobre las carreteras puede generar preocupaciones adicionales debido a las distracciones que pueden provocar a los conductores.

Además de las sombras parpadeantes, los problemas pueden ser causados también por los rayos de luz que son reflejados por las palas lo que puede producir un destello a cierta distancia. Esto puede ser mitigado por elección de acabado. A menudo se utilizan acabados semi-mate de color gris claro, sin embargo, otros colores y patrones también pueden reducir este efecto.

6.1.5 Interferencia Electromagnética

Cualquier obstáculo de gran altura, como edificios o aerogeneradores en granjas eólicas, pueden causar interferencia en un amplio rango de frecuencia a los sistemas de radio y televisión, enlaces de microondas, servicios satelitales y sistemas de radar para guía y aterrizaje de aeronaves. La interferencia de las señales depende de características tales como la altura de la torre del aerogenerador, del número de palas y de su velocidad de rotación [3].

En la mayoría de los casos es poco probable que los pequeños aerogeneradores afecten redes de comunicaciones y servicios [47]. Para el caso de proyectos con aerogeneradores instalados en cercanías con edificios que tengan proximidad con sistemas de comunicaciones, se recomienda medidas de mitigación tales como:

- Evitar el uso de aerogeneradores con palas metálicas.
- Evitar la disposición en fila de varios aerogeneradores. Un aerogenerador aislado tiende a tener un impacto mucho menor.

6.1.6 Aves y Biodiversidad

Aves y criaturas voladoras pueden ser golpeadas y muertas por las palas de los aerogeneradores, aunque la cantidad por esta causa es eclipsada por muertes relacionadas con gatos domésticos, golpes en edificios e impactos con vehículos [3].

La ubicación de proyectos de generación eólica cerca de los consumidores finales de la energía eléctrica como en áreas urbanas, alejadas de hábitats naturales es más favorable para minimizar el impacto sobre aves y criaturas voladoras. Si un pequeño aerogenerador es considerado como una amenaza para la vida silvestre, las autoridades locales junto con organizaciones protectoras de animales pueden acordar y planificar un monitoreo de muertes de aves, especialmente si se detecta la presencia de especies rapaces o raras en un área particular.

6.1.7 Costo de una Propiedad

Los efectos de un proyecto de energía eólica sobre el valor de las propiedades locales, especialmente de edificios residenciales debe ser considerado. El ruido (interrupción del sueño), las sombras parpadeantes, entre otros, pueden crear un ambiente indeseable y por tanto generar en los propietarios la preocupación de saber que no habrán interesados en vivir bajo estas condiciones y la consecuente devaluación de la propiedad [3].

Para calmar temores y obtener apoyo local en un proyecto con pequeños aerogeneradores, es importante que sea transparente, que involucre a la comunidad local escuchando sus preocupaciones y mostrando los beneficios para ellos.

6.2 Factores Ambientales y Ciclo de Vida

6.2.1 Matriz de Riesgos y Factores Ambientales

En la tabla 6.2, la cual está basada en una matriz de Leopold⁴⁴, durante la fase de operación en un proyecto con pequeños aerogeneradores, se puede apreciar la relación entre los efectos significativos mencionados anteriormente y los factores ambientales⁴⁵ que requieren mayor atención en los ambientes receptores:

- Factores en el ambiente Físico: Nivel Sonoro.
- Factores en el ambiente Biótico: Fauna (aves).
- Factores en el ambiente Antrópico: Percepción social, comunicaciones, Paisajes/vistas escénicas, valor de la propiedad.

⁴⁴ La matriz de Leopold se usa en la evaluación de impacto ambiental de proyectos y relaciona las acciones desarrolladas durante su ejecución y sus efectos en los factores ambientales. Recuperado de: <https://www.lifeder.com/matriz-de-leopold/>

⁴⁵ Los factores ambientales son todos aquellos elementos que están interrelacionados y que condicionan la dinámica de la vida en la tierra. Recuperado de: <https://www.lifeder.com/factores-ambientales/>

ACCIONES DEL PROYECTO	ASPECTOS	EFECTOS	AMBIENTE FISICO			AMBIENTE BIÓTICO		AMBIENTE ANTRÓPICO/SIMBÓLICO			
			Calidad de Aire		Niveles sonoros	Fauna		Comunicaciones	Paisajes - Vistas Escénicas	Percepción Social	Valor de la propiedad
			Partículas	Gases		Fauna terrestre	Fauna Aérea				
Operación y Generación de Energía Renovable	Movimiento de las palas	Generación Ruido Aerodinámico producido por las palas debido a su interacción con la turbulencia			X						
		Generación Ruido Mecánico por la transmisión de sonido generado por la caja de engranajes a través de la estructura			X						
		Muerte de Aves y/o pajaros					X				
		Interferencia en un amplio rango de frecuencias de radio y sistemas de televisión						X			
		Sombras parpadeantes cuando el sol pasa por detrás de las palas del aerogenerador. La rotación de las palas crea una sombra que parpadeará con diferente frecuencia							X		
	Presencia y funcionamiento del Aerogenerador	Riesgos sobre la seguridad pública por colapso de las estructuras soporte y palas del aerogenerador								X	
		Estrés producido a personas por el ruido de los aerogeneradores o por sombras parpadeantes cercanas a una propiedad, que pueden ocasionar la disminución de su valor comercial									X

Tabla 6.2 Matriz efectos significativos pequeños aerogeneradores y su relación con los principales factores ambientales

6.2.2 Ciclo de vida de un Aerogenerador y disposición final

El ciclo de vida de un pequeño aerogenerador comprende las siguientes actividades y/o etapas [48]:

1. Extracción y procesamiento de materias primas
2. Fabricación y ensamblaje del sistema: rotor, góndola, torre, fundaciones e inversor.
3. Instalación. Incluye excavación para las fundaciones (uso de maquinaria pesada).
4. Operación
5. Mantenimiento (reemplazo de aceite lubricante).
6. Desmantelamiento: reciclaje de material, disposición en vertederos de material inerte.
7. Transporte de materiales y equipo, involucrado en todas las anteriores.

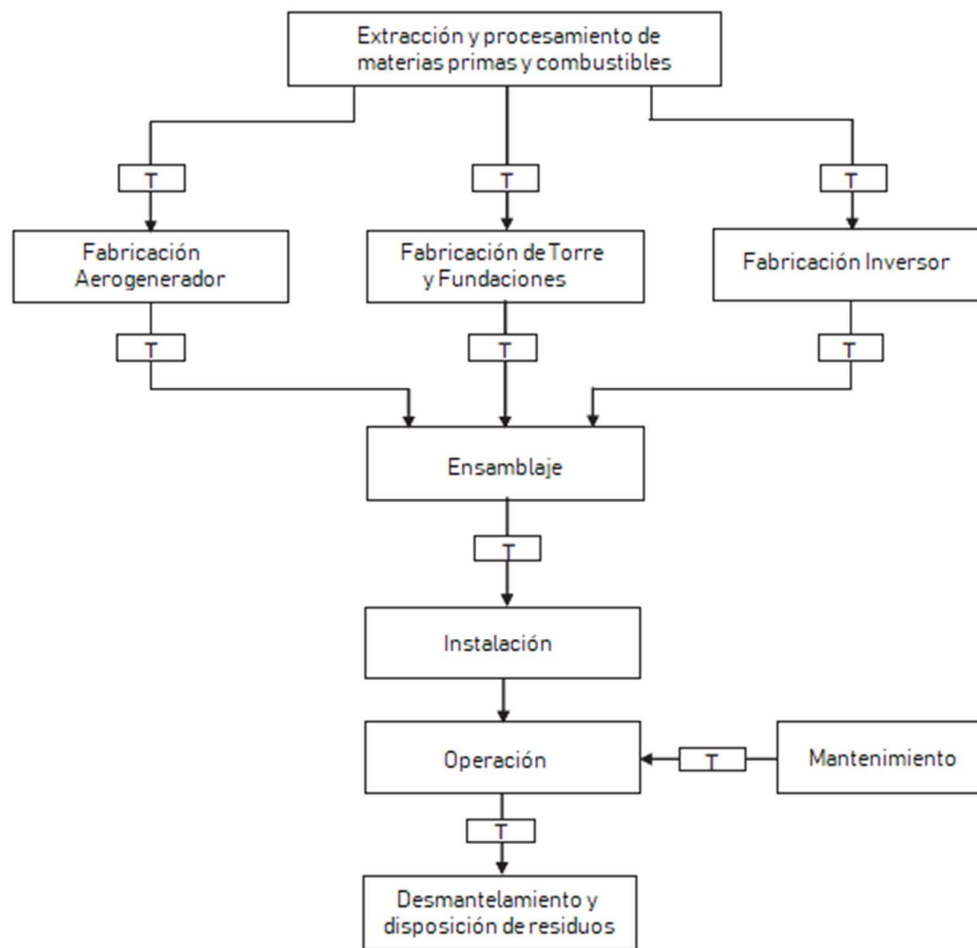


Figura 6.3 Diagrama de actividades del ciclo de vida de un pequeño Aerogenerador. Adaptado de [48]

A continuación, se hace una descripción general de los principales impactos ambientales durante el ciclo de vida de un pequeño aerogenerador por kWh generado [48] [49]:

- *Potencial de Agotamiento Abiótico (Abiotic depletion potential ADP Elements and fuels)*. El agotamiento de minerales y combustibles fósiles se presenta por el uso del molibdeno durante la producción del acero empleados entre otros en el rotor, góndola y otros componentes mecánicos y del aerogenerador, incluyendo también los imanes permanentes de aleaciones con elementos de tierras raras (como por ejemplo el neodimio) [49]. Es medido en miligramos de Antimonio equivalente (mg Sb equivalente/kWh)
- *Potencial de Acidificación (Acidification potential AP)*. Efectos debidos a la presencia de sustancias acidificantes sobre la superficie terrestre. La mayor contribución de emisiones de Dióxido de Azufre (SO₂) provienen de la generación de energía usada para la producción de cobre (para componentes electrónicos) y acero. Es medido en gramos de SO₂ equivalente (g SO₂ equivalente/kWh).
- *Potencial de eutrofización (Eutrophication potential EP)*. Los nutrientes procedentes de vertidos de agua dulce aceleran el crecimiento de las algas y demás vegetación en el agua. Está relacionada con las emisiones de óxidos de Nitrógeno (NO_x) durante la producción del acero. Es medido en gramos de fosforo equivalente (g PO₄ equivalente/kWh)

- *Potencial de ecotoxicidad acuática de agua dulce (Fresh-water aquatic eco-toxicity potential FAETP).*
Los impactos tóxicos que afectan al agua dulce, que son nocivos para distintas especies y que cambian la estructura y función del ecosistema. Emisiones de cobalto, níquel y vanadio hacia agua dulce, durante la fabricación de acero, son los principales contribuyentes (99%) de este impacto. Se mide en gramos de Diclorobenceno equivalente (g DCB equivalente / kWh)
- *Potencial de calentamiento Global (Global warming potential GWP).*
Este impacto se debe principalmente a emisiones de CO₂ de la energía utilizada para fabricar los componentes del aerogenerador (en particular acero) y para el montaje del aerogenerador. Se mide en g CO₂ equivalente / kWh
- *Potencial de Toxicidad Humana (Human toxicity potential HTP).*
Los efectos nocivos sobre la salud humana debidos a la absorción de sustancias tóxicas mediante la inhalación de aire, la ingesta de alimentos o agua, o la penetración a través de la piel. Las emisiones de cromo al aire durante la fabricación del aerogenerador son el principal contribuyente (99.5%) a este impacto, se mide en kg DCB equivalente / kWh
- *Potencial de ecotoxicidad acuática marina (Marine aquatic eco-toxicity potential MAETP).*
Las emisiones que afectan el agua marina que son nocivos para distintas especies y que cambian la estructura y función del ecosistema. El 97.5% proviene de Emisiones de fluoruro de hidrógeno al aire y metales pesados (Ni y Co) que van al agua durante la fabricación de acero. Se mide en kg DCB equivalente / kWh
- *Potencial de agotamiento del Ozono (Ozone depletion potential ODP).* Corresponde a la degradación del ozono estratosférico debida a las emisiones de sustancias que agotan la capa de ozono como, por ejemplo, gases de larga vida que contienen cloro y bromo. Emisiones de halones (1211 y 1311) durante el transporte de determinadas partes y la producción de hormigón, fibra de vidrio y acero son los principales contribuyentes a este impacto. Se mide en mg de R11 equivalente / kWh
- *Potencial de creación de oxidantes fotoquímicos (Photochemical oxidant creation potential POCP).*
Comprende la formación de ozono a nivel del suelo de la troposfera, debida a la oxidación fotoquímica de compuestos orgánicos volátiles (COV) y de CO en presencia de óxidos de nitrógeno (NOx) y luz solar. Son nocivos para la vegetación, las vías respiratorias y los materiales artificiales. Emisiones de CO y SO₂ durante la producción de acero contribuyen a este impacto, seguido de compuestos orgánicos volátiles no metánicos. Se mide en gr C₂H₄ equivalente / kWh
- *Potencial de ecotoxicidad terrestre (Terrestrial eco-toxicity potential TETP).*
Es debido principalmente a las emisiones de metales pesados al aire, principalmente cromo durante la producción de acero. Se mide en gr DCB equivalente / kWh

En la figura 6.4 se indica la contribución de las diferentes etapas del ciclo de vida del Aerogenerador Proven 11 de 6 kW⁴⁶ en cada uno de los impactos ambientales anteriores. El principal contribuyente es el proceso de fabricación, con un promedio 83,5% del total, lo cual se debe principalmente al alto contenido de acero del aerogenerador. El transporte contribuye un

⁴⁶ Proven Energy Wind Turbines recuperado de: <http://www.power-talk.net/proven-energy.html>

promedio estimado del 13%. La instalación (2%), el mantenimiento (1%) y el desmantelamiento (0,5%) contribuyen poco a estos impactos ambientales. No se generan impactos por emisiones durante la operación.

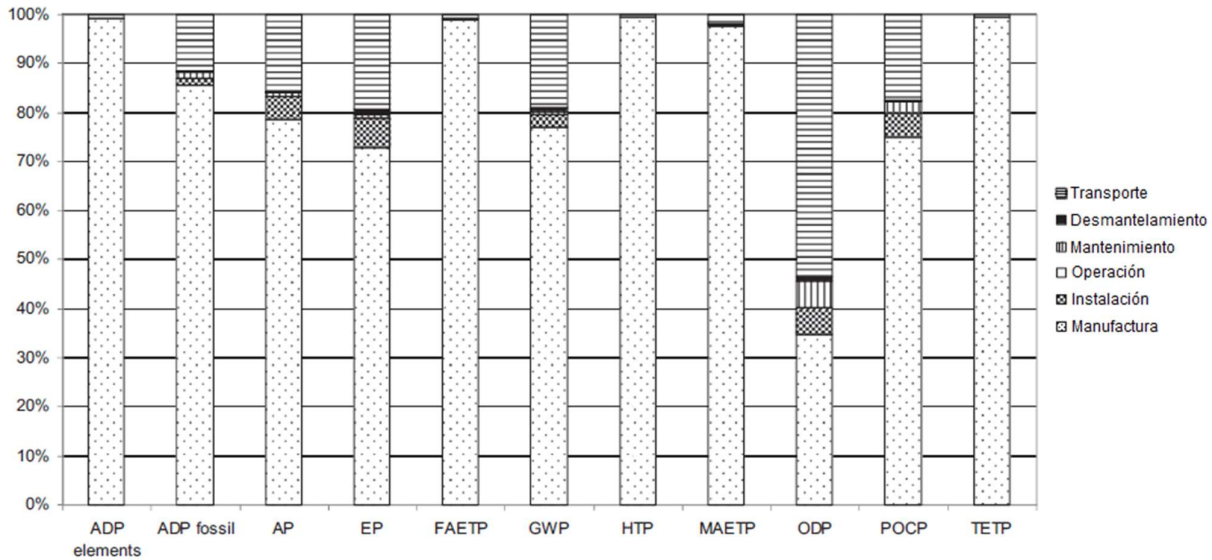


Figura 6.4 Contribución de las diferentes etapas a los impactos del ciclo de vida de un pequeño aerogenerador. Ver nomenclatura en las descripciones anteriores de los impactos ambientales. Adaptado de [48].

La cantidad de energía generada por un pequeño aerogenerador es una de los factores clave relacionado con sus impactos ambientales de ciclo de vida. La energía generada está determinada por el factor de capacidad y la vida útil del aerogenerador. En la figura 6.5 se muestra que la sostenibilidad ambiental mejora cuando los factores de capacidad del aerogenerador se incrementan.

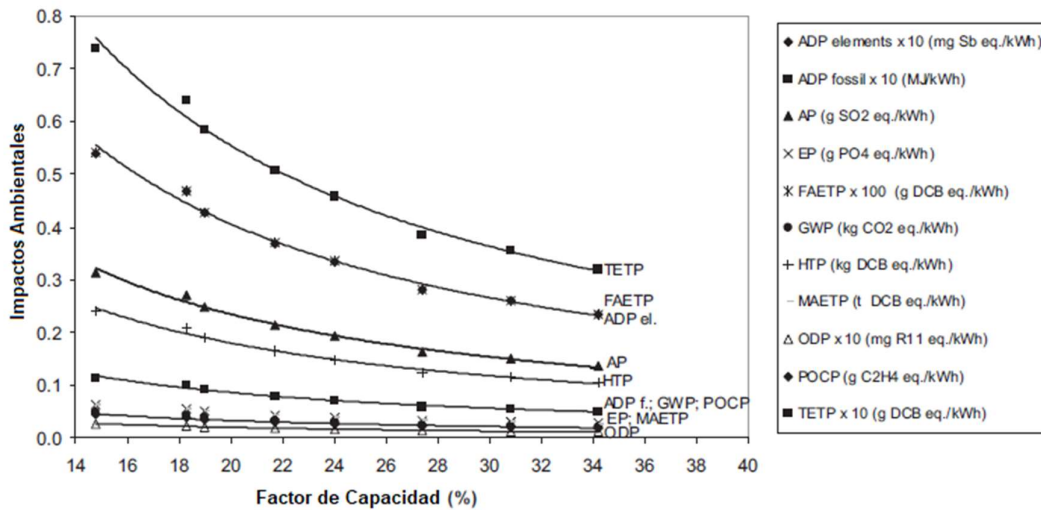


Figura 6.5 Influencia del factor de capacidad en los impactos ambientales del ciclo de vida de un pequeño aerogenerador. Adaptado de [48]

La vida útil de un aerogenerador depende de factores como la calidad y las condiciones climáticas locales.

La mayoría de los fabricantes de aerogeneradores en general asume 20 años, sin embargo, esta puede variar entre 15 y 30 años (para los de gran tamaño). En la figura 6.6 se muestra como los impactos decrecen con una mayor vida útil. Por ejemplo, para un tiempo de vida útil de 30 años, los impactos son reducidos en un promedio del 30% comparado con los 20 años asumidos inicialmente.

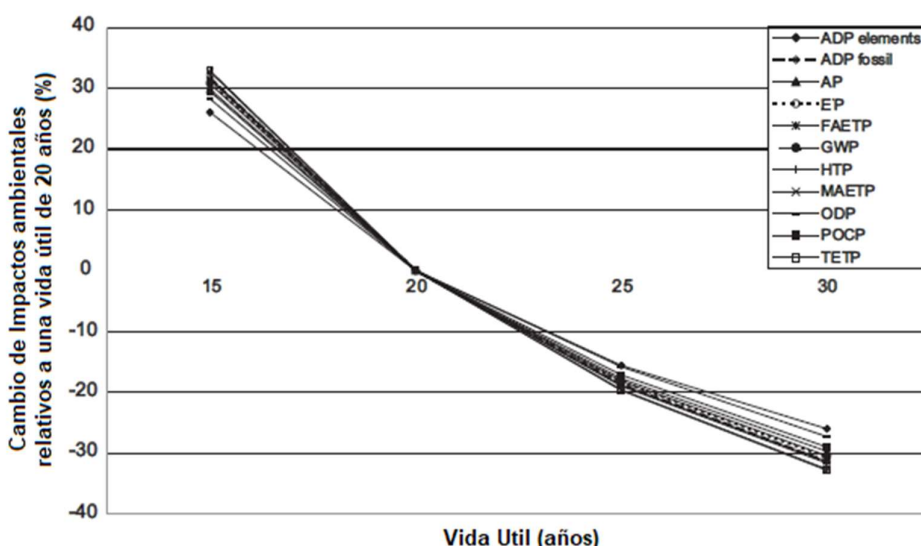


Figura 6.6 Influencia de la vida útil en los impactos ambientales de un pequeño aerogenerador. Adaptado de [48].

Después del desmantelamiento, la disposición final de los distintos materiales incluye:

- Reciclado de metales como acero, aluminio, cobre (hasta un 90%).
- Incineración con recuperación de energía de plásticos reforzados con fibra de vidrio (hasta de un 65%).
- Incineración de residuos peligrosos como aceites lubricantes (hasta un 100%)
- Disposición final en vertederos de materiales plásticos (hasta un 100%), incluyendo un porcentaje de plásticos reforzados con fibra de vidrio y un menor porcentaje de metales.

6.3 Líneas de Trabajo a Futuro

A continuación, se presentan algunos campos de trabajo en el diseño e instalación de pequeños aerogeneradores que pueden contribuir a una disminución de sus impactos ambientales y a una mayor aceptación social de este tipo de proyectos ^{47 48}:

⁴⁷ Current status and grand challenges for small wind turbine technology. EAW. 2022. Recuperado de: <https://www.nrel.gov/docs/fy23osti/84624.pdf>

⁴⁸ Multi-dimensional optimization of small wind turbines Blades. Renewables Wind Water and Solar. December 2015. Recuperado de: https://www.researchgate.net/publication/282599891_Multi-dimensional_optimization_of_small_wind_turbine_blades

- El uso de nuevos materiales, para la fabricación de los distintos componentes de los aerogeneradores, tales como materiales compuestos de lino y poliéster y de madera para las palas, pueden reducir potencialmente la huella de carbono y los impactos ambientales durante su ciclo de vida. Unido también al uso de técnicas de fabricación como el prototipado rápido (rapid prototyping) que tiene un gran potencial para la fabricación de piezas evitando moldes costosos y con la capacidad de producirlas con diseños para condiciones específicas.
- Los fabricantes de pequeños aerogeneradores deben continuar trabajando en la disminución del ruido, tomando en cuenta que suelen compararse con los paneles solares fotovoltaicos.
- Extender a otros campos de investigación como por ejemplo, las ciencias sociales, la búsqueda de criterios para la selección de la mejor ubicación de los pequeños aerogeneradores con el objetivo de disminuir su impacto visual y ayudar a una mayor integración y aceptación en el entorno de una comunidad.
- Impulsar esquemas de “Comunidades Energéticas” en los lugares con las condiciones para la instalación de pequeños aerogeneradores involucrando a los residentes para invertir y beneficiarse directamente, encontrando alternativas de organización y gestión, lo que puede ayudar a una mayor aceptación social de este tipo de proyectos. Esto conduce también a la creación de nuevos marcos legales para organizar este tipo de movimientos sociales.

7. INTEGRACIÓN DE AEROGENERADORES EN EDIFICIOS

Los pequeños aerogeneradores instalados sobre edificios existentes pueden incluirse en la categoría de aerogeneradores montados en edificios y equipamiento (ver figura 7.1). En algunos lugares del mundo se han realizado proyectos con aerogeneradores de mayor tamaño integrados en edificios los cuales están previamente diseñados y planificados para hacer uso de la energía eólica y también para satisfacer las necesidades de sus propietarios y ocupantes [3].

La integración de estas máquinas rotativas puede influir en decisiones de diseño tales como curvatura de la fachada, estructura (cargas y vibraciones), aislamiento acústico, elección de ventilación natural o mecánica, acceso para mantenimiento, características de seguridad, diseño de servicios eléctricos, técnicas de construcción, puesta en marcha, reemplazos, desmantelamiento, costo del proyecto, entre otros.

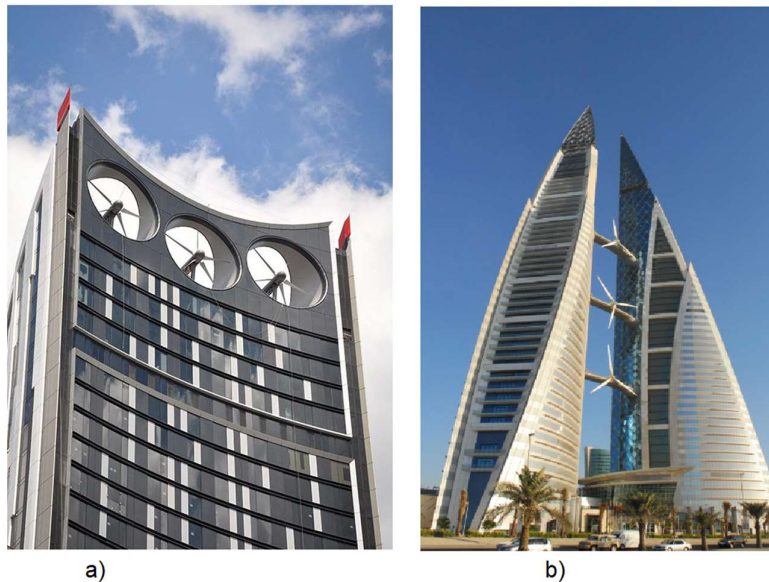


Figura 7.1 Edificios con aerogeneradores integrados: a) Edificio Estrata SE1, Londres⁴⁹. b) World Trade Center, Bahrein⁵⁰

7.1 Interacción entre el viento y Edificios

Al diseñar un edificio, es importante comprender cómo los vientos globales afectan el clima de la región, así como cómo las condiciones alrededor del edificio alterarán los vientos locales. Hay dos factores que afectan los vientos locales [50]: Variaciones superficiales y diferenciales de temperatura.

⁴⁹ Fuente: <https://www.wsp.com/en-GL/projects/strata-se1>

⁵⁰ Fuente: <https://www.archilovers.com/projects/3594/gallery?1760569>

a) *Variaciones Superficiales*. Comprende las características superficiales que incluyen continentes, topografía, vegetación, edificios y ciudades, las cuales afectan el flujo de viento acelerándose, ralentizando o creando turbulencias. Como ejemplo en las figuras 7.2 y 7.3 se muestran diferentes efectos de los edificios sobre el flujo del viento:

- Protección de las zonas adyacentes del edificio a sotavento del flujo del viento (ver figura 7.2 a)
- Aceleración local del viento por interacción con edificios. Los edificios que son paralelos entre sí pueden crear canales que aumentan la velocidad del viento que fluye entre ellos (ver figura 7.2 b).
- Aceleración del viento alrededor de las esquinas de los edificios (ver figura 7.2 c).

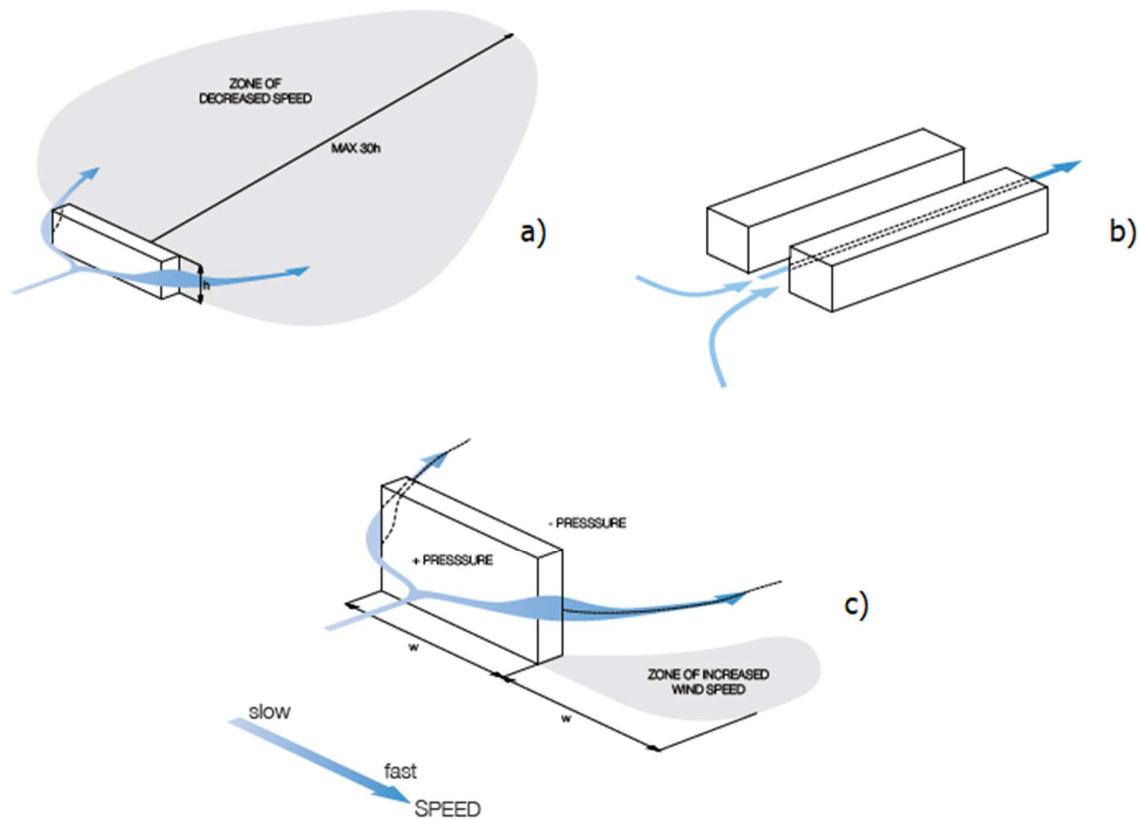


Figura 7.2 Interacción del flujo de viento con edificios: a) Los edificios protegen los espacios a sotavento del viento. b) El viento se canaliza y acelera entre los edificios. c) El viento se acelera en las esquinas. Adaptado de [50].

- Aceleración del viento a través de las aberturas de los edificios (ver figura 7.3 a).
- Caras de edificios altos pueden dirigir vientos a alta la velocidad hacia el nivel de la calle (ver figura 7.3 b)

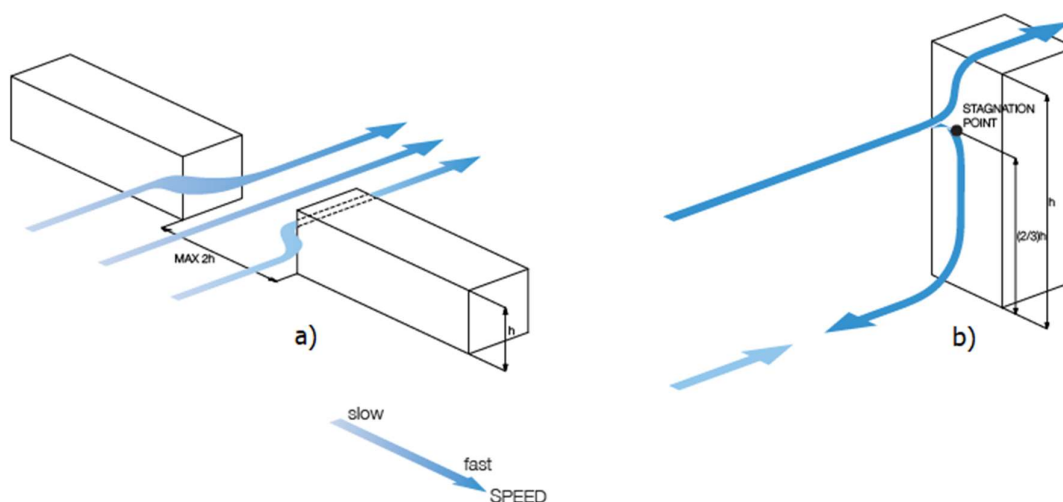


Figura 7.3 Interacción del flujo de viento con edificios: a) Aceleración viento por aberturas entre edificios b) Edificios altos direccionan vientos a alta velocidad hacia el nivel del suelo. Adaptado de [50].

b) Diferenciales de temperatura. La diferencia de temperatura entre las zonas urbanas y rurales también influye en los patrones de viento locales para crear una afluencia de viento hacia la ciudad. La capacidad térmica de edificios y superficies pavimentadas es mucho más alta que la del suelo y la vegetación, por lo que las ciudades se vuelven más calientes a medida que absorben más calor. El drenaje subterráneo en la ciudad también contribuye a temperaturas más cálidas, ya que la energía que se usaría para evaporar esta agua si estuviera sobre el suelo, permanece en la ciudad en forma de calor. Estos factores contribuyen al efecto isla de calor urbano, que a su vez afecta los patrones de viento entre la ciudad y el campo adyacente. El aire caliente de la ciudad se eleva, creando un área de baja presión dentro de la ciudad más cerca del suelo. Como resultado, el aire de las zonas rurales circundantes, de alta presión áreas sopla hacia la ciudad (ver figura 7.4)

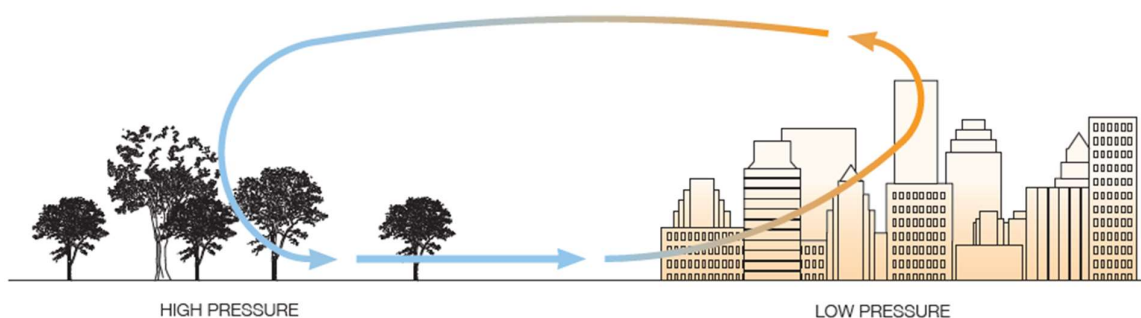


Figura 7.4 Los diferenciales de presión hacen que el viento sopla en las ciudades desde las áreas rurales circundantes. Adaptado de [50].

7.2 Pautas generales para integración en Edificios

Integración de una o más aerogeneradores sobre la estructura de un edificio debe tomar en cuenta los siguientes puntos para garantizar el éxito en su desarrollo [3]:

- Es necesario asegurar que se cuente con el adecuado recurso de viento disponible. Esto puede significar elevar el aerogenerador para acceder a vientos de mayor velocidad y menor nivel de turbulencia o también usando la forma del edificio para acelerar el viento.
- La naturaleza estática de un edificio debe considerarse en relación con diferentes direcciones del viento. Un aerogenerador independiente es libre de guñar (girar) en dirección del viento predominante para optimizar la extracción de energía y esto debería ser tomado en cuenta, por ejemplo, a través de la orientación del edificio y su forma. Por lo tanto, se requiere una evaluación de la dirección del viento (así como las velocidades del viento).
- La forma y la orientación del edificio pueden ser limitadas por las condiciones del lugar en muchas áreas urbanas y esto puede reducir la viabilidad del uso de la energía eólica.
- Las turbinas utilizadas en parques eólicos se ubican normalmente a una distancia considerable (> 500 m) del entorno de propiedades para mitigar su ruido y su impacto visual y también por seguridad. Por lo tanto, la evaluación de impactos ambientales debe ser prioritaria.
- En algunos casos puede haber una necesidad de aislamiento acústico en áreas cercanas a los rotores. Esto no debería generar un requisito de ventilación forzada (espacios con ventanas selladas) donde la ventilación natural normalmente podría ser utilizada (ya que habrá un mayor uso de energía).
- La comodidad peatonal (por ejemplo, en zonas públicas en la base del edificio) no debe verse comprometida por la construcción de regiones para la aceleración del viento. Se pueden utilizar varias técnicas de mejora a nivel de tierra, como marquesinas, pantallas y vegetación.
- Los vientos acelerados producen presión negativa en fachadas adyacentes, afectando las entradas de ventilación, aunque complementan la extracción de humos y reducen significativamente la potencia requerida para ventilación. Por tanto, los ductos de entrada y salida de aire deben posicionarse adecuadamente.
- El acceso para el montaje y el mantenimiento de la torre también debe tenerse en cuenta, incluyendo, el acceso y lugar para una grúa si es requerida.
- Se debe tener en cuenta la estética de los aerogeneradores para garantizar que sea un complemento a la arquitectura del edificio.
- Un beneficio sustancial de la integración de energía eólica en el balance energético del edificio, podrá cumplirse, siempre y cuando la eficiencia energética sea una condición inherente al mismo.

7.3 Opciones de Integración de Aerogeneradores en Edificios.

A continuación, se muestra algunas opciones, presentadas en forma esquemática, para un edificio que tiene una misma forma [3]:

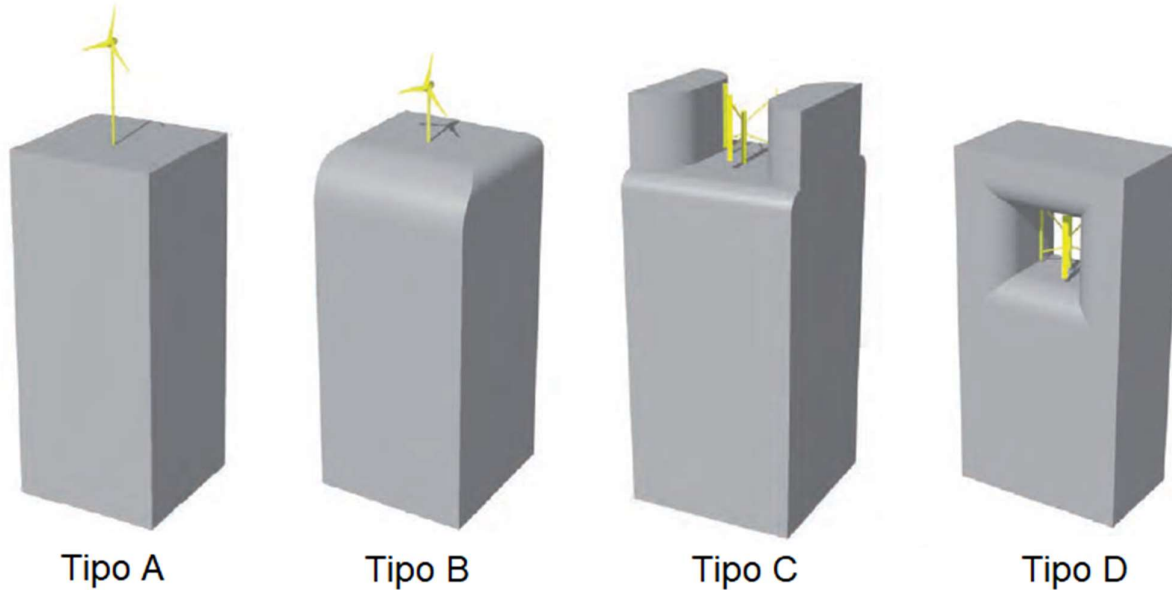


Figura 7.5 Formas de Integración de Aerogeneradores en edificios del Tipo A al Tipo D. Adaptado de [3].

Tipo A: En la terraza del Edificio. Por la altura del edificio, se tiene la ventaja de acceder a vientos de mayor velocidad. La altura de la torre es muy importante para evitar la turbulencia local generada por los bordes afilados del edificio y también para asegurar que las palas encuentren viento sin componente vertical, aunque debe asegurarse que la producción de turbulencia en el entorno sea acotada. Consideraciones como el acceso a la torre para mantenimiento, las vibraciones y el impacto visual serán importantes.

Tipo B: En la terraza con redondeado del Edificio. Tiene las mismas ventajas que el anterior y adicionalmente una aceleración del viento local. La fachada redondeada influirá en una menor altura de la torre, con ventajas como una menor visibilidad del aerogenerador y un acceso más fácil para mantenimiento.

Tipo C: Concentrador en la terraza con redondeado del Edificio. Presenta las mismas ventajas que el anterior y adicionalmente una notable aceleración del viento local, especialmente cuando es de carácter bidireccional. El espacio superior del edificio que actúa como concentrador. Debido al cambio de dirección del viento es recomendable para aerogeneradores de eje vertical (VAWT). Una torre con estructuras adyacentes permitirá un grado de mitigación de impactos visuales, de emisiones de ruido y de sombras parpadeantes.

Tipo D: Concentrador cuadrado en la fachada del edificio. Presenta las mismas ventajas que el anterior y adicionalmente incremento en la aceleración de vientos bidireccionales del hasta de un 40%, Aunque esta opción requiere una pérdida de espacio disponible para uso inmobiliario, puede aportar además de la integración de aerogeneradores, otras funciones de carácter estético y usos

como jardines elevados y para aliviar la carga del viento sobre el edificio. Es preferible el uso de aerogeneradores VAWT por tener un área de barrido más cuadrada. Se puede implementar un arreglo de varios aerogeneradores para una mayor flexibilidad. Los espacios adyacentes al aerogenerador deben tener aislamiento térmico y acústico.

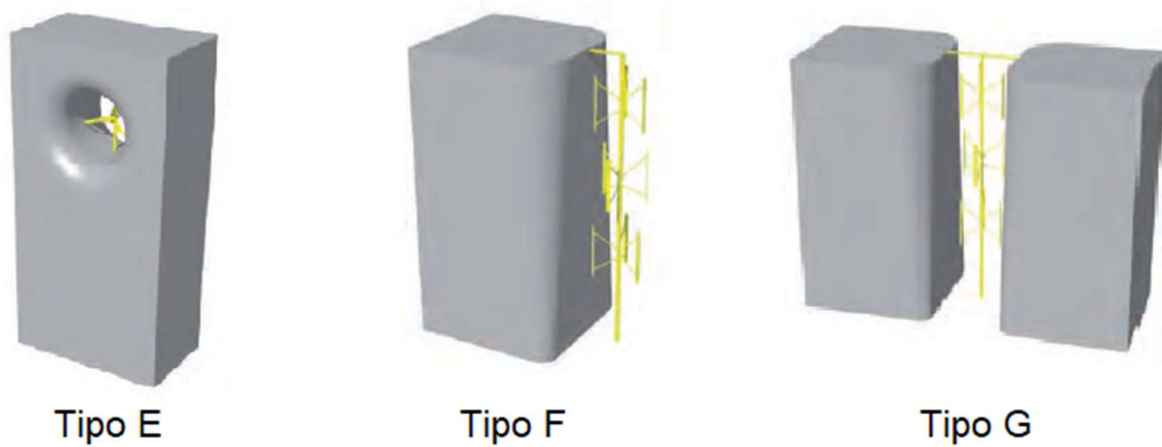


Figura 7.6 Formas de Integración de Aerogeneradores en edificios del Tipo E al Tipo G. Adaptado de [3].

Tipo E: Concentrador circular en la fachada del edificio. Es similar al anterior tipo de integración (con concentrador cuadrado), excepto que su forma se presta para aerogeneradores HAWT y se pueden obtener rendimientos energéticos mayores. El tamaño de la abertura debe coordinarse con la tecnología disponible para evitar costosos diseños a medida. El uso de un control de guñada fijo, puede significar el uso del viento desde ambas direcciones.

Tipo F: Al lado de un edificio. Esta opción aprovecha algunos de los vientos de mayor intensidad en altitudes mayores, con una forma del edificio optimizada para el régimen de viento local. En este tipo de integración son recomendables los aerogeneradores VAWT para simplificar el control de guñada. El área de barrido debe ser optimizada usando varias turbinas. Los espacios adyacentes a los generadores deben estar aislados térmica y acústicamente y se planificarán accesos para el mantenimiento de los aerogeneradores.

Tipo G: Entre múltiples edificaciones. La orientación / forma / distancia de separación de los edificios serán variables clave en el desempeño de los aerogeneradores, los cuales serían preferiblemente VAWT para facilitar el control de guñada. El "área barrida" puede maximizarse usando varios aerogeneradores. Los espacios de los edificios adyacentes a las turbinas deben ser acústica y térmicamente aislados. Se deben usar aerogeneradores seguros con acceso para mantenimiento.

Las anteriores configuraciones pueden adolecer de problemas asociados a la altura del aerogenerador, a las características del entorno edilicio y de las características del aerogenerador.

En la figura 7.7 se muestra un ejemplo de aplicación de la configuración tipo A o tipo B en la ciudad de Oklahoma, USA.

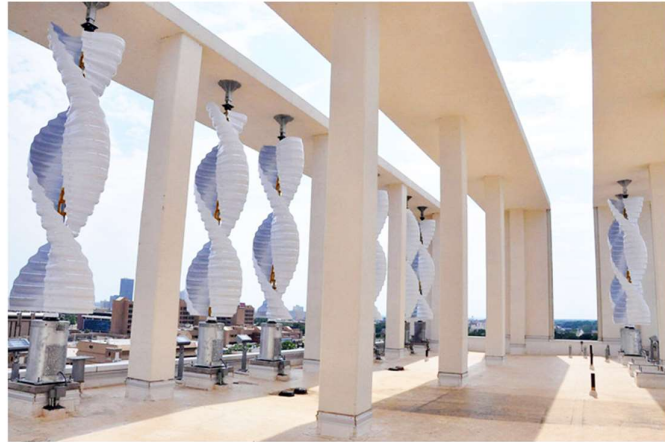


Figura 7.7 El Oklahoma Medical Research Foundation (OMRF) en Oklahoma City. El proyecto tiene instalados 18 aerogeneradores de eje vertical cada uno de 4,5 kW de potencia, integrados en la parte superior del edificio como estrategia de sostenibilidad y de generar cero emisiones.⁵¹

7.4 Dirección del viento y orientación del edificio

Para la mayoría de los proyectos de energía eólica urbana es necesario determinar cómo se relaciona el sitio propuesto con la dirección del viento (es decir, qué direcciones contienen la mayor cantidad de energía anual) [3]:

Para los tipos de integración de aerogeneradores en edificios del B al G presentados anteriormente, la idoneidad del diseño dependerá en gran medida de la dirección del viento.

En las siguientes tablas se muestran datos obtenidos en el proyecto WEB, basado en datos de viento y técnicas de análisis contenidos en el Atlas de Viento Europeo (EWA). Los datos estadísticos en este Atlas están divididos en doce sectores de 30° cada uno, desde los cuales el viento incide [3]:

Clasificación	Criterio	Tipos de Integración de aerogeneradores adecuado
Débilmente Unidireccional	> 60% de la potencia media anual de la densidad del viento proveniente de cualquier dirección dentro de un sector de 150°	A, B, G
Unidireccional	> 75% de la potencia media anual de la densidad del viento proveniente de cualquier dirección de un sector de 150°	A, B, C, D, E, F, G
Bidireccional	> 95% de la potencia media anual de la densidad del viento proveniente de cualquier dirección de dos sectores opuestos de 150° (y cada sector produce al menos una tercera parte de la suma de los dos sectores)	A, B, C, D, F, G

Tabla 7.1 Clasificación de la dirección de viento para diferentes tipos de integración de aerogeneradores en edificios.

⁵¹ Fuente: <https://inhabitat.com/venger-wind-unveils-worlds-largest-rooftop-wind-farm-in-oklahoma-city/>

CAMBIOS EN LA PRODUCCION TOTAL DE ENERGIA PARA DIFERENTES TIPOS DE VIENTO				
Tipo de Geometría	Uniforme	Débilmente	Fuertemente	
		Unidireccional	Unidireccional	Bidireccional
A	1,12	1,12	1,12	1,12
B	1,15	1,15	1,15	1,16
C	1,03	1,07	1,10	1,16
D	1,24	1,27	1,31	1,38
E	1,35	1,39	1,43	1,51
F	0,78	0,81	0,84	0,88
G	0,99	1,03	1,07	1,13

Tabla 7.2 Energía Total de diferentes tipos de aerogeneradores integrados en edificios en relación con un aerogenerador equivalente en campo abierto a la misma altura, para diferentes tipos de viento (únicamente para propósitos indicativos).

Los datos anteriores, muestran que los rendimientos energéticos aumentarán aún más (sobre instalaciones estándar en tierra) si los aerogeneradores pueden ser elevados a vientos de mayor intensidad, utilizando también la forma del edificio. Es importante señalar que los datos presentados en la Tabla 7.2 son sólo con fines indicativos. Los resultados variarán tanto en la dirección positiva como en la negativa dependiendo del proyecto particular de la vida real que se esté considerando [3].

8. POLÍTICAS Y DIRECTIVAS PARA LA MICROGENERACIÓN EÓLICA URBANA

Igual de importante como encontrar el sitio óptimo para un sistema eólico es determinar qué requisitos legales impone la comunidad local y nacional en cuanto a proyectos con pequeños aerogeneradores. Estos requisitos deben analizarse e incluirse dentro del estudio de viabilidad o de factibilidad, el cual aborda como mínimo los siguientes aspectos:

1. *Objetivos del proyecto.*

Pueden incluir la importancia del retorno de inversión y la sostenibilidad para una comunidad en cuanto a su consumo de energía. Para proyectos en centros educativos el carácter demostrativo del mismo tiene una mayor relevancia. Otros proyectos buscarán agregar valor a un desarrollo en términos de aumentar el estado icónico y visibilidad al diseño sostenible que pueden ser importantes para un cliente o posibles arrendatarios de propiedades.

2. *Estimación inicial del recurso eólico y estudio del sitio.*

La energía disponible es muy sensible a las velocidades del viento local, por lo que debe evitarse una sobreestimación o una predicción insuficiente del recurso eólico que pueda afectar la elección de lugares con oportunidades de éxito y beneficios.

3. *Impactos ambientales y tecnologías adecuadas / disponibles.*

Los diversos impactos ambientales de cualquier sistema eólico deben evaluarse adecuadamente y se tomarán medidas para evitar efectos desfavorables ya sea para el aerogenerador y al entorno inmediato de las diferentes partes interesadas. Si los impactos no se evalúan de manera adecuada no se podrán mitigar los efectos negativos que surjan y las autoridades locales podrían decretar el desmontaje del sistema.

4. *Aspectos económicos.*

Incluyen estimaciones de rendimiento energético, y problemas de operación y mantenimiento. Los períodos de recuperación de la inversión pueden variar, donde el recurso eólico es pobre, el periodo de recuperación se extenderá más allá del diseño de vida útil del aerogenerador.

5. *Aspectos varios*

Incluye: recomendaciones generales, asesoramiento sobre el proceso de planificación y subvenciones disponibles; ejemplos de proyectos existentes similares y estrategias de participación comunitaria.

Existe un conjunto de regulaciones y políticas para el desarrollo de proyectos de generación eólica distribuida, aplicables en ambientes urbanos, se destacan principalmente:

- Estándares de interconexión eléctrica [51]
- Códigos o regulaciones de construcción de edificaciones [35]
- Zonas según uso de Suelo [52]
- Regulaciones ambientales [52]
- Seguridad y Certificaciones
- Políticas de apoyo y promoción de la energía eólica.

8.1 Políticas y Directivas Aplicables

8.1.1 Estándares de interconexión eléctrica

Los estándares de interconexión detallan las condiciones bajo las cuales se permite que la generación distribuida de energía renovable se conecte a la red de la compañía eléctrica, y están destinados a proporcionar pautas claras para garantizar la confiabilidad de la red. Las políticas de interconexión aseguran que todos los proyectos de generación eléctrica renovable puedan conectarse a la red si cumplen con ciertos requisitos técnicos para garantizar la seguridad, como por ejemplo sistemas de protección contra la operación en isla (anti-isla). Las políticas de interconexión a menudo estandarizan los procedimientos de conexión y los requisitos técnicos para evitar tomar decisiones caso por caso. Las políticas de interconexión eficaces también proporcionan procedimientos y formularios simplificados para sistemas pequeños a fin de no imponer una carga administrativa alta a los pequeños instaladores y propietarios de sistemas eólicos [51].

Por ejemplo, bajo un esquema de Balance Neto o Net Metering los pequeños aerogeneradores pueden suministrar energía directamente a un hogar o pequeña empresa y cualquier excedente se proporciona a la compañía eléctrica. Esta proporciona al cliente un crédito por el exceso de energía que se puede utilizar contra la energía utilizada en otros momentos. Si, durante un período definido, el cliente ha producido más energía de la que ha usado, el exceso se paga al cliente a una tasa especificada previamente, pero debe evaluarse la situación anterior la cual puede generar pago de impuestos de renta y menores beneficios que el autoconsumo y ahorro de energía. También ocurre que en muchos lugares se experimentan fuertes variaciones de viento estacional; por lo tanto, un aerogenerador puede producir más energía de la que el consumidor demanda en algunos meses y mucho menos en otros. Durante un año, los excedentes de generación pueden permitir a los clientes acumular créditos de electricidad durante las temporadas de vientos fuertes y usarlos en los meses en que haya menos viento disponible, si las regulaciones de la compañía eléctrica lo permiten. El balance neto puede impactar significativamente la economía de los sistemas residenciales, especialmente en áreas con altas tarifas de energía, compensando los altos costo del servicio eléctrico.

Si la capacidad de la red tiene problemas para incorporar recursos de fuentes de energía renovable, como la eólica o la solar, por ejemplo, en lugares remotos o insulares, las políticas de interconexión pueden especificar límites o activar estudios por parte de las autoridades a medida que se alcanzan ciertos niveles. Sin embargo, deberían evitarse estudios de alto costo para pequeños proyectos con el objetivo de obtener resultados más eficientes de las políticas. Los responsables de estas políticas deben decidir si el tipo de conexión, ya sea balance neto o tarifa regulada (Feed in Tariff) se ajusta mejor a cada situación, para ello, se debe tener una cercanía con los consumidores, industria eólica, compañías eléctricas y otras partes interesadas para diseñar políticas apropiadas para las circunstancias locales.

8.1.2 Zonas según uso de Suelo

La mayoría de los estados o localidades tienen procesos para gestionar la compatibilidad de nuevas actividades comerciales con los usos existentes de la tierra o suelo, esta compatibilidad puede tomar en cuenta comentarios de la comunidad durante su planificación y desarrollo a la hora de crear el mejor equilibrio de intereses [52]. La generación eólica distribuida (menor a 100 kW) puede tener un proceso de permisos más fácil que un parque eólico industrial, cada municipalidad puede adoptar estándares según las necesidades e intereses de su comunidad [53]

Las instalaciones de energía eólica son generalmente compatibles con los usos de la tierra para el pastoreo agrícola y ganadero, generalmente sin un impacto significativo. Sin embargo, las instalaciones de energía eólica pueden no ser compatibles con áreas identificadas para uso residencial o recreativo futuro debido a posibles problemas de sonido, seguridad o estética [54].

Un plan de desarrollo local puede incluir el objetivo de incrementar el uso de energía renovable permitiendo en las ordenanzas de zonificación la energía eólica distribuida. Los requerimientos o permiso de uso pueden incluir los siguientes estándares [53]:

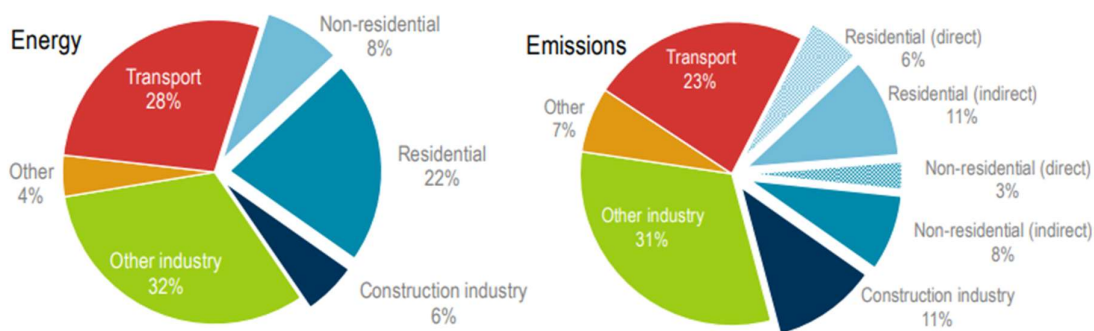
- **Diseño.** Por ejemplo, todos los componentes eléctricos y mecánicos de los aerogeneradores deberán cumplir con códigos, regulaciones locales y nacionales. También en lo relacionado con la apariencia (acabados no reflejantes) y la altura máxima deberán cumplir con ciertos requisitos
- **Seguridad.** Por ejemplo, los aerogeneradores deberán satisfacer requerimientos para evitar la escalada a la torre, tener señalización apropiada como “Peligro” o “Alto Voltaje”, mantener equipos eléctricos y de control cerrados y con puesta a tierra.
- **Emplazamiento.** Los aerogeneradores deberán mantenerse a una distancia mínima de estructuras habitadas, vías públicas, líneas aéreas de servicios públicos, entre otros.
- **Sonido.** los aerogeneradores deberán cumplir con las ordenanzas locales de los máximos niveles de sonido en vecindarios y conjuntos de vivienda

8.1.3 Códigos o regulaciones de construcción y energía en edificaciones.

Un código de construcción o de edificación es el conjunto de normativas de un estado, país o ente internacional que regulan los mínimos de seguridad y calidad para la construcción de edificios en general o cualquier estructura artificial, incluyendo viviendas. Los códigos de edificación se dividen en función de su objetivo: regular la seguridad (seguridad estructural, seguridad contra incendios y terremotos, seguridad de utilización) y confort de los usuarios para su habitabilidad (salubridad, protección frente al ruido, acceso universal a personas con discapacidad y ahorro de energía/códigos de energía).

Cada país adopta su propio código de construcción, y en algunos casos, organismos internacionales pueden imponer sus recomendaciones (como por ejemplo la Unión Europea) [55].

Es ampliamente reconocido que el sector de la construcción y de las edificaciones representa alrededor del 30-40% del uso de energía global y más del 30% de las emisiones mundiales de CO₂. Una Investigación realizada por el Panel Intergubernamental sobre el Cambio Climático (IPCC) demuestra que la eficiencia energética en los edificios ofrece el mayor potencial para reducir las emisiones de CO₂: casi una cuarta parte del potencial de mitigación total del sector. En comparación con otros sectores como transporte y agricultura, la construcción también ofrece el potencial para hacer ajustes profundos [56].

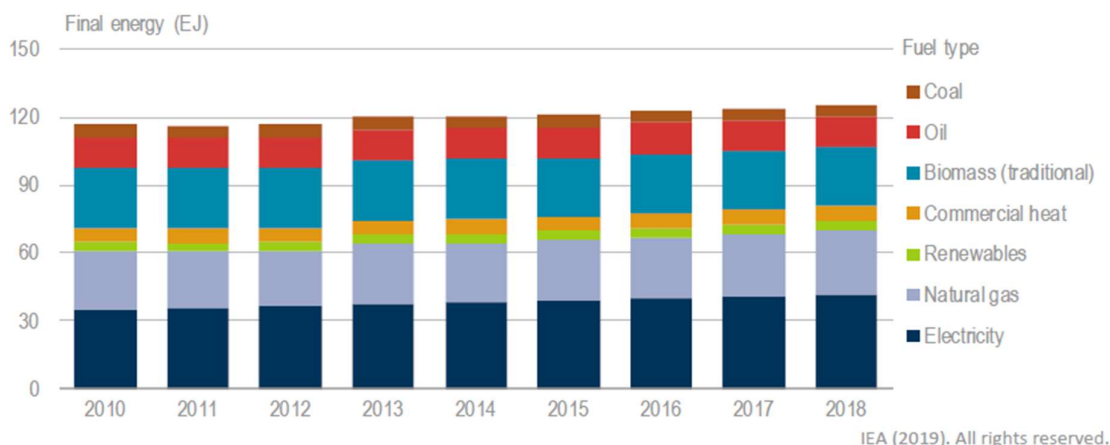


IEA (2019). All rights reserved.

Figura 8.1 Contribución global de la construcción y de las edificaciones en el uso final de energía (36%) y emisiones de CO₂ (39%), Año 2018 [57]

Como un subconjunto de los códigos de construcción, se encuentran los códigos de energía, los cuales establecen requisitos mínimos de eficiencia para edificios nuevos y renovados, asegurando reducciones en el uso de energía y emisiones durante la vida útil del edificio. Los códigos de energía presentan una oportunidad única para asegurar ahorros a través del diseño eficiente del edificio, las tecnologías y las prácticas de construcción.

Una vez que se construye un edificio, es significativamente más costoso lograr mayores niveles de eficiencia. Los códigos de energía aseguran que el uso de energía de un edificio se incluya como parte fundamental del proceso de diseño y construcción; realizar esta inversión temprana en eficiencia energética pagará dividendos a propietarios y ocupantes durante años en el futuro ⁵².



IEA (2019). All rights reserved.

Figura 8.2 Uso final de energía en el sector global de edificaciones por tipo de fuente, años 2010-2018 [57]

En 2018, 73 países tenían códigos de energía de construcción obligatorios o voluntarios o los estaban desarrollando. Aunque muchas economías en desarrollo todavía no tienen códigos obligatorios de energía a pesar de las altas tasas de construcción, los cambios están comenzando en regiones que tradicionalmente no los tenían como el África subsahariana.

⁵² Definición de Código de Energía, fuente: <https://www.energycodes.gov/about/why-building-energy-codes>

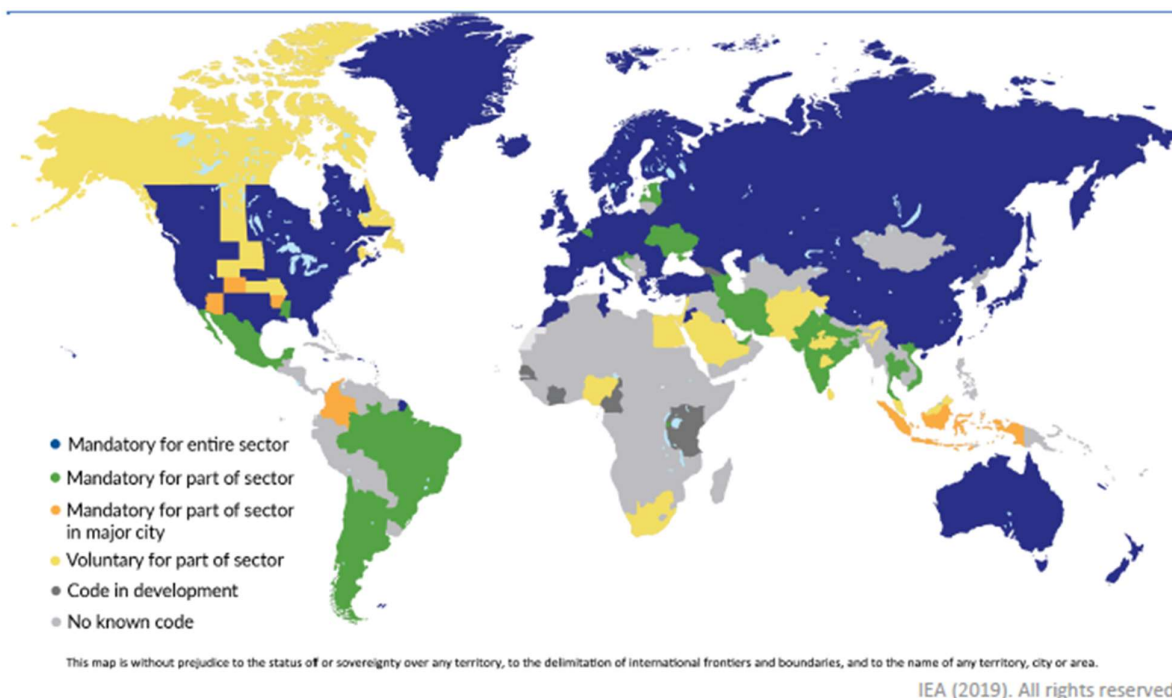


Figura 8.3 Situación global de los códigos de Energía por Jurisdicción, Año 2018-19 [57]

Como una de las recomendaciones clave del programa ambiental de las Naciones Unidas para aumentar el acceso a energía segura, asequible y sostenible y reducir la huella de carbono de la demanda energética en edificios, está la integración de fuentes de energía renovable tales como solar fotovoltaica, proyectos de energía solar térmica y micro-eólica en la planificación y diseño de edificios y barrios. Como ejemplo, el Consejo Internacional de Códigos (International Code Council - ICC) de Estados Unidos ha direccionado su familia de códigos los cuales son usados como referencia por varios países, en la actualización de requisitos obligatorios para la instalación segura de sistemas de energía renovable, principalmente energía solar⁵³:

- International Building Code (IBC)⁵⁴
Código Internacional de construcción revisado para incluir referencias a aspectos estructurales de la instalación de sistemas de energía renovable en sitio (principalmente solar): Capítulo 13-Eficiencia Energética; Capítulo 16-Diseño Estructural; Capítulo 31-Construcciones Especiales. Además, consideraciones de seguridad contra incendios y electricidad. Última actualización año 2018.
- International Residential Code (IRC)⁵⁵
Código Internacional para edificios residenciales para una y dos familias de tres pisos o menos.⁵⁶ Con una nueva sección para sistemas de energía renovable que permite la expansión a nuevas tecnologías: Capítulo 11-Eficiencia Energética; Capítulo 23-Sistemas de Energía Solar térmica. Incluye disposiciones actualizadas contra incendios, eléctricas y estructurales. Última actualización año 2018

⁵³ Renewable Energy in the ICC. New Buildings Institute. Recuperado de:
https://newbuildings.org/code_policy/tool-3-renewable-energy-igcc/

⁵⁴ <https://codes.iccsafe.org/content/IBC2018>

⁵⁵ <https://codes.iccsafe.org/content/IRC2018>

⁵⁶ <https://basc.pnnl.gov/resources/2018-irc-international-residential-code-one-and-two-family-dwellings>

- International Energy Conservation Code (IECC)⁵⁷
Establece una línea de base para la eficiencia energética al establecer estándares de rendimiento para la envolvente del edificio (definido como el límite que separa el aire calentado / enfriado del aire exterior no acondicionado), los sistemas mecánicos, los sistemas de iluminación y los sistemas de calefacción de agua de servicio en hogares y negocios comerciales. Última Actualización año 2018⁵⁸
- International Green Construction Code (IgCC)⁵⁹
El Código Internacional de Construcción Verde es el primer código que incorpora medidas de sostenibilidad para un proyecto de construcción completo. Desde su lanzamiento inicial en el 2010 es actualizado periódicamente con el apoyo del U.S. Green Building Council (USGBC), la ASHRAE y la Illuminating Engineering Society (IES). Por ejemplo, contiene requisitos para la aplicación de sistemas de energía renovable incluyendo la energía eólica tales como recurso eólico mínimo del sitio (en m/s), requerimientos de ubicación (separación del borde del edificio), estructurales (estructura con cargas de diseño mínimas según códigos de construcción) y de instalación (por personal calificado y autorizado) [58]

En la actualidad existe el sistema de certificación LEED de proyectos, acrónimo de Leadership in Energy & Environmental Design (Liderazgo en Energía y Diseño Ambiental). Disponible para prácticamente todos los tipos de edificios, LEED proporciona un marco para edificios verdes saludables, altamente eficientes y económicos. La certificación LEED es un símbolo mundialmente reconocido de logros y liderazgo en sostenibilidad⁶⁰.

Actualmente la Organización Internacional de Estandarización (ISO) a través del comité técnico ISO TC/205 desarrolla el estándar de Diseño Ambiental de Edificios para edificaciones nuevas y para la modernización de existentes, buscando un ambiente interior aceptable y prácticas de conservación y eficiencia de energía. Incluye también producción de Energía local y uso de fuentes de energía renovables⁶¹

8.1.4 Regulaciones Ambientales

Los impactos humanos y sociales (ambiente antrópico) son las principales fuentes de preocupación entre las comunidades y localidades que consideran proyectos de energía eólica. Como se mencionó en el capítulo 3, los efectos principales en ambientes urbanos son aquellos que afectan la capacidad de los habitantes de sentirse cómodos dentro y alrededor de sus hogares: cambios en los paisajes locales y la estética, los cambios en los niveles de sonido ambiental, la generación de sombras parpadeantes, la seguridad pública, así como la afectación de los valores de las propiedades individuales.

El estudio de viabilidad del proyecto debe tomar en cuenta los permisos ambientales (locales y nacionales), que pueden ser requeridos para la instalación de pequeños aerogeneradores, los cuales pueden estar incluidos, por ejemplo, en regulaciones de uso de suelo por zonas.

⁵⁷ <https://codes.iccsafe.org/content/IECC2018P4>

⁵⁸ <https://basc.pnnl.gov/resources/2018-iecc-international-energy-conservation-code>

⁵⁹ <https://www.usgbc.org/resources/leed-and-international-green-construction-code>

⁶⁰ <https://www.usgbc.org/leed/why-leed>

⁶¹ <https://www.iso.org/committee/54740.html>

Como elementos clave de regulaciones ambientales para pequeños aerogeneradores se encuentran los siguientes [59] [60] [61]:

- *Altura y ubicación:* La altura deberá ser la necesaria para funcionar apropiadamente. Como estándar de la industria se espera que el rotor sobrepase un mínimo de 9 m por encima de cualquier obstáculo que se encuentre en un radio aproximado de 150 m a la redonda, incluyendo los árboles. La altura máxima estará limitada principalmente por agencias de aviación civil. Se podrán presentar también restricciones con respecto a la proximidad a edificaciones vecinas, líneas de propiedad, servicios y vías públicas.
- *Seguridad:* Para evitar escaladas no autorizadas al aerogenerador, se deben omitir escalones en los primeros 3 m inferiores de la torre, o restringir el acceso a la escalera. Se evitará la instalación de cercas que nieguen el acceso crítico a la base de la torre. Se debe instalar un letrero de "peligro, alto voltaje" donde sea claramente visible para las personas que se encuentran cerca de la base de la torre.
- *Sonido:* Durante la operación normal, el aerogenerador no deberá exceder (a) los niveles de sonido permitidos en las ordenanzas de zonificación existentes del municipio; o si no existe una cláusula, (b) cinco (5) dBA por encima del sonido ambiental medido en la vivienda habitada vecina más cercana o en la que se instalará el sistema de energía eólica.
- *Estética.* Puede haber o no limitaciones para la visibilidad de los aerogeneradores, como por ejemplo el tipo de pintura y color empleado.
- *Desmantelamiento.* Un aerogenerador que haya llegado al final de su vida útil se podrá eliminar dentro de los 6 meses posteriores a dicha determinación. Se puede considerar también que un sistema de Energía Eólica distribuida ha llegado al final de su vida útil cuando ha estado sin funcionar durante 12 meses consecutivos. Los cimientos no necesitan ser removidos.

8.1.5 Gestión Energética, Seguridad y Certificaciones

Los sistemas de gestión energética como el estándar ISO 50001, tienen como objetivo mejorar el desempeño energético de una organización con un enfoque sistemático, con énfasis en la eficiencia energética, la utilización y el consumo de la energía [62]. Para alcanzar estos objetivos, se puede incluir la implementación de nuevas tecnologías energéticamente eficientes, o aquellas que reduzcan el desperdicio de energía o que permitan una mejora de los procesos actuales para ahorrar costos y también para la mitigación del cambio climático (reducción de emisiones de gases de efecto invernadero), como por ejemplo, sistemas de generación de energía con fuentes renovables como la eólica.

Como se mencionó en un capítulo anterior, los pequeños aerogeneradores deben asegurar tanto al fabricante como al usuario que su diseño cumple satisfactoriamente con exigentes requerimientos técnicos de seguridad y calidad. El estándar aplicable a pequeños aerogeneradores es el IEC 61400-2. El proceso de certificación y evaluación de un pequeño aerogenerador incluye aspectos tales como la funcionalidad, la seguridad y la integridad en relación con⁶²:

⁶² Fuente: <https://www.dnvgl.com/services/small-wind-turbine-certification-4030>

- Sometimiento de cargas
- Sistemas de seguridad y manuales
- Rotor y palas
- Componentes de maquinaria
- Torre
- Fundación o cimentación
- Instalaciones eléctricas
- Pruebas
- Puesta en marcha

Los resultados de todas las evaluaciones técnicas aprobadas relacionadas con el aerogenerador se documentan en Informes de certificación y una declaración final de conformidad.

8.1.6 Políticas de apoyo y promoción micro-generación Eólica

Hay una serie de incentivos disponibles de fuentes institucionales o estatales, así como de empresas de servicios públicos, que promueven la eficiencia energética y el uso de energías renovables. Los proyectistas deben considerar crear una hoja informativa con información sobre los incentivos disponibles para desarrolladores y residentes, ya que estos incentivos pueden ser útiles para cumplir con los objetivos de energía y económicos [52].

Varios países han adoptado incentivos fiscales para apoyar las inversiones de la industria eólica. Dos de los incentivos fiscales de energía renovable más ampliamente adoptados en Europa y EE.UU. son [63]:

1. Créditos Fiscales.

Mediante diferentes regulaciones se concede a los promotores la capacidad de generar créditos fiscales (deducción de pago de impuestos) que pueden ser monetizados, bien a través del autoconsumo de dichos créditos en el caso de generar beneficios suficientes para ello, o a través de la transmisión de los créditos fiscales a terceros a cambio de un precio acordado entre las partes. Los mecanismos de generación de los créditos fiscales pueden estar relacionados o bien a la producción generada (generados a lo largo de la vida del proyecto) o bien vinculados a la inversión inicial del proyecto (generados solo durante el periodo de construcción), a continuación algunos ejemplos aplicados en EE.UU que han logrado multiplicar la capacidad en años recientes:

- Production Tax Credits (PTC).* El PTC es un incentivo federal que está designado para apoyar la producción de Megavatios de origen renovable, es un precio complementario que se sumaría al precio por MWh. Generalmente se suele conceder por un tiempo determinado (los primeros 10 años de generación del proyecto) y sirven para reforzar la rentabilidad del proyecto de inversión. Es un incentivo muy ligado a la producción y por tanto es variable (no fijo).
- Investment Tax Credits (ITC).* Los créditos fiscales vinculados a la inversión (ITC) son otro incentivo federal que busca la generación de un crédito fiscal relacionado con los activos de la instalación de generación de energía renovable. Se calcula como un porcentaje del total de activos de la instalación (por ejemplo, hasta el 30%)

2. Renewable Energy Portfolio Standard (RPS)

Obliga a las empresas eléctricas a generar o adquirir un determinado porcentaje de megavatios de origen renovable, por ejemplo entre el 10 y el 15% . El inconveniente de los RPS es que establecen un objetivo mínimo de generación renovable, pero los estados no establecen a su vez un desglose de ese porcentaje por tipos de tecnología renovable, lo que provoca que la mayor parte de las empresas se decanten por la fuente de generación más barata (mayormente energía eólica, seguida de la fotovoltaica) dejando en un papel muy secundario otras tecnologías como la termosolar o la biomasa.

3. Renewable Energy Certificates (RPS)

Este es un sistema de seguimiento y comercialización de certificados de Energía renovable. Cada instalación de energía renovable recibe un certificado por cada megavatio generado. Estos certificados pueden ser adquiridos por empresas eléctricas con el fin de cumplir con los requisitos establecidos por cada estado en cuanto al porcentaje mínimo de generación renovable. Los precios de los certificados dependen de los requisitos de cada estado y la dificultad de cumplirlos. Se permite que los productores de electricidad vendan certificados o créditos para poder llevar a cabo proyectos energéticos.

4. Otros incentivos contables y fiscales.

Pueden incluir legislaciones que permiten una libertad de amortización conforme a unas tablas regladas que facultan a los promotores para que puedan adaptar los ritmos de amortización a sus intereses, también puede incluir programas de subvenciones o la creación de fondos para monetizar créditos fiscales.

Los gobiernos locales también pueden crear sus propios incentivos. Estos pueden incluir, por ejemplo:

- Una revisión acelerada de los proyectos que cumplan con los objetivos establecidos
- Una exención de tarifas de permisos, reembolsos u otros incentivos financieros para los desarrolladores.
- Apoyo con asistencia técnica para ayudar a los desarrolladores a alcanzar nuevas metas y estándares

8.2 Costos Estimados Asociados a Permisos y Aprobaciones

Existen tarifas y costos laborales asociados con la obtención de la aprobación de zonificación y uso de suelo apropiado, permisos y acuerdos de interconexión y el procesamiento de los formularios para obtener incentivos locales y estatales. Además, se debe tomar en cuenta el tiempo requerido (de procesamiento, como de calendario) para obtener aprobaciones regulatorias [54].

Estos costos pueden ser asumidos directamente por el cliente, o en tal caso, debe tomarse en cuenta por el instalador en el presupuesto del proyecto.

En la figura 8.4, se muestra un ejemplo de los costos para permisos y aprobaciones de proyectos con pequeños aerogeneradores realizados en EE.UU. en aplicaciones residenciales y comerciales en USD/kW. El conjunto de datos empleados incluye una amplia gama de costos desde USD 56/kW a USD 1.983/kW, con influencia del tamaño de la turbina [42].

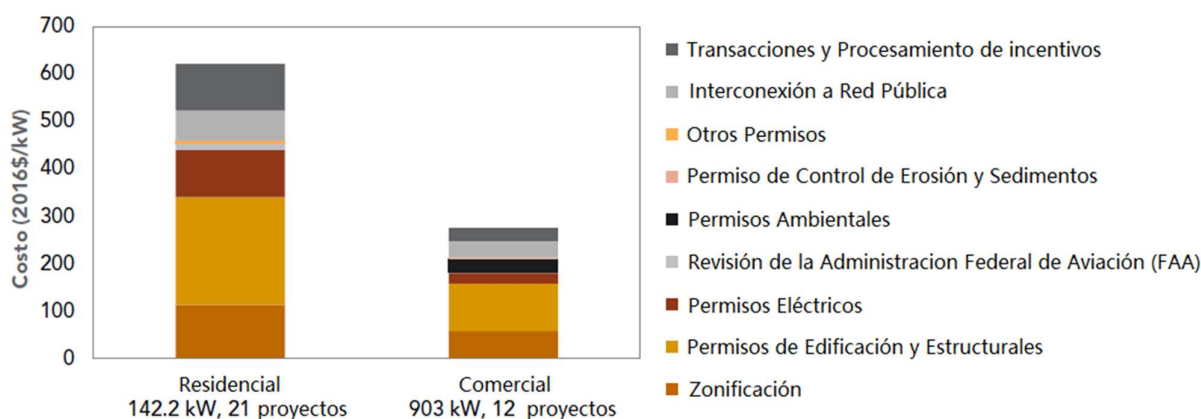


Figura 8.4 Desglose de costos para diferentes permisos y autorizaciones de proyectos con pequeños aerogeneradores en EE.UU.

8.3 Proyectos Globales de Promoción y Desarrollo Eólica Urbana

En los últimos años se han presentado iniciativas de diferentes organizaciones y asociaciones para impulsar el desarrollo y expansión de la energía minieólica en ambientes urbanos, creando redes de trabajo interdisciplinario entre diferentes países. Se presentan a continuación las más recientes y representativas:

1. PROYECTO WINEUR (Wind Energy Integration in the Urban Environment)⁶³

Busca el intercambio de conocimiento y el establecimiento de mejores prácticas en proyectos de energía eólica urbana, mediante redes o grupos de trabajo en Reino Unido, Francia y Países Bajos para dar apoyo a personas interesadas, sugiriendo formas de eliminar barreras económicas y regulatorias para su expansión. Se finalizó en el 2010. Se destacan los siguientes resultados:

- Un inventario completo, que incluye clasificación y descripciones detalladas de proyectos y tecnologías existentes en todo el mundo (datos recopilados de América del Norte; Australia, Japón, Suiza);
- Evaluación de la evolución de los precios de las turbinas eólicas, más los costos de conexión a la red y las limitaciones en diferentes países europeos;
- Estudio comparativo de la situación legal y administrativa en ocho países europeos diferentes;

⁶³ Fuente: <https://ec.europa.eu/energy/intelligent/projects/en/projects/wineur>

- Identificación potencial de un proyecto: estudio de viabilidad e identificación del sitio;
- Se tomó como base las mejores prácticas ambientales extraídas en proyectos con grandes aerogeneradores, abordando los problemas de contaminación acústica y las implicaciones para la vida silvestre.

2. TASK 27: SMALL WIND TURBINES IN HIGH TURBULENCE SITES⁶⁴ (Pequeños aerogeneradores en sitios con alta turbulencia)

Hace parte del Programa de Colaboración de Tecnología Eólica (TCP) de la IEA, el cual promueve el desarrollo tecnológico y el despliegue global de la tecnología de energía eólica. Su objetivo principal es entender como la turbulencia impacta la producción de los pequeños aerogeneradores y de esta forma caracterizar apropiadamente la turbulencia en el estándar IEC 61400-2. Se desarrolló entre el 2008 y el 2018, con la participación de la CWEA (Chinese Wind Energy Association) y países como Austria, Dinamarca, Irlanda, Japón, Corea del Sur, México, España y EE.UU. (observadores: Argentina, Bélgica, Italia y Sudáfrica).

El grupo de trabajo TASK 27 realizó el seguimiento de las siguientes actividades:

- Compilación de casos de estudio diferentes países donde se aplicó modelado CFD,
- Compilación, discusión y completado de la documentación técnica de las recomendaciones para la cuarta revisión del estándar IEC 61400-2
- Finalización de las prácticas recomendadas por el TCP de la IEA del micro emplazamiento de pequeños aerogeneradores

Estas actividades fueron concluidas a finales del 2018 y los miembros de este grupo produjeron diferentes publicaciones como: *Compendium of IEA Wind TCP Task 27 Case Studies*, *Recommended Practices for Wind Turbine Testing and Evaluation: Consumer Label for Small Wind Turbines*; *Expert Group Report on Recommended Practices: Micro-Siting Small Wind Turbines for Highly Turbulent Sites* y *IEA Wind Task 27 Small Wind Turbine Technical Report Draft*.

3. TASK 41. ENABLING WIND TO CONTRIBUTE TO A DISTRIBUTED ENERGY FUTURE.⁶⁵ IEA Wind Technology Collaboration Programme (TCP)

Hace parte también del TCP de la IEA, está integrado por un grupo internacional de investigadores de numerosos países miembros y asociaciones dedicadas a desarrollar y dar mayor visibilidad a la tecnología eólica distribuida como un recurso rentable y confiable.

Se describe a continuación las áreas de trabajo del TASK 41:

- *Estándares*: Investigación para apoyar el desarrollo del diseño y pautas de prueba para aerogeneradores pequeños y medianos.

⁶⁴ Fuente: <https://iea-wind.org/task27/>

⁶⁵ Fuente: <https://community.ieawind.org/task41/home>

- *Catálogo de datos:* Creación de una plataforma de intercambio de datos e información para investigación eólica distribuida.
- *Integración:* Permitir una integración eficiente y confiable de la tecnología eólica en sistemas eléctricos en evolución.
- *Alcance y colaboración:* Facilitar y coordinar la investigación eólica distribuida con otras tareas de la IEA y organizaciones internacionales.
- *Innovación y reducción de escala de la tecnología eólica a gran escala:* Aplicación de los avances de la tecnología eólica a gran escala a una escala más pequeña.

4. PROYECTO EUROPEO SWIP⁶⁶

El objetivo principal del proyecto Europeo SWIP es desarrollar y validar soluciones innovadoras para turbinas eólicas de tamaño pequeño y mediano para mejorar su competitividad, permitiendo y facilitando la integración y el despliegue en áreas urbanas y periurbanas. El proyecto está conformado por organizaciones de 10 países europeos distintos: España, Lituania, Suecia, Francia, Holanda, Bélgica, Irlanda, Inglaterra, Alemania y Polonia. Fue desarrollado entre Octubre del 2013 y Setiembre del 2017.

Las soluciones nuevas e innovadoras abordarán las barreras actuales: turbulencia, ruido, vibración, aspecto estético, costo de la tecnología, evaluación de recursos eólicos, mercado eólico, facilidad de uso, aceptación social y seguridad, las cuales retrasan la adopción de esta tecnología por parte del mercado. Las soluciones propuestas fueron:

- Reducir los costos del generador eléctrico del pequeño aerogenerador, proporcionando dos nuevos conceptos para la generación de energía: aumentando la relación C_p del rotor, de modo que el número de horas de producción aumente en un 9% y suavizando o incluso eliminando el ruido mecánico y acústico que producen actualmente los aerogeneradores;
- Reducción de los costos de mantenimiento de los pequeños aerogeneradores hasta en un 40% al incluir dos elementos innovadores: SCADA para mantenimiento preventivo y caja de cambios magnética.
- Mejorar la integración de los pequeños aerogeneradores en edificios y distritos con soluciones más estéticas.

El proyecto desarrolló tres prototipos diferentes para integrarse en tres escenarios: Nuevo edificio de eficiencia energética, línea costera y área industrial, para validar las soluciones y los objetivos previstos, proporcionando soluciones escalables para diferentes aplicaciones, cubriendo varias necesidades de los usuarios (ver figura 8.5).

Además, el proyecto buscó mejorar las metodologías actuales para la evaluación de recursos eólicos en áreas urbanas y periurbanas, reduciendo el error RMS en la estimación de la velocidad del viento hasta un 8%, minimizando el riesgo y los costos de oportunidad de las turbinas eólicas de tamaño pequeño y mediano cuando están integrados en estos entornos.

⁶⁶ Fuente: http://swipproject.eu/?page_id=12146

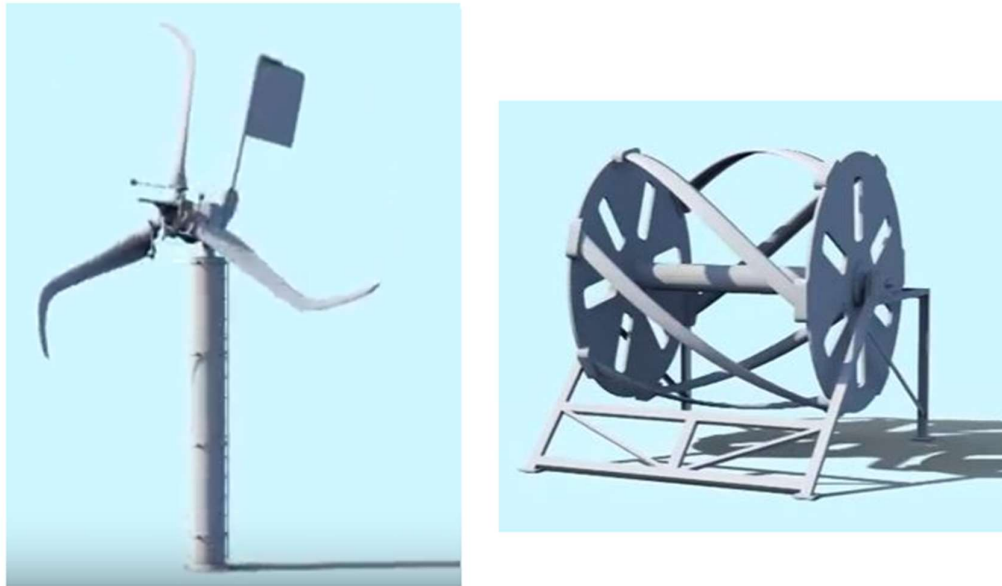


Figura 8.5 Modelos de prototipos de de pequeños aerogeneradores para ambientes urbanos desarrollado por el proyecto SWIP en España.⁶⁷

5. INTERNATIONAL SMALL WIND TURBINE CONTEST (ISWTC).⁶⁸

Es un concurso anual en el cual equipos de estudiantes universitarios de diferentes países pueden competir en el diseño y fabricación de pequeños aerogeneradores con el mejor desempeño. Fue organizado inicialmente por la Universidad de Ciencias Aplicadas de la NHL en el 2013, desde el 2018 está a cargo de su organización la Universidad de Ciencias Aplicadas de Hanze.

El concurso consta de dos partes:

- Evaluación del Diseño. Los equipos presentan un reporte del diseño de los diferentes sistemas del aerogenerador (electrónico, de seguridad, resistencia, etc) con las decisiones de diseño basados en estudios teóricos. El jurado es formado por expertos independientes de la industria de la energía eólica.
- Evaluación Constructiva. Los prototipos de aerogeneradores son probados en un túnel de viento, para verificar los sistemas de seguridad electrónica y mecánica y medir también la potencia de salida.

Después de realizadas las pruebas de todos los participantes, en el último día del evento, se realiza un simposio donde se presenta cada uno de los prototipos de aerogeneradores a una audiencia, luego los jurados evalúan las presentaciones y se concluye con la elección del ganador del concurso.

⁶⁷ Fuente: https://www.youtube.com/watch?list=PLtVp69Zrq6OSNSvWxtlwpzXLidMg_yvy1&v=4W8v38xpYts

⁶⁸ International Small Wind Turbine Contest: <https://www.hanze.nl/nld/onderwijs/techniek/instituut-voor-engineering/organisatie/contest/international-small-wind-turbine-contest/contest/iswtc/iswtc-history>

9. EVALUACIÓN DEL RECURSO EÓLICO EN AMBIENTES URBANOS

9.1 Características del Recurso Eólico en Ambientes Urbanos

Las características termodinámicas y aerodinámicas de las zonas urbanas conllevan a modificaciones del clima local y del viento, con diferencias notables con respecto a las características de las zonas rurales (ver figura 9.1), tales como [64] [65]:

- Aumento de la resistencia o rugosidad superficial debida a la presencia de edificios dentro de las ciudades, causando que las velocidades del viento en las zonas urbanas estén entre 5 y 10 m/s por debajo que las velocidades de las regiones rurales.
- Una elevada turbulencia, debido a la mayor presencia de obstáculos (interferencia de edificios)
- En algunas ubicaciones dentro de las ciudades se pueden experimentar velocidades del viento localizadas mucho mayores, con respecto a los alrededores como resultado de efectos de canalización entre edificios.

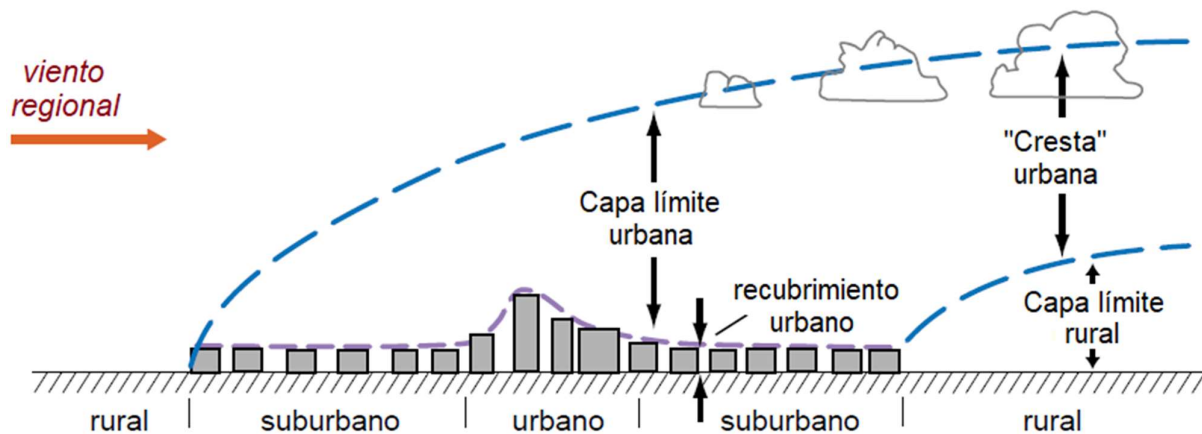


Figura 9.1 Representación esquemática de la atmósfera urbana con dos capas diferenciadas. Adaptado de [64].

9.2 Etapas Evaluación del Recurso Eólico

La cuantificación del recurso eólico mediante parámetros meteorológicos como la velocidad, la dirección y la intensidad de turbulencia son de gran importancia en el desarrollo de proyectos con pequeños aerogeneradores. Explorar los detalles del recurso eólico y la producción estimada de energía del proyecto tiene relevancia para la toma de decisiones y para comparar los costos con otras tecnologías.

Para la estimación de la producción de energía en un sitio elegido para un proyecto que comprenda también ambientes urbanos y que incluya datos eólicos remotos y/o de baja resolución, se pueden seguir los siguientes pasos o etapas (ver figura 9.2) [65] [66]:

1. Recopilación de datos de viento, usando mapas o conjuntos de datos de vientos reales, por ejemplo de estaciones meteorológicas cercanas.
2. Cálculo del efecto de la topografía sobre los valores de velocidad y dirección del viento, es decir, de la influencia de la rugosidad superficial del terreno alrededor del sitio del proyecto.
3. Ajuste de las series de velocidad del viento a partir de los datos de origen a la nueva altura de interés, en este caso se ajustan a la altura del eje del aerogenerador.
4. Evaluar los obstáculos cercanos que producen “sombras de viento” y su efecto en las diferentes direcciones, omitiendo o filtrando los datos de velocidad afectados. Resumiendo, nuevamente los datos obtenidos en los pasos anteriores, se generan nuevas estimaciones para la velocidad media de viento, la función de densidad de probabilidad (Weibull), entre otros parámetros.
5. Estimación de la intensidad de turbulencia.
6. Estimación de la producción de energía mensual y anual, aplicando la distribución de probabilidad de viento ajustada a las curvas de potencia de los diferentes aerogeneradores considerados como opción.
7. Determinación de otros factores que pueden reducir aún más la energía anual producida. Proporcionar al usuario del proyecto un rango de valores esperados para la velocidad de viento y la producción de energía teniendo en cuenta las incertidumbres de cada uno de los pasos de este proceso y la variación de la velocidad de viento de un año a otro.

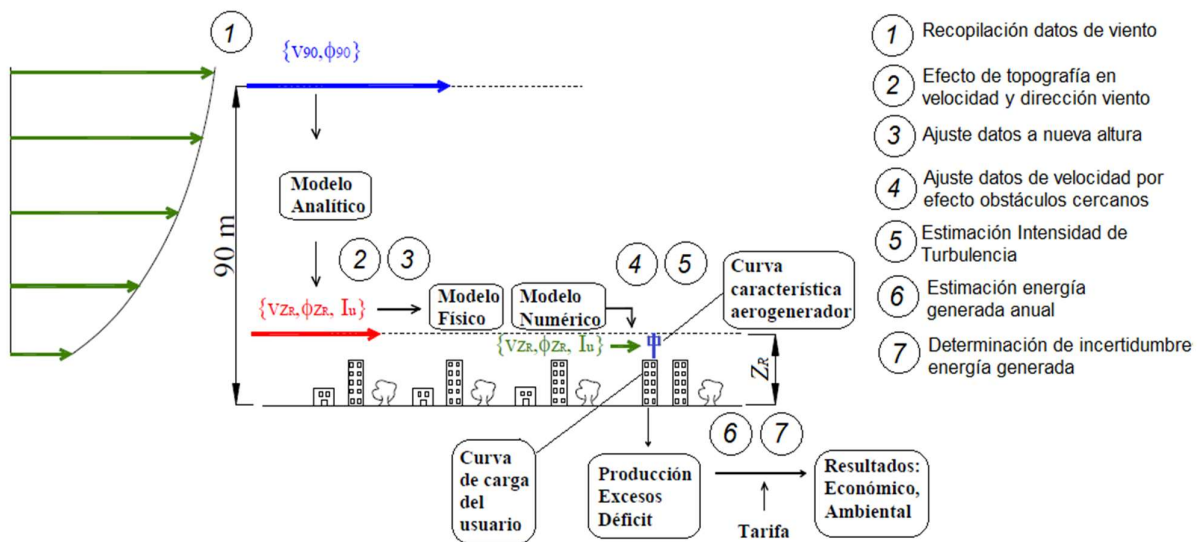


Figura 9.2 Esquema de los pasos para la evaluación del recurso eólico en un proyecto. Adaptado de [67]

En los pasos del 2 al 5, para obtener datos de velocidad de viento con los efectos de la subcapa rugosa urbana, se pueden usar diferentes modelos, cada uno con diferentes aproximaciones [68]:

1. Modelos numéricos de predicción del clima a gran escala.
2. Modelos Físicos (por ejemplo, a través de túnel de viento o agua).
3. Modelos de dinámica de fluidos computacional (CFD).
4. Modelos basados en extrapolaciones analíticas horizontales y verticales.

9.2.1 Recopilación Datos de Viento.

Generalmente se prefiere la medición de datos de viento en la ubicación y altura exactas de un aerogenerador en el lugar del proyecto porque es cuantificable y tiene en cuenta los obstáculos, el terreno, la dirección y los bloqueos del viento. Históricamente, el costo de los equipos y los análisis de medición de viento han sido restringidos para pequeños aerogeneradores. Se estima que se requiere hasta el 25% de su costo de instalación y hasta un año de tiempo para obtener resultados de medición del viento, lo cual lo hace inviable para muchos clientes o usuarios. Como alternativa, se tienen otras fuentes de datos o métodos cuyo costo puede ser menor y que permiten obtener detalles del recurso eólico de un lugar, los cuales se presentan a continuación [65] [66]:

Mapas o Atlas Eólicos

Los atlas de viento proveen datos de la velocidad media anual a una altura específica, la cual permite a usuarios y desarrolladores conocer las áreas de mayores velocidades de viento como un punto de partida para sus estimaciones de producción de energía. El uso de un atlas eólico para estimar la producción de energía para aplicaciones con pequeños aerogeneradores en alturas más bajas puede tener una incertidumbre significativa debido al impacto del terreno y los obstáculos locales y no debe usarse como la única fuente de información sobre recursos eólicos.

Algunas instituciones gubernamentales y académicas han ayudado al desarrollo de mapas eólicos, los cuales variarán según el país. Se deben utilizar los datos lo más cerca posible de la altura real del eje del aerogenerador. A continuación, ejemplos de algunos links de atlas eólicos:

- Banco Mundial. Global Wind Atlas, (alturas de 50 m, 100 m, 200 m): <https://globalwindatlas.info/>
- Estados Unidos. Laboratorios varios Departamento de Energía de los Estados Unidos plataforma WINDEXchange mapas eólicos, (alturas de 30 m, 50 m, 80 m): <https://windexchange.energy.gov/>
- España. Mapa eólico del Centro Nacional de Energías Renovables de España, (altura de 10 m): <http://www.globalwindmap.com/>
- Uruguay. Mapa Eólico Dirección Nacional de Energía MIEM-DNE (alturas 15 m, 30 m, 50 m, 90 m): <http://www.energiacolica.gub.uy/>
- Brasil. Atlas do Potencial Eólico Brasileiro, Simulações 2013 – 1ª Edição

http://www.observatoriodaenergiaeolica.ufc.br/publicacoes_tecnicas/atlas-do-potencial-eolico-brasileiro/

- Argentina. Mapa del Potencial Eólico Argentino.
<https://www.clustereolico.com.ar/docs/mapadevientosdeargentina.pdf>

Los pequeños aerogeneradores generalmente se instalan en torres que van desde 10 m a 50 m, por lo que los mapas de viento de 30 a 40 m son mucho más útiles que los mapas de viento de 10, 60, 80 o 100 m.

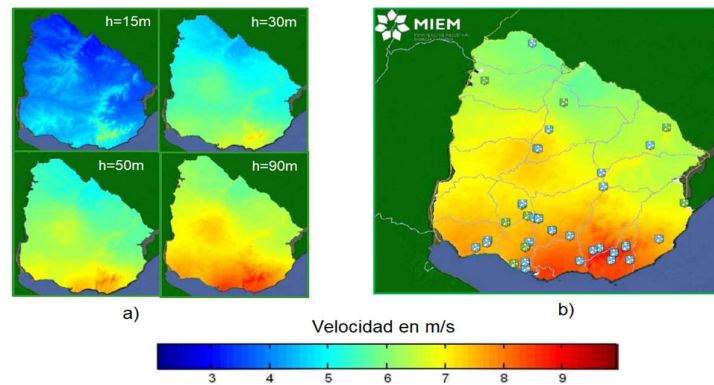


Figura 9.3 Mapa Eólico del Uruguay. a) Capas a 15, 30, 50 y 90 m. b) Capa a 90 m, incluyendo parques existentes y proyectos.

Datos medidos en otros proyectos o en estaciones meteorológicas locales

Consiste en acceder a mediciones de viento de proyectos cercanos, torres de recursos eólicos, aeropuertos u otras estaciones meteorológicas. Estos datos pueden ser relevantes si el terreno es similar al nuevo proyecto y se encuentra cerca, pero se debe tener cuidado, por ejemplo, con la altura de la torre, la proximidad a obstáculos y la calidad de los datos de estas fuentes de medición.

9.2.2 Ajuste de datos de viento a la topografía y obstáculos.

Los accidentes geográficos, elevaciones de terreno, obstáculos como edificaciones y árboles influyen en la velocidad del viento, y finalmente en la cantidad de energía eléctrica que puede producir un aerogenerador [65] [66].

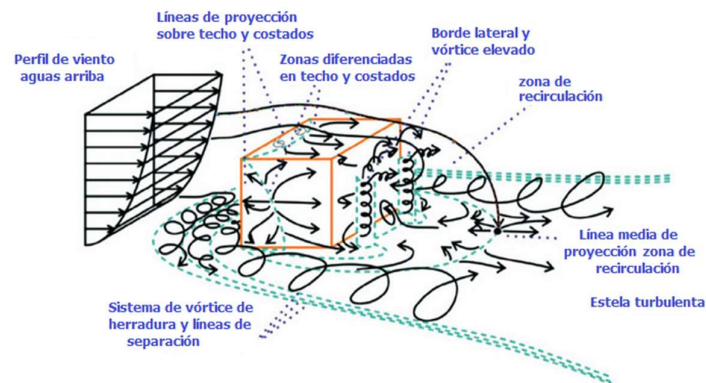


Figura 9.4. Regiones de flujo separado alrededor de un edificio en forma de bloque sumergido en el viento. Modificado de Hosker (1984)

Al igual que con los cambios de rugosidad, la estela producida aguas abajo de un edificio incrementa su altura inmediatamente, como se muestra en la figura 9.4, el viento fluye alrededor del edificio formando una estela en forma de herradura (indicado por líneas discontinuas), comenzando aguas arriba del edificio y ampliando aguas abajo del mismo.

Una regla general para evitar la mayoría de los efectos adversos de las estelas de viento por edificios, sobre los aerogeneradores instalados en sitios cercanos son:

- Aguas arriba, una distancia de más de dos veces la altura del edificio.
- Aguas abajo, una distancia entre 10 y 20 veces la altura del edificio.
- Al menos, instalar el aerogenerador a una altura equivalente al doble del edificio por encima del suelo si el aerogenerador está inmediatamente aguas abajo del edificio.

La figura 9.5 ilustra esta regla por medio de una vista de sección transversal de la estela de flujo en un pequeño edificio. Se debe tomar en cuenta que el tamaño de la estela también dependerá de la forma del edificio y de la orientación del viento.

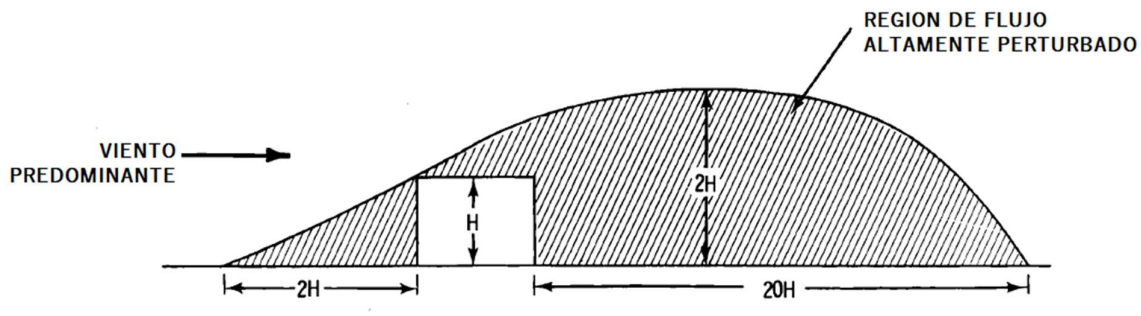


Figura 9.5. Regiones de flujo de viento perturbado sobre un pequeño edificio, adaptado de [66]

En la figura 9.6 se estima los cambios en la energía disponible y en la turbulencia por el paso del viento sobre un edificio con techo inclinado, con una altura H respecto al nivel del suelo. Aguas abajo del edificio las pérdidas de potencia se hacen pequeñas a una distancia igual a 15 veces la altura del edificio.

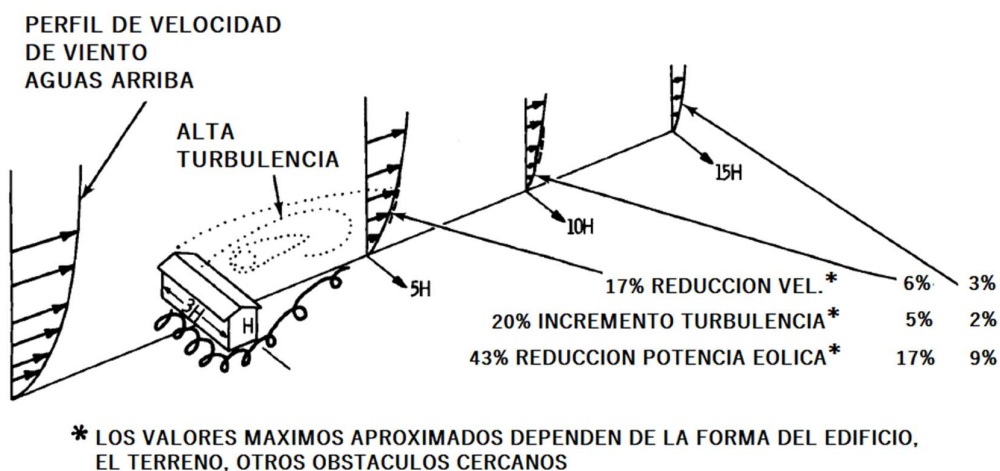


Figura 9.6. Efectos sobre el flujo de viento al paso por un pequeño edificio, adaptado de [66]

En zonas urbanas se pueden encontrar características del terreno como crestas que producen aceleración del flujo del viento, o acantilados. En la figura 9.7 se muestran los perfiles verticales de viento en ambos casos.

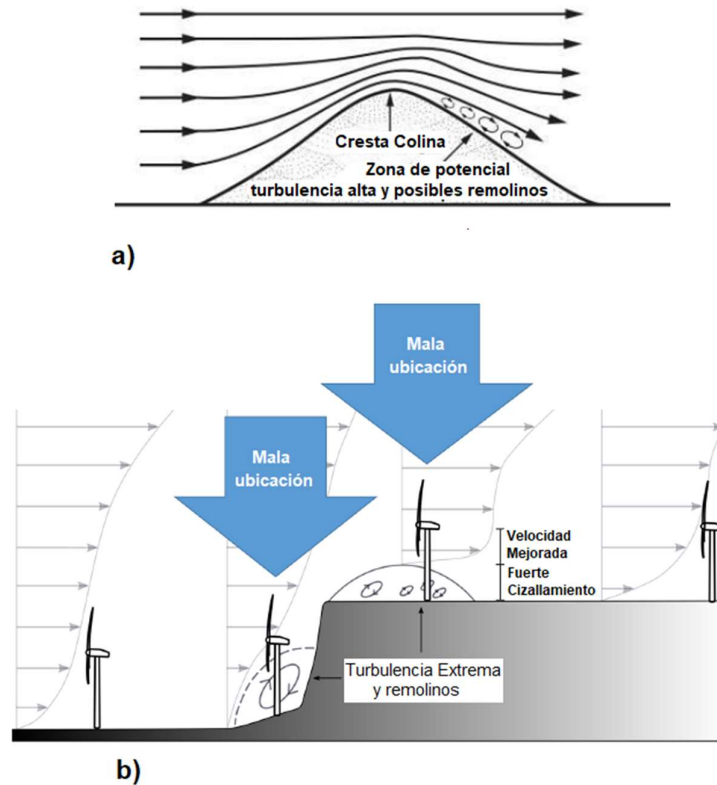


Figura 9.7 Perfiles de velocidad de viento: a) Sobre una colina, b) sobre un acantilado [12]

Dependiendo de la rugosidad de la superficie aguas arriba del acantilado, el aerogenerador debe instalarse horizontalmente a una distancia aguas abajo del borde por lo menos entre 0.25 y 2.5 veces la altura del acantilado.

9.2.3 Ajuste de datos de viento la rugosidad terreno y altura del eje.

Los efectos de la rugosidad de la cobertura del suelo (agua, hierba, edificaciones, etc) pueden extenderse unos 500 m verticalmente sobre el suelo, con un fuerte impacto en los primeros 20 m y con efecto significativo en aplicaciones con pequeños aerogeneradores [60] [62].

En la Figura 9.8 se muestran ejemplos del impacto en el perfil del viento para dos superficies diferentes.

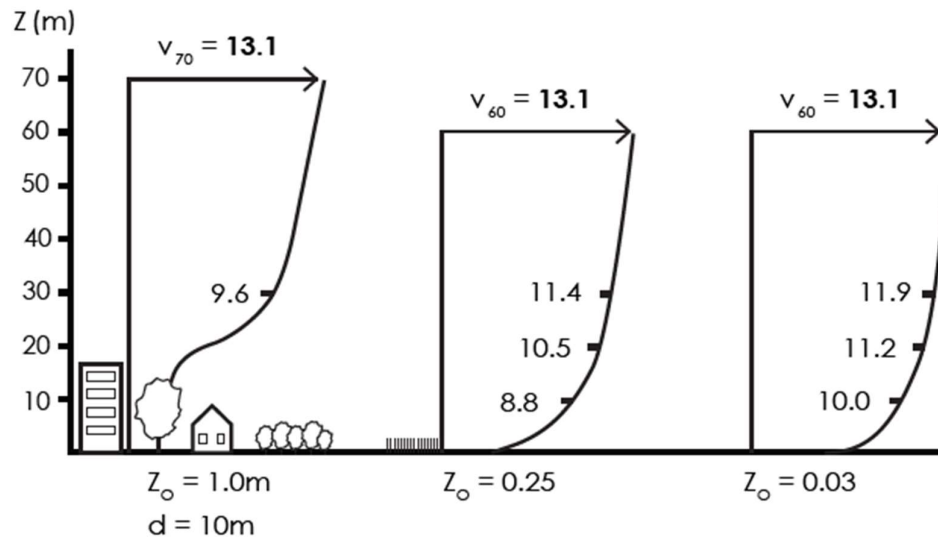


Figura 9.8. Perfil de Velocidad media asociados a diferentes tipos de terreno (con su correspondiente rugosidad Z_0 y altura de desplazamiento d). Adaptado de [3].

Se observa cómo las superficies más rugosas tienen un mayor impacto en los vectores de viento horizontales. En el caso de terrenos con poca rugosidad, el perfil del viento adopta valores elevados a menores alturas. Como se explicó en secciones anteriores, en terrenos planos homogéneos y estabilidad atmosférica neutra, la ley logarítmica (LOG) y la ley potencial (PL) son los métodos principalmente usados para describir y cuantificar la velocidad de viento (Ecuaciones 2.1 y 2.5).

Existen otros métodos para describir el perfil de velocidad de viento, como son [69]:

- Modelo de equilibrio de Davis y Harris (DHe) [70]
- Modelo de no equilibrio de Davis y Harris (DHv) [71]
- Modelo Gryning (GR) [72]

Considerando las edificaciones y la vegetación, la longitud de rugosidad Z_0 y la altura de desplazamiento nulo d , pueden ser determinadas mediante métodos morfo métricos (por la forma de la superficie). Estos métodos caracterizan la rugosidad principalmente mediante los siguientes parámetros (ver figura 9.9) [73]:

- Altura promedio del edificio (H_{av}), medida desde el nivel del suelo.
- Índice de área plana (λ_p), es la relación entre el área horizontal ocupada por el edificio (A_p) y el área total del suelo (AT) considerada.
- Índice de área frontal (λ_f), es la relación entre el área de los muros (verticales) normales a la dirección del viento y el área total del suelo (AT) considerada.
- Desviación estándar de las alturas de los edificios (σ_H)
- Altura máxima del edificio (H_{max}), corresponde a la altura del edificio más alto en el área de estudio.

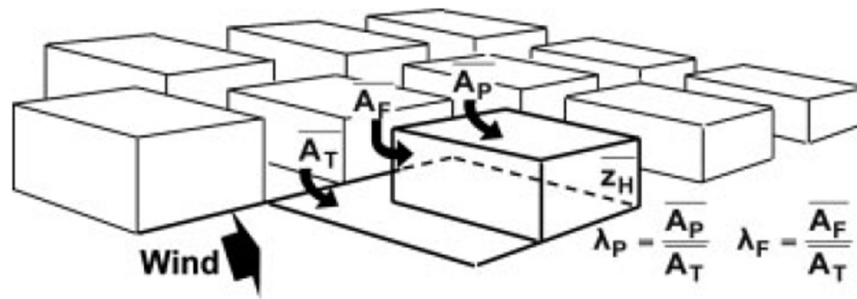


Figura 9.9. Definición de parámetros usados en análisis morfométricos de edificios [69].

Los métodos morfo métricos tienen la ventaja de que los valores se pueden determinar sin la necesidad de instrumentación y un alto costo de inversión. Un aspecto para considerar con este tipo de metodologías es que los resultados dependerán de la forma de los obstáculos seleccionados. Es conveniente que los métodos tengan una verificación o bien en la realidad o bien mediante modelo físicos, con los obstáculos ubicados aleatoriamente (Grimmond and Oke, 1999).

Dos métodos morfo métricos que incluyen en su análisis tanto las edificaciones como la vegetación son [74]:

- Método Mac Donald, el cual considera elementos con rugosidad homogénea y no asume efectos de la estela y las zonas de recirculación. Si los elementos son de rugosidad variable, la altura Z se reemplaza por su altura promedio (H_{av}) [75].
- Metodo Kanda, considera elementos con altura variable y argumenta que el límite superior de d es H_{max} . [76]

Como ejemplo de aplicación, en un estudio realizado por [74], se seleccionaron cinco áreas con el objetivo de caracterizar diferentes espacios urbanos en una ciudad europea (rugosidad de los elementos con alturas $> 2m$), ver figura 9.10:

- Centro de la ciudad con baja vegetación (CC_lv).
- Centro de la ciudad con similar altura de edificios y vegetación (CC_hv).
- Área suburbana con vegetación baja (Sb_lv).
- Área suburbana con vegetación alta (Sb_hv).
- Parque Urbano (Pa).

Los métodos morfo métricos propuestos consideran la desviación estándar de las alturas para todos los elementos de rugosidad (edificios y vegetación). El índice del área plana (λ_p) y el índice del área frontal (λ_f) de los edificios y la vegetación se determinan por separado, pero posteriormente se combinan. La porosidad aerodinámica se utiliza para determinar el área plana de la vegetación. Considerando que, el índice de área frontal de la vegetación se determina asumiendo una estructura sólida con las mismas dimensiones.

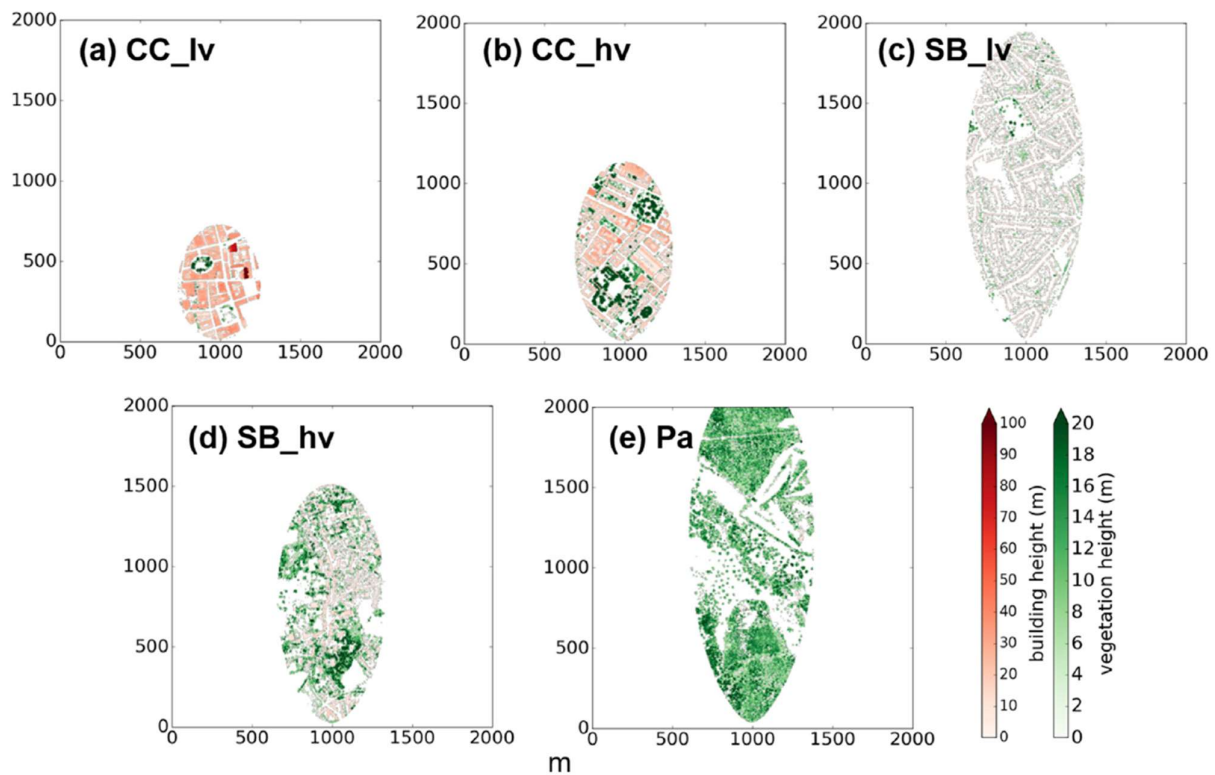


Figura 9.10. Áreas de estudio morfo métrico representativas [74]: a) Centro de la ciudad con baja vegetación (CC_lv), b) Centro de la ciudad con similar altura de edificios y vegetación (CC_hv), c) Área suburbana con vegetación baja (Sb_lv), d) Área suburbana con vegetación alta (Sb_hv), e) Parque Urbano (Pa). Las áreas de origen son determinadas usando la metodología iterativa de [77], rotadas hacia una dirección de 210°. El color indica el tipo de rugosidad de los elementos. Los ejes corresponden a distancia en metros.

Los parámetros geométricos y aerodinámicos (Z_o y d) por cada área de estudio son calculados iterativamente con las mismas condiciones meteorológicas observadas por un anemómetro, ubicado a una altura de 50,3m del nivel del suelo referenciado en [74]. Usando la ley logarítmica se busca conocer y evaluar las implicaciones de la consideración de la vegetación en la estimación de la velocidad de viento cerca de la superficie, en este caso, con datos extrapolados a una altura de 100m

Como resultado, a partir del análisis de estas cinco áreas urbanas diferentes, el efecto de la inclusión de vegetación en los parámetros geométricos y aerodinámicos dependerá de si los edificios o la vegetación son los elementos dominantes de la rugosidad:

- Cuando los edificios prevalecen (CC_lv) el método morfo métrico seleccionado para determinar el perfil de viento (Mac-Donald o Kanda) es más importante que la consideración o no de la vegetación. Ver figura 9.11 a.
- En contraste, donde la vegetación es más alta y representa una mayor superficie (CC_hv, SB_hv y especialmente Pa) la consideración de la vegetación tiene mayores implicaciones para la estimación de la velocidad del viento que el método morfo métrico utilizado. Ver figura 9.11 b, d y e.
- En todos los casos, las diferencias entre la velocidad del viento con y sin hojas (por las estaciones) son mayores para el método Mac-Donald que para el método Kanda, debido a la sensibilidad de Mac-Donald a la parametrización de la porosidad.

En la figura 9.11, se pueden observar los diferentes perfiles de velocidad a una altura $z=100\text{m}$, en las diferentes áreas de estudio. Se asume una velocidad de viento de 0 m/s en la base del perfil, una velocidad de fricción $u^*=0.94\text{ m/s}$ en todo el perfil. Las velocidades de viento son normalizadas con respecto a u^* ($U(z)/u^*$). Los parámetros aerodinámicos son obtenidos considerando solo edificios (línea continua), incluyendo edificios más vegetación sin hojas (línea punteada) y edificios más vegetación con hojas (línea a trazos cortos).

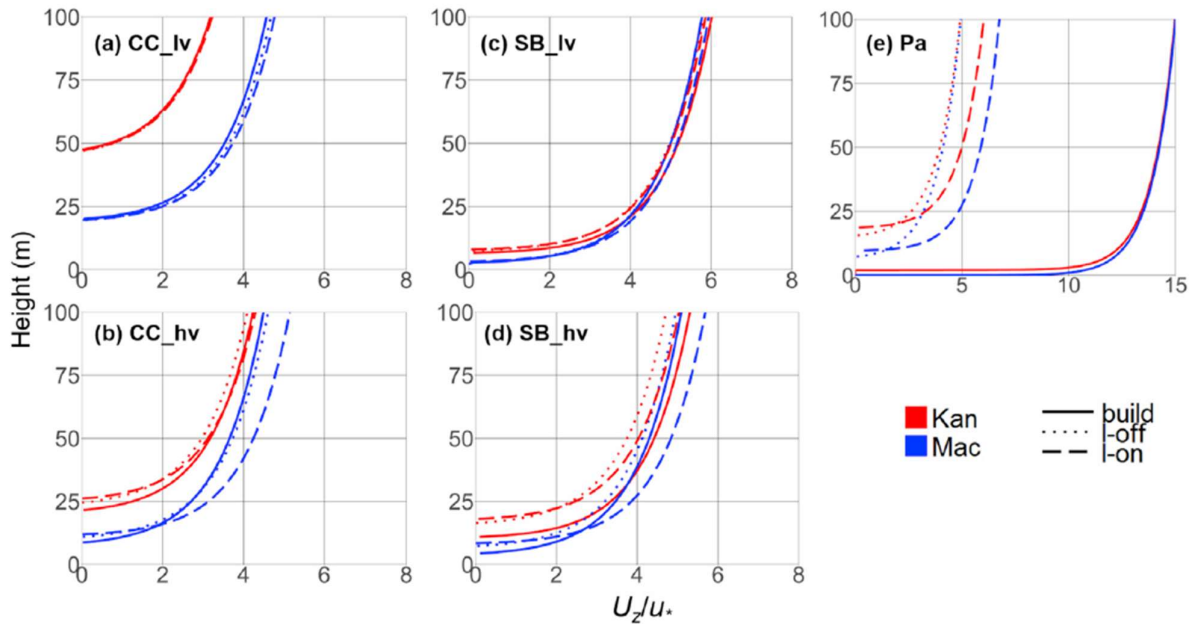


Figura 9.11 Perfiles logarítmicos de velocidad a una altura $z=100\text{m}$, en las diferentes áreas urbanas de estudio

Donde los edificios son más altos, estos controlan los parámetros geométricos y aerodinámicos (figura 9.11 a), sucede lo contrario cuando la vegetación es más alta como se observa en la figura 9.11 e, en donde las velocidades de viento pueden ser reducidas en un factor de tres, considerando la vegetación.

9.2.4 Evaluación de Obstáculos cercanos y efecto en la dirección viento

Detrás de obstáculos como edificios y árboles (ver figura 9.5), se presentan “sombras” de viento. Como recomendación básica, se debe asegurar que la punta de pala del rotor en su posición más baja esté instalada al menos a 10 m por encima de los obstáculos ubicados 150 m a la redonda [57].

Una aproximación, usada por centros de pruebas de pequeños aerogeneradores que desarrollan sus curvas de potencia es excluir los sectores que son influenciados por obstáculos basándose en el Anexo A de la norma IEC 61400-12-1;2017 “Sistemas de generación Eólica - Parte 12-1: Medidas de rendimiento energético de turbinas eólicas que producen electricidad [12].

En la Figura 9.12 se muestra un enfoque conservador adaptado de la norma IEC 61400-12-1 con una metodología para evaluar obstáculos. La altura del obstáculo se expresa como una fracción del punto más bajo del plano del rotor (es decir, $H_{\text{hub}} - 0.5 D$) donde H_{hub} es la altura del eje y D el diámetro del rotor.

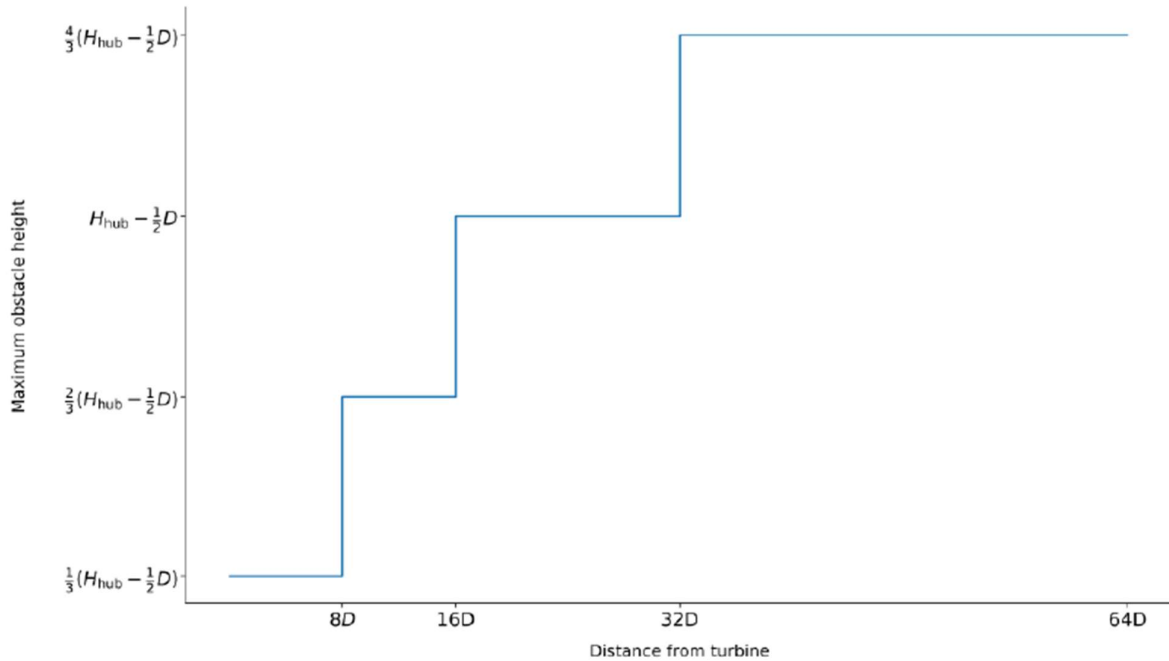


Figura 9.12. Altura máxima de obstáculo en función de la distancia entre el aerogenerador y el obstáculo [12].

La norma establece que si hay obstáculos que exceden estas alturas máximas, es necesario considerar el sector angular que es afectado por un obstáculo visto desde la turbina. Este sector se denomina ángulo de perturbación θ y está definido por la siguiente ecuación:

$$\theta = 1.3 * \tan^{-1} \left(2.5 \frac{D_e}{L_e} + 0.15 \right) + 10 \quad \text{Ecuación 9.1}$$

Donde:

L_e : Distancia desde el aerogenerador al obstáculo.

D_e : Diámetro de rotor equivalente para un obstáculo. Se define mediante la siguiente ecuación:

$$D_e = \frac{2 * H * W}{H + W} \quad \text{Ecuación 9.2}$$

Donde:

H : Altura del obstáculo

W : Ancho del obstáculo

Tanto la figura 9.12 como la ecuación 9.1 son aproximaciones debido a que analizan los obstáculos como aislados, situación que estrictamente no es lo que ocurre en un ambiente urbano.

Como ejemplo, un aerogenerador instalado a 60 m de distancia de un granero en un campo abierto, con una altura de 18 m y un ancho de 35 m visto desde el aerogenerador. Se calcula inicialmente el D_e del granero:

$$De = \frac{2 * 18m * 35m}{18m + 35m} = 23.8m$$

El ángulo de perturbación es calculado de la siguiente forma:

$$\theta = 1.3 * \tan^{-1} \left(2.5 * \frac{23.8m}{60m} + 0.15 \right) + 10 = 73.4^\circ$$

Obstáculos con una relación Le/De mayor a 20 son considerados sin perturbación en el campo visual. Obstáculos con una relación Le/De menor a 2 se considera perturbación en todo el campo visual.

En la figura 9.13 se muestra la gráfica del flujo perturbado como función de la relación Le/De y el ángulo de perturbación en grados. Cuando se conoce Le/De, esta gráfica permite evaluar:

- Si el obstáculo dado tiene influencia en el flujo del viento visto desde el aerogenerador (es decir, en la región perturbada o no perturbada en el gráfico).
- Si se encuentra en la región perturbada, el ancho del sector angular en grados como lo ve el aerogenerador se puede leer en el eje y del gráfico. Estos obstáculos tendrán un impacto en el desempeño energético del aerogenerador y deben ser evitados en la dirección de viento predominante.

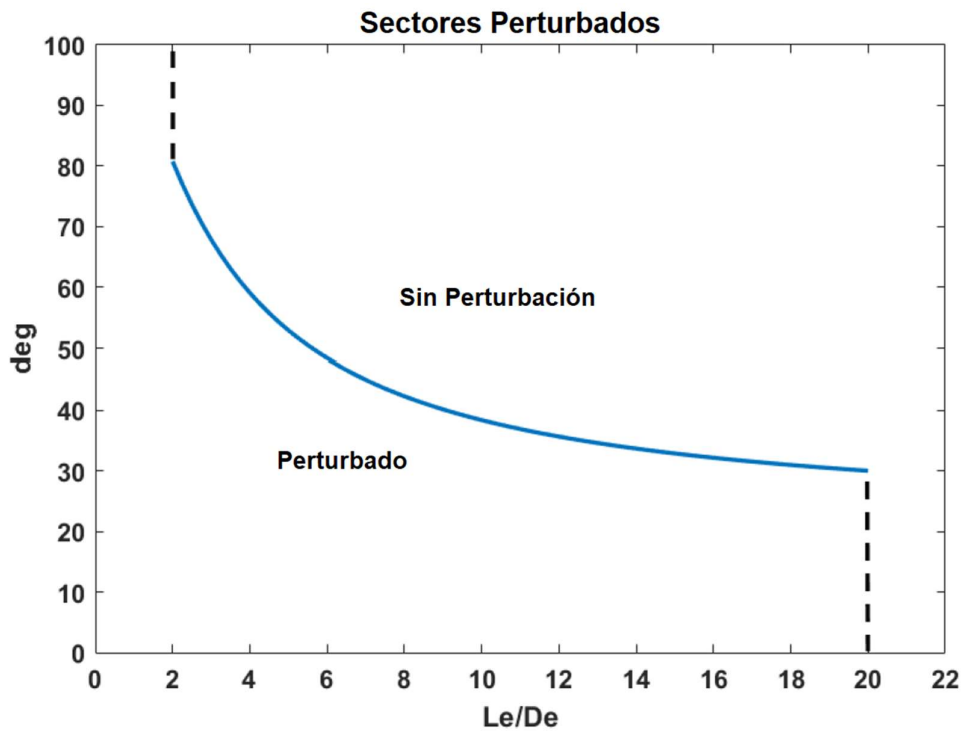


Figura 9.13. Flujo de viento perturbado en función de Le/De en grados. Adaptado de [12]

9.2.5 Estimación Intensidad de Turbulencia.

La experiencia indica que la intensidad de la turbulencia es un problema importante para los pequeños aerogeneradores debido a las solicitaciones que inducen y resultan dependientes de la altura de su torre y a su ubicación alrededor de las irregularidades del suelo (vegetación, edificios, etc). La turbulencia puede reducir la producción de energía anual estimada entre un 15% y un 25% porque las curvas de potencia de las turbinas eólicas se desarrollan generalmente en base a mediciones tomadas en sitios con una intensidad de turbulencia relativamente baja en comparación con los sitios típicos de proyectos eólicos pequeños [65].

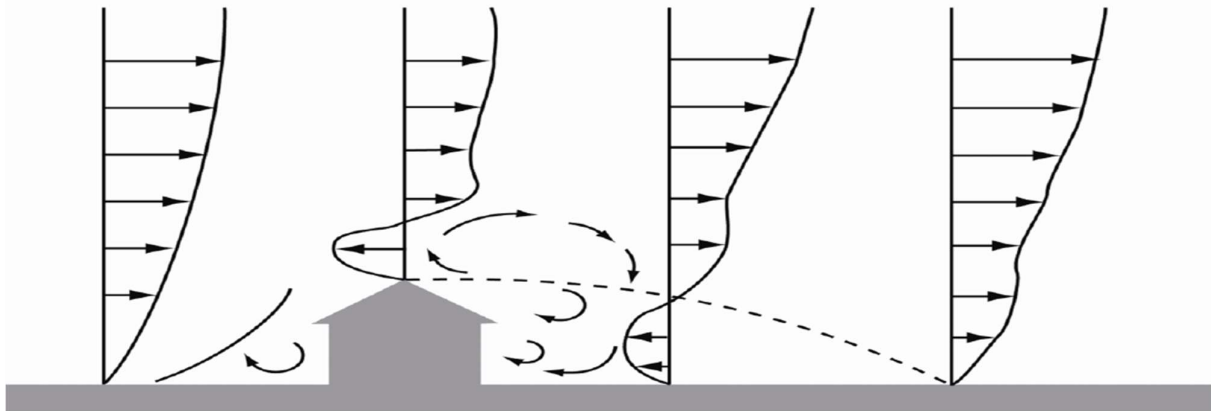


Figura 9.14. Vista simplificada de la turbulencia alrededor de un edificio. El perfil de velocidad es distorsionado por la presencia del edificio. Adaptado de [12]

La calificación de un sitio y la comprensión de la turbulencia específica del sitio es difícil sin el modelado CFD o la recopilación de mediciones del viento. Incluso si se conoce la dirección del viento predominante y la velocidad media anual del viento, no se sabrá la cantidad de energía disipada por la turbulencia ni la frecuencia con la que se producen las fluctuaciones de la velocidad del viento. Este último factor afecta la vida útil de los aerogeneradores [12].

Sagrillo and Taivalkoski han desarrollado pautas para determinar la intensidad de la turbulencia que se basan en la cobertura del terreno, como se muestra en la siguiente tabla:

Calidad del sitio	Terreno	Factor de Intensidad de Turbulencia
Buena	Bien expuesto	15%
Promedio	Algunas irregularidades superficiales, árboles dispersos, edificios	20%
Pobre	Muchos árboles y edificios, menor elevación que en el entorno	25%
Muy Pobre	Urbano o arbolado	30%

Tabla 9.1. Índice de turbulencia para diferentes terrenos según Sagrillo y Taivalkoski [65]

Para áreas urbanas o periurbanas, un pequeño aerogenerador certificado de un organismo acreditado es una opción preferible, pero igualmente debe elegirse con cuidado para que cumpla con las expectativas de generación y resista a las condiciones de viento y eventos extremos del lugar [65].

9.2.6 Estimación de la producción de energía mensual y anual.

La estimación de producción de energía bruta anual es posible estimarla multiplicando la función de densidad de probabilidad estimada ajustada al sitio, por la curva de potencia de un aerogenerador o de múltiples opciones de aerogeneradores e integrar en el tiempo. Luego, ajustando la producción de energía por la intensidad de turbulencia esperada permite estimar la producción de energía mensual y anual. El proceso de ajuste debe realizarse por sector para que se puedan aplicar en cada uno de estos los factores de intensidad de turbulencia y sombra del viento

La intensidad de turbulencia afecta las diferentes regiones de una curva de potencia. Como se muestra en la figura 9.15, en la parte baja de la curva la salida de potencia se incrementa cuando aumenta I_u , mientras que en la región de transición a la potencia nominal la potencia disminuye cuando aumenta I_u [78].

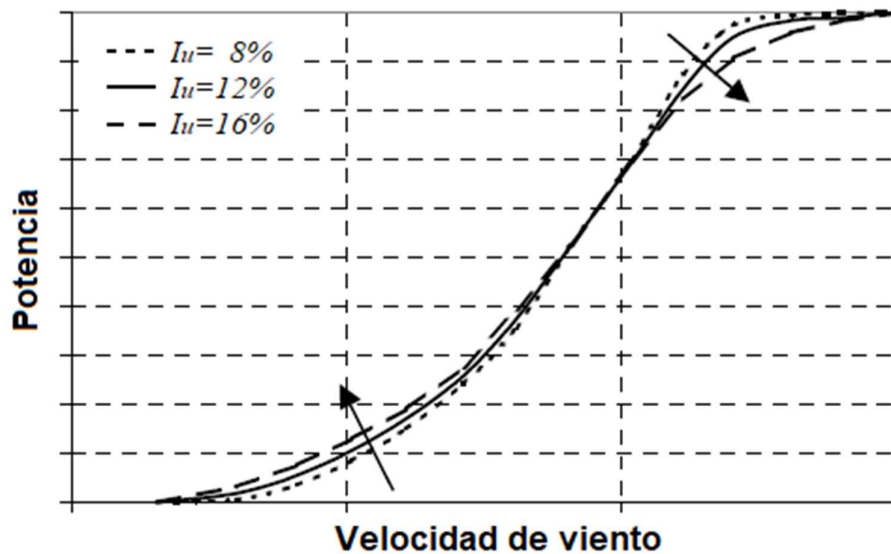


Figura 9.15. Efecto de la turbulencia sobre la curva de potencia. Adaptado de [78]

Esta influencia opuesta en las diferentes regiones de las curvas de potencia implica que el efecto neto sobre la producción de energía es de reducción. Kaiser K. et al [78] presenta un método de corrección debido a la turbulencia que permite una determinación precisa similar de la curva de potencia sin reducir el número de puntos de datos, con la principal ventaja que permite la transferibilidad de una curva de potencia medida bajo unas condiciones de recurso eólico específico a otro, aplicando una función de corrección para la potencia dependiente de la turbulencia en cada bin.

9.2.7 Determinación de factores que afectan producción anual energía

Para estimar la producción de energía anual neta, es necesario primero determinar o estimar otros factores que podrían reducir aún más la energía real producida [65]:

- Tiempo de inactividad por fallas y mantenimiento.
- Suciedad en las palas.
- Intensidad de la turbulencia que causa errores de control / histéresis y pérdidas por errores de guiñada.
- Pérdidas por hielo,
- Cortes de la red, pérdidas de cables y pérdidas del inversor.

En la mayoría de los casos, las pérdidas de cables e inversores para pequeños aerogeneradores se incluyen en la curva de potencia certificada porque la potencia entregada se mide en la conexión al panel de interruptores. Del mismo modo, el control de guiñada y otras pérdidas dependen en gran medida del entorno local con un rango entre el 5% al 15%. El extremo superior de este rango sería para sitios remotos en los que se puede esperar un largo tiempo de espera para el servicio. Para estimar la producción energética anual neta, se descuenta de la producción energética anual bruta las pérdidas estimadas.

9.3 Modelos Evaluación Recurso Eólico

9.3.1 Modelos numéricos de predicción del clima a gran escala.

Como alternativa a las observaciones basadas en superficie, se han realizado investigaciones sobre el re-análisis meteorológico de datos. Los re-análisis actuales de datos se construyen recopilando observaciones usando una amplia variedad de fuentes, las cuales incluyen: estaciones terrestres, boyas, globos de radiosonda, aviones y satélites. Estos datos pueden ser utilizados como condiciones de borde e iniciales en modelos numéricos los cuales simulan y resuelven los diferentes procesos que ocurren en la atmósfera a una determinada escala espacial [79] [80].

El uso de esta metodología permite deducir series históricas de varios años de duración de velocidad y dirección de viento a cierta altura sobre el sitio de interés. Posteriormente, realizando allí una medición de corta duración y analizando la correlación con los datos disponibles, se puede obtener una relación entre dichas series históricas que permita extrapolar la serie histórica al lugar del proyecto.

En la figura 9.16 se muestra un ejemplo de aplicación de sistemas de re-análisis para determinar los mapas del percentil 90 de la velocidad de viento en Alemania. Datos de un modelo climático regional y de 150 estaciones de medición de viento distribuidos en todo el país entre 1995 y 2012, contribuyeron a la obtención del conjunto de datos de viento.

Los datos de la estación se utilizaron para corregir sesgos inherentes a la simulación del modelo climático, a) en invierno b) en verano. Se observa una disminución de la velocidad de viento del norte a sur y un aumento de la velocidad a lo largo de la costa y de crestas y picos montañosos [81].

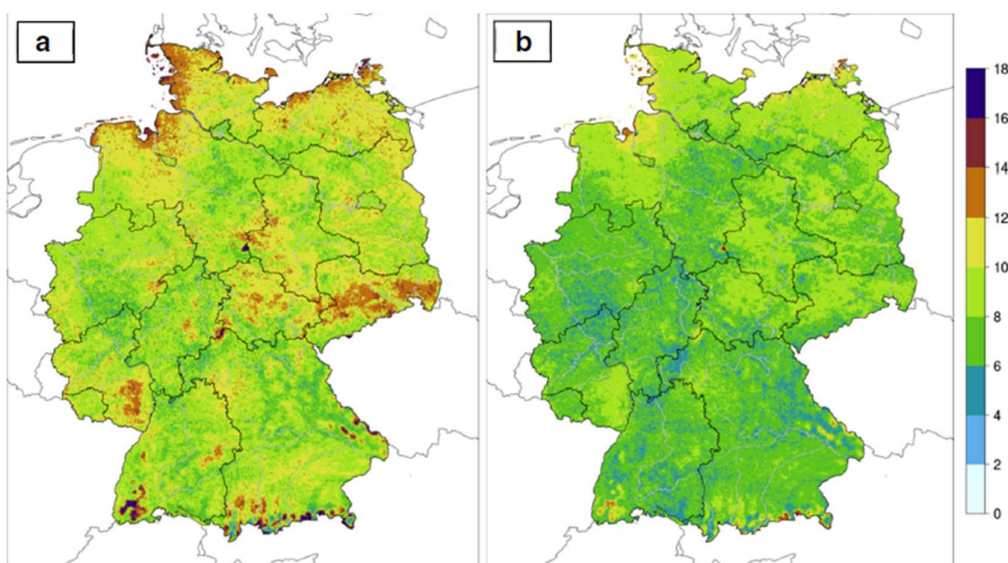


Figura 9.16. Percentil 90 obtenido por re-análisis de datos de la velocidad media horaria (m/s) en Alemania en el periodo de 1995-2012, a) en Invierno y b) en Verano [81]

Por su construcción el re-análisis de datos no representa las fluctuaciones de viento a pequeña escala ni resuelve las características locales (topografía, vegetación o edificios), por lo que puede reproducir con mayor fidelidad la variabilidad del viento a gran escala. Sin embargo, puede haber una buena concordancia con las observaciones de superficie al considerar la variabilidad sobre escalas espacio temporales suficientemente grandes. Además, los posibles sesgos producidos por equipos de medición y los estándares de registro en los datos de re-análisis, es posible reducirlo mediante el uso de múltiples fuentes de observación, y por el modelado consistente [79].

En la figura 9.17 se muestran gráficas comparativas entre las velocidades obtenidas por MERRA⁶⁹ (sistema de re-análisis de datos) y el MIDAS⁷⁰ (datos de estaciones de medida en Reino Unido) en diferentes sitios a una altura de 10 m, entre 1980 y 2011

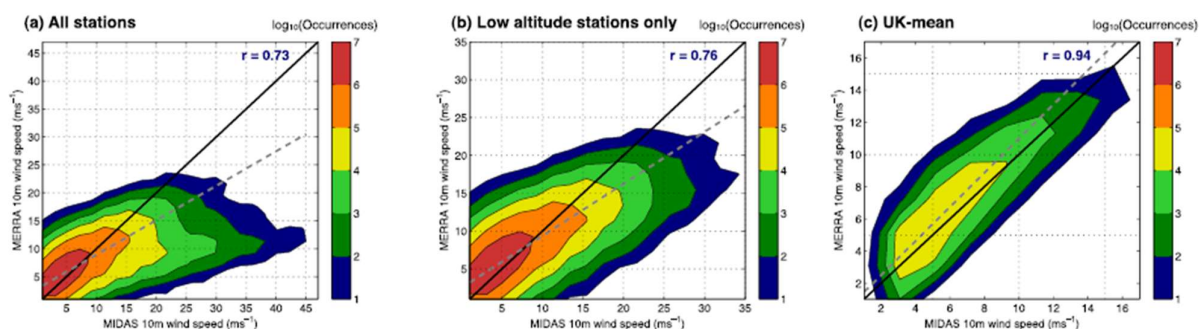


Figura 9.17. Comparación entre velocidades de viento obtenidas de MERRA y MIDAS entre 1980 y 2011. a) Incluyendo todas las estaciones. b) Solo estaciones por debajo de los 300m de altitud y c) Incluyendo la velocidad promedio de MIDAS en todas las estaciones [79].

⁶⁹ Modern-Era Retrospective analysis for Research and Applications. Fuente: <https://gmao.gsfc.nasa.gov/reanalysis/MERRA-2/>

⁷⁰ Met Office Integrated Data Archive System (MIDAS)

Otra ventaja es que los datos de re-análisis tienen una cobertura global y pueden ser usados en alta mar (off shore) donde hay pocas observaciones. También permiten estimar la velocidad de viento en múltiples niveles verticales cerca de la superficie usando parametrizaciones de la capa límite atmosférica. De todas formas los datos superficiales continuarán siendo necesarios para los sistemas de re-análisis.

9.3.2 Modelos Físicos

Un modelo físico comprende la construcción a escala reducida de un sitio urbano de interés para ser ensayado en un túnel de viento bajo determinadas condiciones [82], como se muestra en la figura 9.18. La operación del modelo físico consiste en hacer incidir el viento desde diferentes direcciones y medir la velocidad de viento en cada sitio de interés pudiéndose determinar el valor medio, la media cuadrática de la componente turbulenta, los espectros de potencia y la distribución de velocidad sobre cada sitio [80].

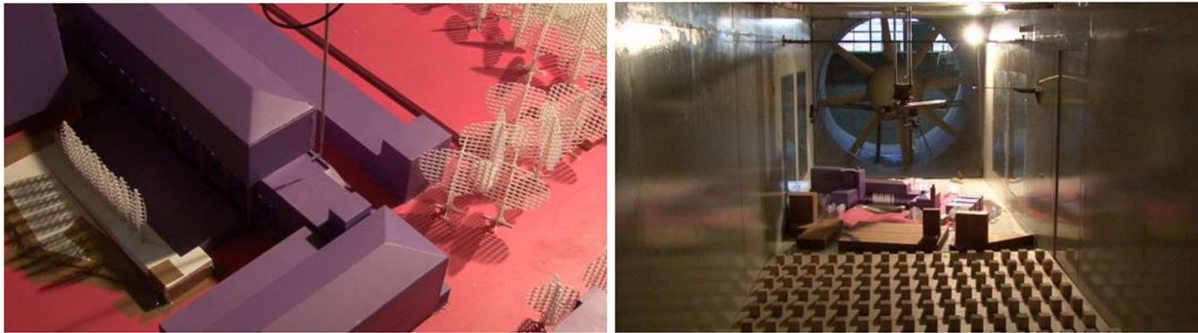


Figura 9.18. Modelo a escala de la facultad de Ingeniería en túnel de viento IMFIA, Universidad de la República Uruguay [83]

La realización de un modelo físico detallado requiere diferentes etapas de trabajo, como se representan en la Figura 9.19, que corresponden a un sector de la ciudad de Livorno, Italia a una escala 1:300 [82]:

- Etapa 1: Elaboración de un modelo CAD 2-D o planimetría de la zona. Identificando cada bloque (Fig. 9.19 a).
- Etapa 2: Elaboración de un modelo CAD 3-D de cada bloque, identificando cada uno con un edificio (Fig. 9.19 b).
- Etapa 3: El modelo 3-D de cada edificio se descompone en partes principales y se identifican mediante códigos numéricos. Luego se fabrica cada parte por ejemplo con tableros de Fibra de Densidad Media (MDF) de diferentes espesores para las placas y paredes de edificios y paneles de PVC de 2mm para cubiertas y puentes. También se pueden utilizar impresoras 3D (Fig. 9.19 c)
- Etapa 4: Finalmente cada bloque se coloca en su lugar para dejar ensamblado completamente el modelo físico de la zona (Fig. 9.19 d)

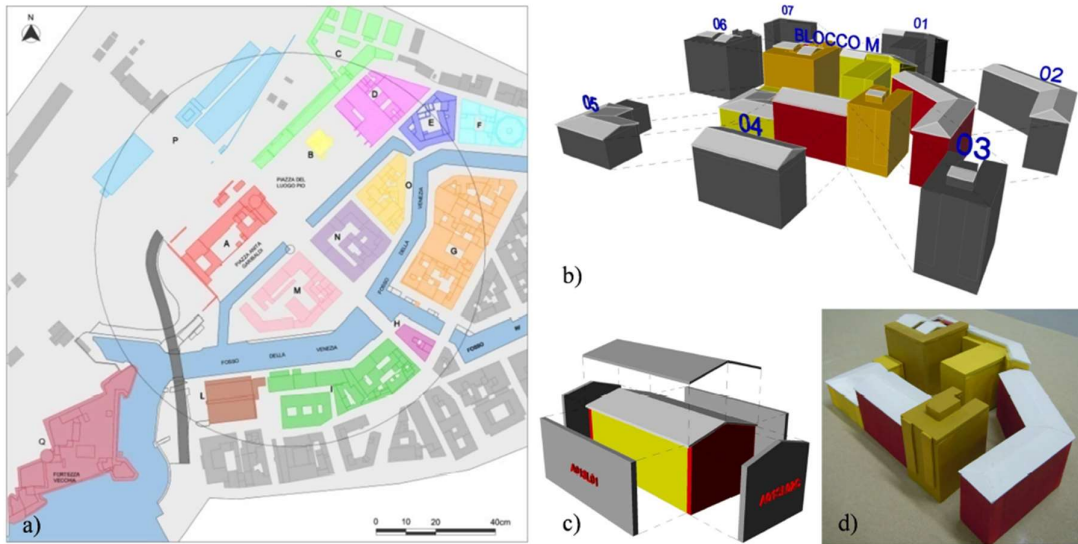


Figura 9.19. Diferentes etapas en la construcción de un modelo físico: a) Plano 2-D con identificación de bloques. b) Modelado 3-D de cada bloque representando un edificio. c) Modelo 3-D de un edificio con sus componentes. d) Ensamblaje completo de modelo físico [82].

La Figura 9.20 muestra los perfiles de velocidad media de viento medido en cuatro posiciones (A2-A5) de un modelo físico de un sector de la ciudad de Livorno, Italia, con un canal central con dirección de viento entrante a 240° . La abscisa informa la relación entre la velocidad medida a la altura z y la referencia a la velocidad de entrada sin perturbaciones (V_{ref}), correspondiente a las condiciones geostróficas. Para cada z medido, el ángulo de guiñada ϕ y el ángulo de cabeceo θ se indican, mostrando desviación horizontal y vertical de la dirección del viento entrante a lo largo del perfil, respectivamente. Cada diagrama reporta también el perfil de viento entrante (línea naranja). A la izquierda una sección transversal muestra la altura principal del edificio, $h_b=20\text{m}$. A la derecha se muestra un mapa de viento de la zona.

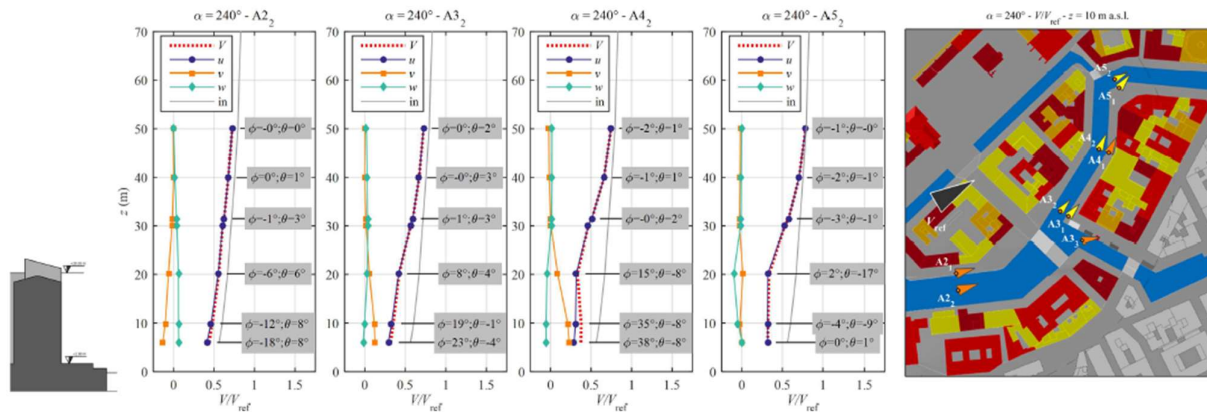


Figura 9.20. Perfiles de velocidad media medidos en cuatro posiciones en la línea central del canal Rosciano en Livorno, Italia, con una dirección de 240° . Adaptado de [82].

En la figura 9.20, en $z = 50\text{ m}$, correspondiente a $2,5 h_b$, la velocidad media del viento es casi constante en los cuatro puntos, con ángulos de guiñada y cabeceo tendiendo a cero, independientemente de la dirección del viento. A niveles por debajo de 30 m , la velocidad del viento también es progresivamente menos intensa de A2 a A5, mostrando el efecto del cambio de rugosidad. Este resultado muestra que se puede establecer una altura mínima en función de la tipología constructiva y una estimación del recurso.

Además de evaluar el potencial eólico de una zona urbana, los modelos físicos en túnel de viento pueden ser usados para evaluar el efecto del viento sobre edificaciones tales como el campo de presiones, las deformaciones producidas y su interacción con las estructuras mediante la visualización del flujo, como se muestra en la figura 9.21⁷¹



Figura 9.21. Ejemplo de aplicación de técnicas de visualización de flujo alrededor de la Torre Antel en Montevideo, Uruguay, en el túnel de viento del IMFIA, Udelar.

9.3.3 Modelos de dinámica de fluidos computacional (CFD)

La creciente disponibilidad de recursos computacionales en los últimos años ha permitido un uso más extendido de métodos de simulación numérica. Mientras que las medidas en modelos físicos son generalmente realizadas en un número limitado de puntos en el espacio, las simulaciones numéricas mediante modelos CFD pueden proporcionar información sobre cualquier variable estudiada en todo el dominio computacional o sitio de interés. Las simulaciones CFD permiten resolver la transferencia de masa o flujo y su interacción con obstáculos individuales tales como edificios. [84].

Los modelos CFD a micro-escala pueden adoptar modelos matemáticos de turbulencia [85] [86], basados en:

- Simulación numérica de grandes vórtices (LES - Large Eddy Simulation).
- Ecuaciones de Navier-Stokes promediadas por Reynolds (RANS - Reynolds Averaged Navier-Stokes)

Aunque RANS se asocia con limitaciones bastante importantes en términos de modelado de determinadas características del flujo completamente turbulento alrededor de un obstáculo, aun así, es, por mucho, el enfoque más utilizado en la mayoría de los estudios de física urbana (ciencia e ingeniería de procesos físicos en áreas urbanas), por los siguientes motivos:

⁷¹ Fuente: <https://www.fing.edu.uy/imfia/eolodinamica/tunel.html>

a) El gasto computacional de LES y b) el incremento de la complejidad del LES combinada con la ausencia de directrices de buenas prácticas para el CFD [85].

Existen mejores directrices de buenas prácticas para RANS desarrolladas en los últimos años, las cuales son recomendadas por [86] que incluyen: distancias mínimas entre el modelo urbano y las fronteras del dominio (ver figura 9.22), determinar e imponer los parámetros de rugosidad adecuados, realizar un estudio de validación adecuado, entre otros.

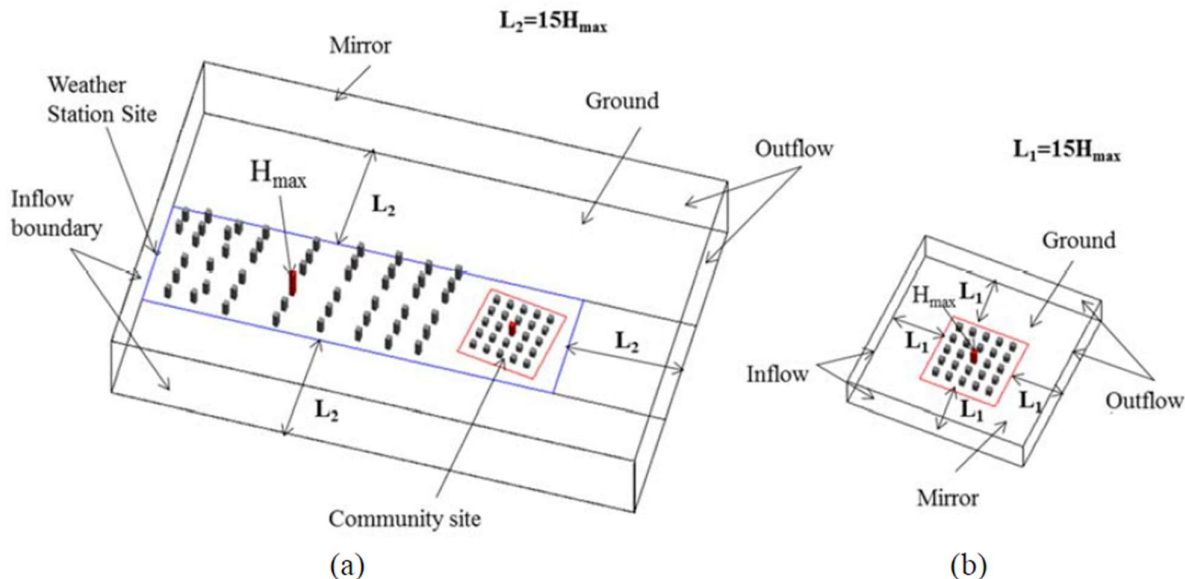


Figura 9.22. Dominio computacional y condiciones de frontera para a) Modelo a gran escala y b) Modelo a micro-escala. Adaptado de [85].

Actualmente existen diferentes softwares CFD comerciales y también libres disponibles para varias plataformas, incluidas Windows, Linux, macOS e incluso sistemas de computación en la nube que se conectan a navegadores y aplicaciones móviles. Como ejemplo están ANSYS, OpenFOAM (libre) y PowerFLOW⁷². Diferentes estudios con software CFD se han realizado en áreas urbanas genéricas con diferentes geometrías las cuales se pueden clasificar en [84]:

- a) *Bloques de construcción*: múltiples bloques de construcción, distribuidos con una estructura genérica;
- b) *Cañón de la calle*: solo un cañón de la calle.
- c) *Espacio abierto*: sin obstrucciones, para conocer influencia de árboles, cuerpos de agua, etc.
- d) *Cañones de calles urbanas*: múltiples cañones de calle
- e) *Patio*: Dominios centrados en un solo patio.

Como resumen, la metodología de modelamiento CFD se desarrolla mediante los siguientes pasos [85] [86]:

⁷² Fuente: <https://www3.technologyevaluation.com/sd/category/computational-fluid-dynamics-cfd>

1. Definición del modelo CFD, incluye la selección del modelo de turbulencia a usar (LES O RANS).
2. Generación del dominio computacional o modelo geométrico del sitio de estudio y sus alrededores inmediatos.
3. Arreglo de cuadrícula y enmallado, el cual incluye la división en subregiones del dominio computacional de acuerdo con la altura y densidad del edificio. El tamaño de la cuadrícula dependerá de la exactitud esperada del resultado y de la capacidad computacional de los equipos empleados.

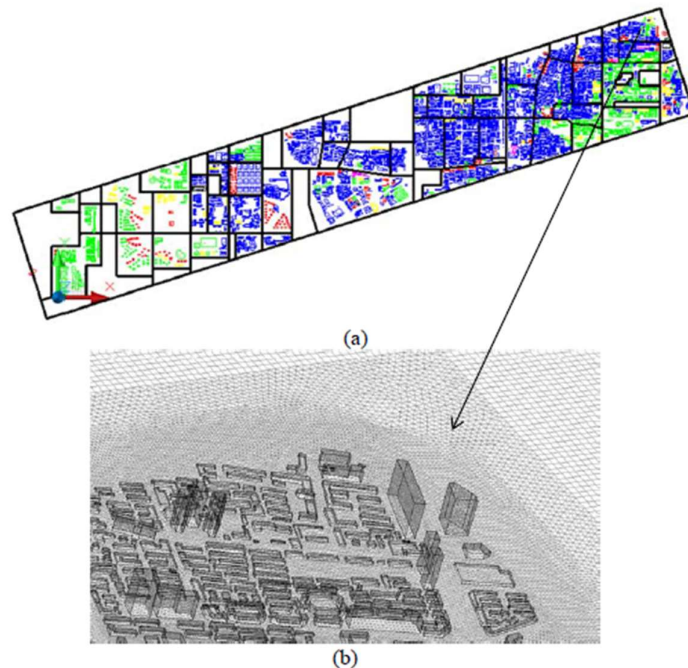


Figura 9.23. Generación de cuadrícula en un modelo a gran escala: a) Subregiones y b) cuadrículas sobre la superficie de los edificios y en la zona perimetral sin edificios. Adaptado de [85].

4. Establecimiento de condiciones de frontera, es decir, como es el flujo de viento de entrada (perfil de velocidad media) ya sea empleando la ley logarítmica o potencial para un modelo de micro-escala o usando datos de una estación meteorológica para un modelo a gran escala.
5. Resultados y validación del modelo para determinar el grado en que es una representación precisa del mundo real, es decir, la cuantificación de las incertidumbres del modelo CFD. Estas incertidumbres pueden determinarse comparando con resultados obtenidos por otros métodos de modelamiento como por ejemplo modelos físicos en túnel de viento o mediante mediciones.

La aplicación de modelos CFD requiere mucho tiempo consumido, en particular cuando se necesita modelar grandes áreas para evaluar adecuadamente el impacto de las estructuras en el flujo del viento. La complejidad de la geometría del dominio requiere el uso de potentes ordenadores para obtener resultados fiables y refuerza la no idoneidad de la mayoría de los programas CFD para el estudio de grandes áreas.

Una metodología desarrollada en [87] y [88], permite caracterizar el potencial eólico urbano, basado en la construcción de una superficie que envuelve el área de los edificios, de modo que pueda ser tratado como una orografía compleja, mediante un modelamiento de terreno digital urbano (U-DTM). Esta metodología reduce los costos computacionales asociados con los modelos CFD estándar para simular grupos de edificios, simplificando la geometría del mallado urbano y con posibilidad de extender el área de simulación a la escala de la ciudad. En algunas regiones la geometría de la ciudad se suaviza y los datos obtenidos de velocidad de viento pueden sobre estimar el potencial eólico en ambientes urbanos, por lo que se hace necesario corregir los mapas eólicos obtenidos para describir un flujo de viento más aproximado Ver figura 9.24.

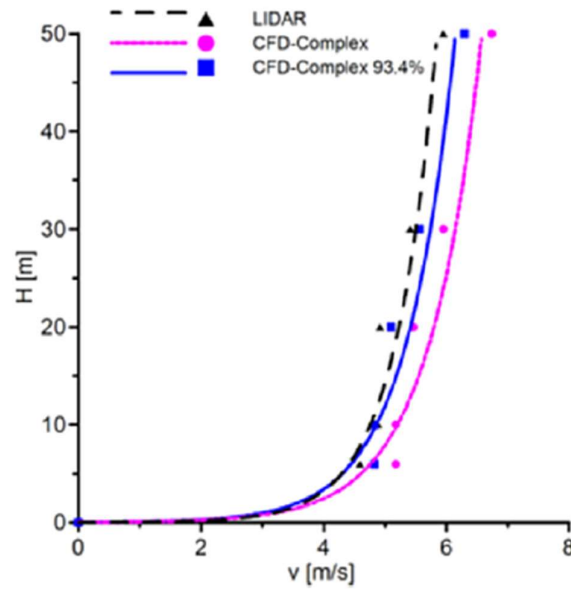


Figura 9.24. Comparación entre perfiles de velocidad media de viento estimados mediante modelo CFD complejo, mediante modelo CFD con geometría de edificios suavizada (con factor de corrección) y por mediciones con LIDAR. Adaptado de [87].

En la figura 9.25 se muestran los mapas obtenidos de la distribución espacial final de la velocidad media del viento y la densidad de potencia, obtenidos mediante la aplicación de factores de corrección, siendo 6.64% para la velocidad de viento media y 10% para la densidad de potencia, en un estudio realizado en dos ciudades de Portugal [81].

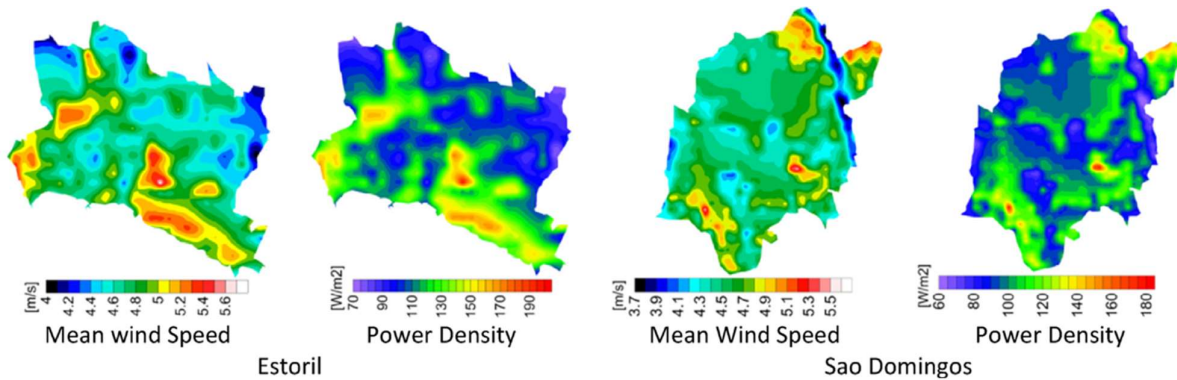


Figura 9.25. Distribución espacial de velocidad media de viento y densidad de potencia a una altura $h=10\text{m}$ en las ciudades de Estoril y Sao Domingos después de la aplicación de factores de corrección al modelo CFD complejo [87].

9.1.4 Modelos basados en extrapolaciones analíticas horizontales y verticales.

Estos modelos emplean datos de entrada de velocidad de viento obtenidos en estaciones meteorológicas cercanas al sitio de interés o de diferentes bases de datos, los cuales son usados en modelos de ecuaciones analíticas que extrapolan los resultados a la ubicación y altura requerida [68].

En la tabla 9.2 se muestra un compendio realizado en [68] de estudios recientes de modelamiento de velocidad de viento en áreas urbanas por métodos analíticos ordenados por fecha de publicación. Estos modelos usan la velocidad y dirección de viento como datos de entrada.

Estudio / Año	Ciudad	Escala temporal	Validación	Altura (m)	Altura Edificio (m)	Fuente Datos Entrada	Método de Extrapolación
[89] / 2002	Eindhoven, Países Bajos	Horaria	2 años	44,6	14,0	Aeropuerto	Profile
[90] / 2006	Basel, Suiza	Horaria	1 mes	22,4	14,0	Aeropuerto	Profile, TAPM (The Air Pollution Model)
[91] / 2013	Londres, UK	Anual	10 años	10,0	0,0	NOABL (Numerical Objective Analysis of the Boundary Layer)	IBL (Internal Boundary layer)
[92] / 2013	Londres, UK	Horaria	6 meses	100 – 1000	21,0	Aeropuerto	IBL (Internal Boundary layer)
[93] / 2013	Dublin, Irlanda	Horaria	1 año	5 – 17	6 – 10	Aeropuerto	Profile
[94] / 2013	Edinburgh, Leeds, Manchester, Nottingham, Warwick, UK	Climatológica	1,5 – 5 años	4 – 47,6	0 – 45	NCIC (National Climatic Information Center, UK Met office) / NOABL	Profile
[95] / 2013	38 ciudades, UK	Climatológica	1 – 5 años	8 – 43,3	Sin información	NCIC (National Climatic Information Center, UK Met office)	Profile

Tabla 9.2. Compendio de estudios recientes de modelamiento analítico de velocidad de viento en áreas urbanas, adaptado de [68]. *La escala temporal* se refiere al periodo de tiempo empleado para la estimación de la velocidad media de viento en un sector o lugar geográfico, *la validación* comprende el tiempo durante el cual el modelo se compara con datos medidos, *la altura* corresponde a la de interés sobre el nivel del suelo (ya sea la altura del eje aerogenerador o de la estación de medición) y la altura Edificio corresponde a la altura máxima de las edificaciones vecinas.

Los modelos con métodos denominados Profile en la tabla 9.2 usan la ley logarítmica (ecuación 2.1) de la velocidad de viento en condiciones de estabilidad atmosférica neutra con extrapolación doble horizontal y vertical, considerando la velocidad homogénea horizontalmente y un incremento de la velocidad con la altura.

La validación de estos métodos busca un cumplimiento de los supuestos fundamentales para los esquemas de extrapolación y, además, determinar en qué medida el terreno aguas arriba del sitio de interés influye en el modelado de la velocidad del viento dentro de la subcapa rugosa urbana [68].

Los modelos con el método de extrapolación denominado en la tabla 9.2 como IBL (Internal Boundary Layer) o Capa Limite Interna [96] [97], buscan dividir la capa límite en una capa mixta y en una o varias capas teniendo en cuenta cambios de rugosidad del suelo corriente arriba. Los perfiles se trasladan o combinan posteriormente a la altura de mezcla, en la cual la superficie y los obstáculos locales, tienen una influencia mínima en la velocidad de viento, con la opción de ser dependientes o no del terreno aguas arriba del sitio de interés como se muestra en la figura 9.26.

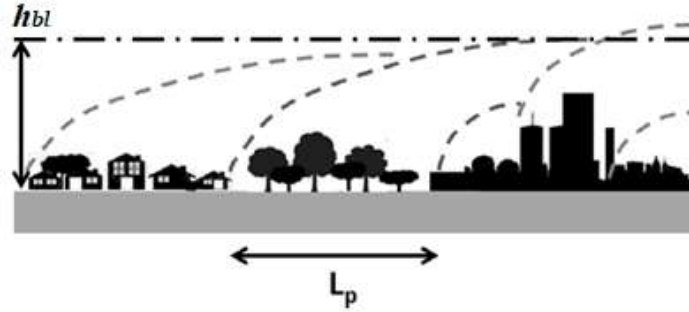


Figura 9.26. Representación esquemática de Capas Límites Internas en un ambiente urbano con vecindarios de diferente características y rugosidad. La altura de mezcla h_{bl} está indicada por la línea de trazo y punto. La longitud de cada capa interna L_p por líneas a trazos cortos. La relación h_{bl}/L_p se encuentra aproximadamente entre 0.03 y 0.13 y L_p entre 500 y 5000 m en áreas urbanas. Adaptado de [97].

En las figuras 9.27 y 9.28, se ilustran ejemplos de la aplicación del modelo IBL o de Capas límites internas. Como se puede ver, la altura de mezcla y la altura de la capa límite se modelan de manera diferente en áreas urbanas y en áreas no urbanas respectivamente. Esto también significa que la longitud de las capas aguas arriba que influyen en el sitio de interés pueden ser más cortas en las áreas urbanas (figura 9.27b).

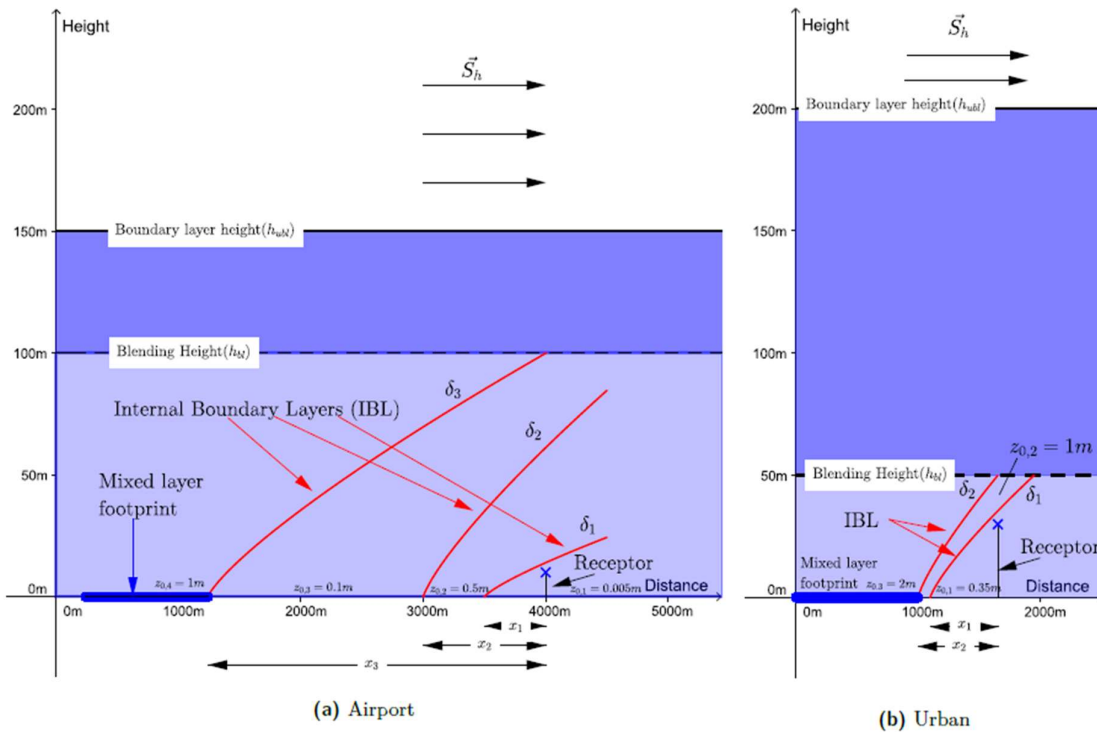


Figura 9.27. Ilustración de capa límite simplificada usada en el modelo IBL para una situación hipotética. Los IBL están marcados con línea roja, la línea negra punteada es la altura de mezcla, la altura de la capa límite está marcada con una línea negra continua, la estación de medición está marcada con una cruz azul, la subcapa rugosa está marcada con fondo azul claro y la capa de mezcla está marcada con fondo azul oscuro. Adaptado de [68]

La situación denominada Aeropuerto en la Fig. 9.27a es aquella donde el mástil está influenciado por un vecindario con una longitud de rugosidad de 0.5 m a una distancia aguas arriba de 500m a 1000m y un vecindario con una rugosidad de 1 m aproximadamente 3 km aguas arriba. El primer vecindario generará una capa límite, mientras que la segunda vecindad influirá en la capa mixta, en total se asumen tres IBL.

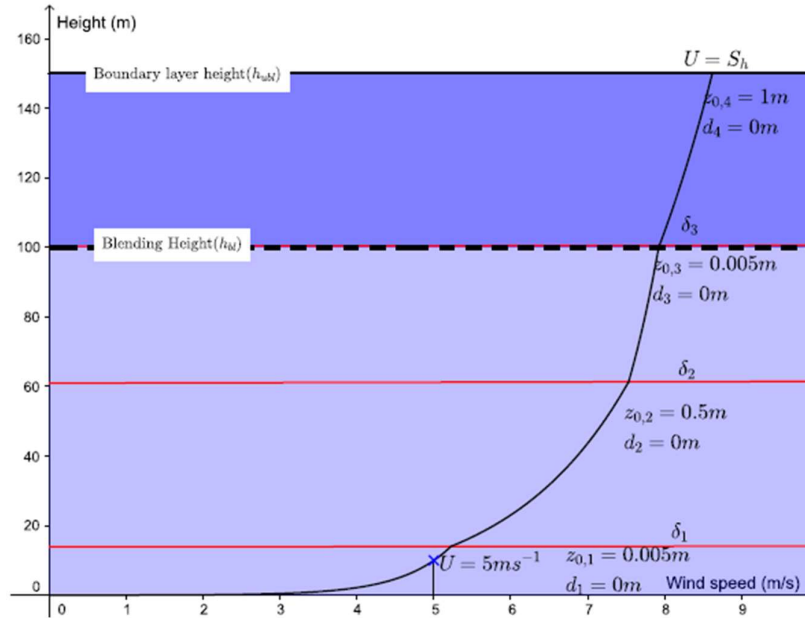


Figura 9.28. Ilustración del perfil de velocidad vertical en un aeropuerto con rugosidad no homogénea para una velocidad del viento de 5 m/s. El perfil de altura corresponde a la situación denominada “Aeropuerto” en la Fig. 9.27. Los colores se utilizan de la misma forma que en la Fig.9.27. Adaptado de [68]

En la tabla 9.3 se muestra las ecuaciones y constantes que se emplearán basados en el modelo IBL de Wieringa [96] conocido como “Corrección de Exposición” y en aproximaciones empíricas sugeridas en [68] y ecuaciones de metodologías propuestas por [98] y [99], siguiendo en resumen los siguientes pasos:

- Los datos medidos en una estación meteorológica, son extrapolados verticalmente a la altura de la capa de mezcla h_{bl} a través de extrapolación vertical.
- La velocidad y dirección de viento a la altura de la capa de mezcla, se asume constante sobre el área de interés permitiendo la extrapolación horizontal.
- La velocidad de viento en el emplazamiento urbano a la altura del proyecto es calculada a partir de la extrapolación vertical aguas abajo de los datos de velocidad de viento previamente extrapolados a la capa de mezcla

DESCRIPCION		
Extrapolacion Velocidad y Capas Limites		
Extrapolación Vertical capa Mezcla:	$U_{bl} = U_s \cdot \frac{\ln\left(\frac{h_{bl} - d_{bl}}{z_{0,e}}\right)}{\ln\left(\frac{h_s - d_s}{z_{0s}}\right)}$	Ecuación 9.3
Extrapolación Vertical Altura Proyecto:	$U = U_{bl} \cdot \frac{\ln\left(\frac{h - d}{z_o}\right)}{\ln\left(\frac{h_{bl} - d_{bl}}{z_{0,e}}\right)}$	Ecuación 9.4
Extrapolación horizontal:	$S_h \text{ (Entrada)} = S_h \text{ (receptor)}$	Ecuación 9.5
Dirección de Viento:	$WD \text{ (Entrada)} = WD \text{ (receptor)}$	Ecuación 9.6
Altura de capa Límite Interna (IBL):	$\delta_i = 0.28 z_{0,i} \left(\frac{x_i}{z_{0,i}}\right)^{0.8} \quad i = 1, 2, \dots \delta_i = h_{bl}$	Ecuación 9.7
Altura de Mezcla (h_{bl}):	$\left(\frac{h_{bl}}{1.7\kappa L_p + h_{bl}}\right)^2 = \sum_{i=1}^N \left[\lambda p_i / \left(\ln \frac{h_p}{z_{0,i}}\right)^2 \right]$	Ecuación 9.8
Longitud de rugosidad z_o y longitud Capa Interna L_p		
Longitud de rugosidad superficial efectiva $z_{o,eff}$	$\frac{1}{\left(\ln\left(\frac{L_p}{200 \cdot z_{o,eff}}\right)\right)^2} = \sum_{i=1}^N \left[\frac{1}{\left(\ln\left(\frac{L_p}{200 \cdot z_{0,i}}\right)\right)^2} \right] / N$	Ecuación 9.9
Longitud de capa interna (límites en condiciones urbanas)	$x_{start} = 0$	Ecuación 9.10
	$x_{end} = 1000\text{m}$	Ecuación 9.11
Parámetros Morfométricos, z_o y d para edificios	Uso de sistemas GIS	

Tabla 9.3. Resumen de ecuaciones y constantes empleados en el modelo de velocidad de viento IBL. Donde: U_s velocidad de viento medida, U_{bl} velocidad de viento a la altura de la capa de mezcla (h_{bl}); U velocidad de viento a la altura del proyecto (h); d_{bl} , d_s y d corresponden a la altura del desplazamiento en la capa de mezcla, en la estación de medición de datos y en el emplazamiento del proyecto respectivamente; $z_{0,e}$ longitud de rugosidad efectiva, S_h componente horizontal de la velocidad de viento a la altura de la capa de mezcla, WD dirección de viento, δ_i altura capa interna i , k constante de von Karman, λp_i índice de área plana de la capa interna, x_{start} y x_{end} son los límites que definen la longitud de la capa interna L_p . Adaptado de [68], [98] y [99].

Existen también diferentes métodos analíticos para evaluar la estabilidad atmosférica en la escala de Pasquill y su relación con la topografía del terreno tales como el de Richardson Gradient (RG), el de desviación estándar de dirección de viento (WDS), el de relación de velocidad de viento (WSR) y el de Monin-Obukhov (MO) presentados en [100], los cuales orientan en la elección de la ley (logarítmica o potencial) que se ajusta al flujo y perfil de viento en el sitio de interés. Para efectos prácticos se puede asumir que la atmosfera en las zonas urbanas es neutra [68], basados en estudios y observaciones [104].

Una ventaja de los modelos analíticos de extrapolación es el uso de herramientas computacionales accesibles y de bajo costo tales como hojas de cálculo o software de matemática computacional con lenguajes de programación que permiten la visualización de gráficas y la obtención de datos (Mat Lab, Scilab, Octave, entre otros). Además, para el análisis de la geometría de los edificios y obstáculos en un emplazamiento pueden consultarse herramientas de Sistemas de Información Geográfica (SIG o GIS). La selección o cálculo de los parámetros de longitud de rugosidad z_o y velocidad de fricción u^* es crítica para evitar errores de sesgo. En caso usar valores de tablas igualmente se recomienda un examen detallado del paisaje urbano alrededor de los sitios de observación e interés [101].

10. CASO DE ESTUDIO: MONTEVIDEO-URUGUAY

Se eligen dos lugares en la ciudad de Montevideo donde se evaluará en cada uno de ellos el recurso eólico disponible y se seleccionarán sistemas eólicos de microgeneración de energía eléctrica conectados a la red sintonizados a las características de cada lugar. El objetivo de este trabajo es aplicar y presentar opciones de modelos de evaluación del recurso de viento accesibles para el mayor número de técnicos y profesionales interesados en desarrollar y promover el uso de la energía eólica en esta escala, empleando herramientas disponibles a un menor costo, con resultados adecuados y utilizables, como alternativa por ejemplo, a la instalación de una estación de medición con anemómetro en el sitio de interés que requiere un alta inversión inicial de recursos que hace inviable económicamente proyectos de este tipo.

10.1 Emplazamiento del Proyecto

Los dos emplazamientos eólicos elegidos se ubican en zonas con distinta densidad urbana (una mayor que la otra), los cuales se describen a continuación:

Emplazamiento 1. NORDEX

Se ubica en una zona caracterizada por una transición rural-urbana (periferia) y uso de suelo industrial. Coordenadas geográficas: Latitud -34,789787 ; Longitud -56,222564

Emplazamiento 2. POCITOS

Se ubica sobre edificios en una zona caracterizada por ser altamente poblada y por la presencia de viviendas y comercios (casco urbano). Coordenadas: Latitud -34,910575 ; Longitud -56,145963

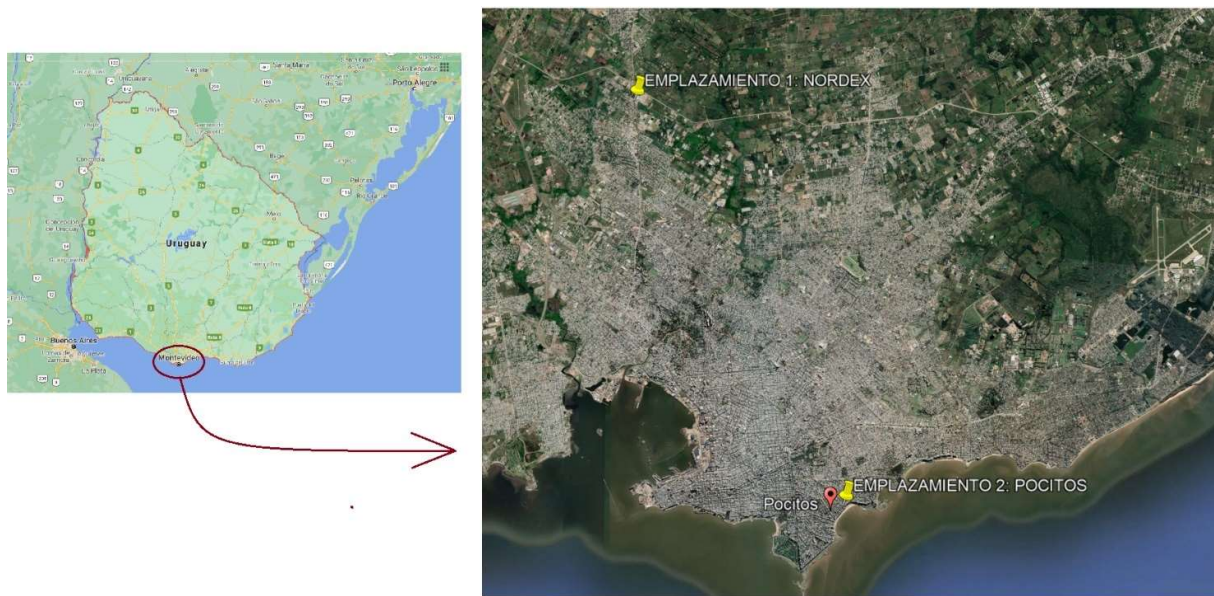


Figura 10.1. Mapas con la ubicación de los dos emplazamientos eólicos seleccionados en la ciudad de Montevideo, Uruguay. Adaptado de Google Maps y Google Earth Pro.

10.2 Regulación de la Microgeneración en Uruguay

Atendiendo la política energética del país de diversificar la matriz energética nacional, a partir del 1° de julio de 2010, en el marco del Decreto del Poder Ejecutivo No 173/010, está permitida la conexión a la red de Baja Tensión de la empresa eléctrica del Uruguay (UTE) de generación de origen renovable en base a fuentes de energía eólica, biomasa, solar y minihidráulica. En este marco normativo, el cliente puede intercambiar en forma bidireccional la energía con la red pública y UTE le compra toda la energía que dicho cliente entregue con la potencia contratada (PC), al mismo precio del cargo por energía que tiene como consumidor mediante la firma de un contrato a 10 años [111]. El decreto No 173/010 del Poder Ejecutivo de Uruguay (Ministerio de Industria, Energía y Minería) autoriza a instalaciones de microgeneración, así como la inyección a la red de BT de la energía asociada; estableciendo una división en función de la corriente máxima de régimen generada en baja tensión.

Las instalaciones descriptas en el primer párrafo del artículo 1 del decreto son aquellas que la corriente inyectada a la red no supera los 16 A, con excepción de los suministros monofásicos en redes con la configuración de retorno por tierra, en los que la corriente máxima de régimen a inyectar es de 25 A. Adicionalmente limita la potencia de generación a instalar a la potencia contratada (PC) que cuente el cliente. Dicho decreto establece en el segundo párrafo del artículo 1 que los suscriptores interesados en superar los máximos establecidos anteriormente, deben recabar en forma previa la conformidad expresa de UTE. Con el fin de determinar los límites máximos de inyección de potencia activa en las redes de BT. A efectos de diferenciar las instalaciones dados los límites antes descriptos, es que internamente en UTE ha adoptado la siguiente clasificación entre instalaciones microgeneradoras (MIG) en función de la potencia instalada y la tensión del suministro.

Tipo Instalación Microgeneradora IMG	Potencia Admitida
Monofásica	$\leq 3,7 \text{ kW y } \leq \text{PC}$
Trifásica 230 V	$\leq 6,4 \text{ kW y } \leq \text{PC}$
Trifásica 400 V	$\leq 11 \text{ kW y } \leq \text{PC}$
Monofásica con retorno por tierra	$\leq 5,75 \text{ kW y } \leq \text{PC}$

Tabla 10.1. Límites de potencia en instalaciones microgeneradoras (IMG). Adaptado de [111]

Tipo de Instalación Minigeneradora	Potencia Autorizada Máxima Instalación Minigeneradora
Trifásica 230 V	100 kW
Trifásica 400 V	150 kW

Tabla 10.2. Potencia máxima por inyectar en la red por Instalaciones Minigeneradoras (IMINIG). Adaptado de [111]

Requerimientos Técnicos Generales

Se lista a continuación los requerimientos técnicos generales que debe cumplir tanto una instalación microgeneradora como minigeneradora para solicitar su conexión a la red de BT de UTE.

Las IMG e IMINIG deben contar con (ver figura 10.2):

- a) Un interruptor general de la rama generadora que debe estar accesible en todo momento al personal de UTE y ser precintable en posición abierto. Este debe tener poder de corte igual o superior a la indicada por UTE en la potencia contratada (PC).
- b) Un medidor de energía activa que registre toda la energía generada, a los efectos de la información necesaria para el Balance Energético Nacional.
- c) Interruptor Automático Diferencial para la protección contra contactos indirectos.
- d) Un interruptor de interconexión automático para conexión y desconexión automática de la rama generadora, sobre el cual actúan las protecciones de máxima y mínima tensión y máxima y mínima frecuencia.
- e) Transformador para aislación galvánica entre la instalación generadora y la red de UTE.

Requerimientos de calidad de onda

A efectos de preservar la calidad de onda en la potencia contratada (PC), la unidad generadora se ajustará a las siguientes premisas:

- *Armónicos de corriente.* Para las IMG las emisiones de corriente armónica en la PC no superarán los valores establecidos en la norma IEC 61000-3-2 requisito clase A. En el caso de las IMNG las emisiones de corriente armónica en la PC no superarán los valores establecidos en la norma IEC 61000-3-12.
- *Flicker.* Para las instalaciones generadoras, los niveles de flicker resultantes en la PC no deben exceder los límites establecidos en la norma IEC 61000-3-3: P_{st} (flicker de corta duración) = 1 y P_{lt} (flicker de larga duración) = 0,65.
- *Huecos de tensión.* Las instalaciones generadoras no deben provocar en la PC huecos de tensión por fuera de los límites establecidos por las curvas de tolerancia ANSI 446 y CBEMA.
- *Requerimientos del factor de potencia.* Cada una de las unidades generadoras de energía eléctrica de la instalación generadora, deben disponer de un factor de potencia declarado por el fabricante igual o superior a 0.95.

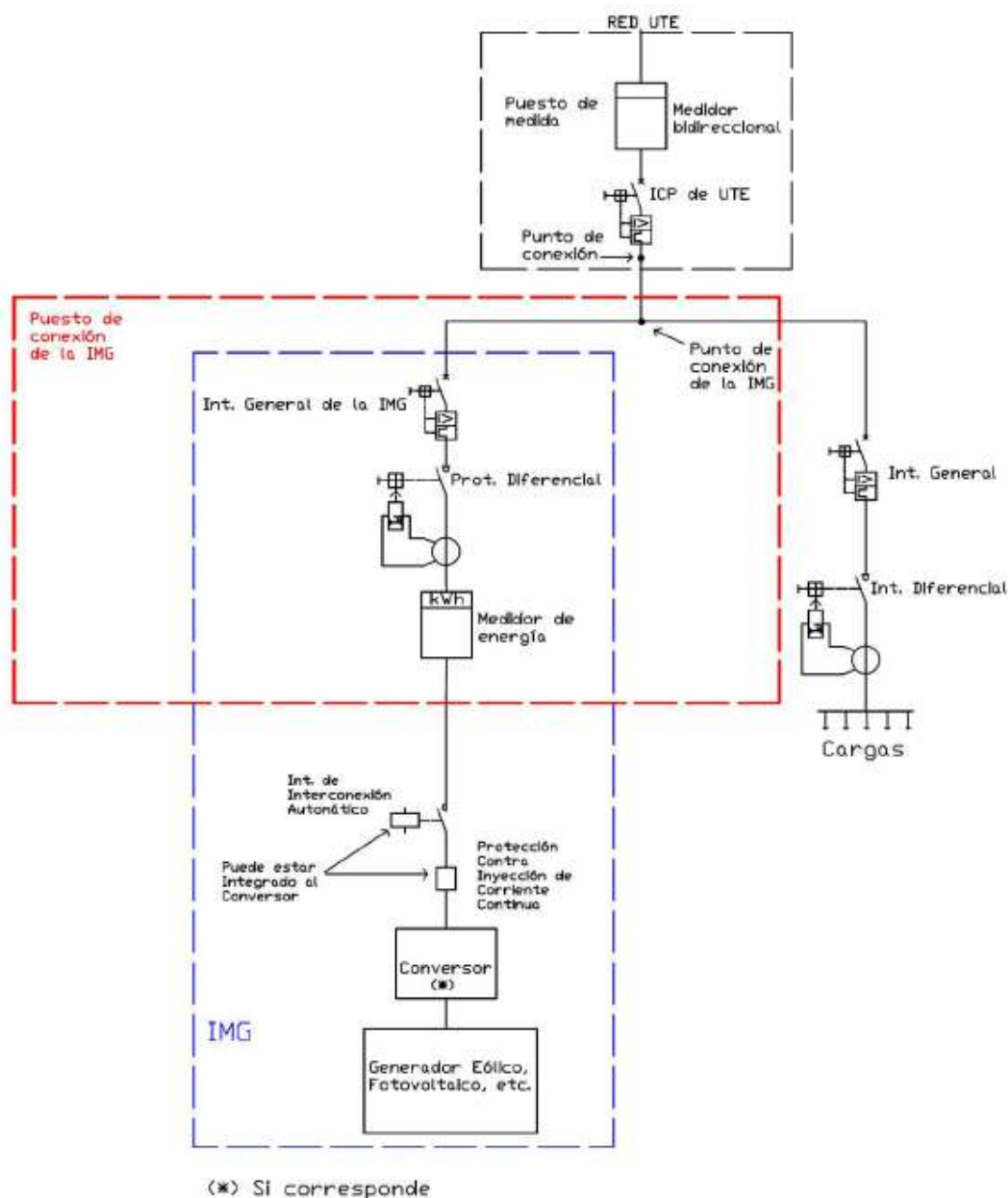


Figura 10.2. Diagrama unifilar tipo de la instalación del Microgenerador ⁷³.

Requerimientos de seguridad

Las instalaciones generadoras deben disponer de señales permanentes de advertencia, (*Aviso de Alimentación Doble - Microgeneración Instalada*) en un lugar visible para toda persona que pueda acceder a partes activas.

⁷³ Fuente:

<https://portal.ute.com.uy/sites/default/files/docs/Requisitos%20Particulares%20que%20Deben%20Cumplir%20Instalaciones%20y%20Equipos%20de%20Microgeneraci%C3%B3n.pdf>

Regulación de protecciones

La instalación generadora debe disponer de un sistema de protección anti-isla que frente a aperturas en la red de UTE, deje de energizar la red en un tiempo máximo de 500ms.

La reconexión de la instalación generadora con la red de BT de UTE debe ser automática y posterior a 3 min. de restablecida la tensión del sistema a los rangos de tensión y frecuencia reglamentarios:

- *Ajuste de máxima y mínima tensión.* Frente a valores anormales de tensión entre fases, fase-neutro o fase-tierra la instalación generadora se desconectará de la red de UTE conforme a los siguientes tiempos máximos:

Rango de voltaje (% de Vn)	Tiempo de apertura (s)
$V < 85$	1,5
$V \geq 115$	0,2

Tabla 10.3. Ajustes de máxima y mínima tensión. Adaptado de [111]

- *Ajuste de máxima y mínima frecuencia.* Frente a valores anormales de frecuencia, la IMG se desconectará de la red de UTE conforme a los siguientes tiempos máximos:

Rango de frecuencia (Hz)	Tiempo de apertura (s)
$f \leq 47$	0,5
$f > 51$	0,5

Tabla 10.4. Ajustes de máxima y mínima frecuencia. Adaptado de [111]

- *Ajuste del dispositivo de sincronismo.* Frente a valores anormales de frecuencia, la IMG se desconectará de la red de UTE conforme a los siguientes tiempos máximos:

Diferencia de frecuencia (Hz)	Diferencia de Tensión (%)	Diferencia de fase (°)
0,3	10	20

Tabla 10.5. Ajustes del dispositivo de sincronismo. Adaptado de [111]

Procedimiento y Trámite

Para el cliente interesado en instalar generación en su instalación interior y que ésta funcione en paralelo con la red de UTE de BT, el procedimiento de solicitud es el siguiente:

- El cliente se debe presentar en cualquier oficina comercial de UTE con un formulario normalizado de solicitud de conexión y la información adicional establecida.

- Para el caso de las IMINIG, UTE realiza un Estudio de Conectividad donde se analiza si son necesarias modificaciones adicionales en la red de BT de UTE, las cuales son a cargo del interesado.
- Luego el interesado debe entregar la documentación que acredite que la instalación cumple con los requerimientos técnicos antes mencionados, firma un Contrato y Convenio de Conexión.
- Posteriormente se coordina una fecha entre las partes para la realización de los *Ensayos y Verificaciones* de puesta en servicio por parte del Técnico Instalador habilitado por UTE.
- Finalmente con la documentación que acredita los resultados satisfactorios de las pruebas de entrada en servicio, UTE firma un acta de habilitación para entrar en servicio.

Estudios de conectividad

El estudio define las modificaciones adicionales a introducir en la RED DE UTE de BT y las restricciones operativas a ser incluidas en el Acuerdo Operativo, documento que está incluido en el Convenio de Conexión a ser firmado entre las partes. Para la realización del estudio de conectividad se realiza un modelado de la RED DE UTE involucrada, usando un software para análisis de flujos de carga. Se modela desde la barra de salida de media tensión de la estación involucrada, pasando por la subestación de MT/BT, hasta la salida de BT que alimenta a la IMINIG.

La IMINIG tiene asociada una carga con POTENCIA CONTRATADA, la cual siempre es mayor o igual a la Potencia nominal de la IMINIG.

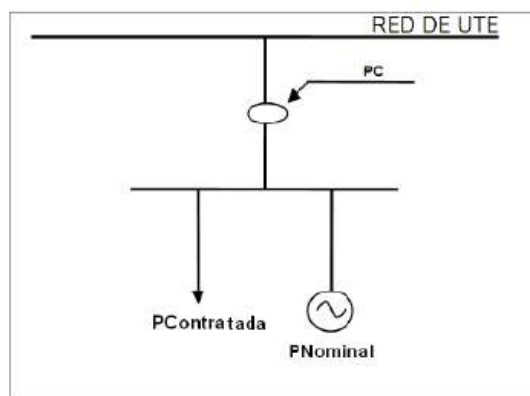


Figura 10.3. Esquema del Modelo de la red de UTE. Adaptado de [111]

Ensayos y Verificaciones

Los ensayos y verificaciones para la puesta en servicio de las instalaciones generadoras son responsabilidad del MICROGENERADOR o MINIGENERADOR, para lo cual debe estar presente un técnico instalador habilitado por UTE.

10.3 Datos disponibles y Evaluación del Recurso

Para la evaluación del recurso se seguirán los pasos descritos en el capítulo 9. En la siguiente tabla se describe la información disponible para cada emplazamiento y el modelo empleado en cada uno para obtener los datos de velocidad de viento.

EMPLAZAMIENTO EOLICO	MODELO OBTENCION Y EVALUACIÓN DATOS DE VIENTO	DESCRIPCION	DATOS DISPONIBLES	HERRAMIENTAS PROCESAMIENTO DATOS
1. NORDEX	Modelo Analítico de Capas Internas Límites (IBL's). Ver tabla Ecuaciones 9.3	Se extrapolarán los datos de una estación meteorológica cercana al sitio y altura de interés. Se evaluarán los efectos en la velocidad de viento de las capas aguas arriba del emplazamiento. Se compararán los resultados con los datos obtenidos de una estación meteorológica instalada en el lugar del proyecto anteriormente.	Datos de mediciones de velocidad de viento en estación meteorológica ubicada en el Aeropuerto de Melilla por el INUMET (Instituto Uruguayo de Meteorología).	Hojas de Cálculo. Software SIG (Sistema de Información Geográfica)
2. POCITOS	Modelo Físico a escala del sitio urbano de interés.	Se prueba el modelo físico de una manzana urbana compuesta por varios edificios en un tunel donde se hace incidir el viento desde diferentes direcciones, seleccionando varios puntos o ubicaciones donde se medirá la velocidad de viento.	Datos de mediciones de velocidad de viento en 11 puntos de interés en el modelo físico, obtenidos en el Tunel de Viento de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de la República Uruguay.	Hojas de Cálculo. Software CAD.

Tabla 10.6. Descripción del modelo de evaluación de recurso eólico de cada emplazamiento seleccionado y los datos disponibles.

10.3.1 Emplazamiento Eólico NORDEX.

Se evalúa el recurso eólico disponible en este emplazamiento siguiendo el procedimiento descrito en la sección 9.2 y empleando el método de IBLs para calcular el efecto de la topografía en la velocidad de viento, a partir de la extrapolación de los datos de origen de una estación meteorológica cercana a la nueva altura de interés.

Los datos de origen corresponden a los medidos en la estación meteorológica del Aeropuerto de Melilla disponibles desde el 08/03/2017 hasta el 31/05/2021, facilitados por cortesía del INUMET mediante informe climatológico según trámite CLIM-2021-000120. Estos datos se organizan y filtran en 4 series anuales (2018, 2019, 2020 y 2021), cada serie con datos agrupados durante el mismo periodo de medición mensual de la estación meteorológica instalada en el lugar del proyecto (Nordex) entre los años 2007 y 2008, es decir, entre el 11/12 y el 03/03 para ser comparados entre si una vez se realicen la extrapolación y ajuste de los datos de origen de la estación de Melilla. En la figura 10.4 se muestra la ubicación geográfica de ambos lugares y la distancia estimada entre ellos:

Nombre	Altitud (m)	Grados, Minutos, Segundos		UTM - 21H	
		Latitud (S)	Longitud (W)	Latitud	Longitud
Estación Automática MELILLA	48	34° 47' 24	56° 15' 58.6	6.150.010	567.124
Emplazamiento NORDEX	48	34° 47' 23	56° 13' 21.2	6.150.011	571.124

Tabla 10.7. Coordenadas geográficas ubicación estación Melilla y Nordex.



Figura 10.4. Distancia estimada entre la estación meteorológica de Melilla y emplazamiento del proyecto en NORDEX. Fuente mapa: Google Earth

Extrapolación de datos velocidad de viento y efectos de la topografía

Para realizar la extrapolación de los datos de velocidad desde la estación de Melilla a Nordex tomando en cuenta los efectos de la topografía, es necesario definir el número y dimensiones de las capas limites internas alrededor de estos dos lugares. En la figura 10.5 se muestra una caracterización del terreno alrededor de los dos emplazamientos, se identifican dos tipos:

* Suburbano (*Sb*). Con mayor rugosidad debido a la presencia de edificaciones y vegetación alta.

* Parque (*Pa*). Con menor rugosidad por la presencia de pocas edificaciones y mayor vegetación

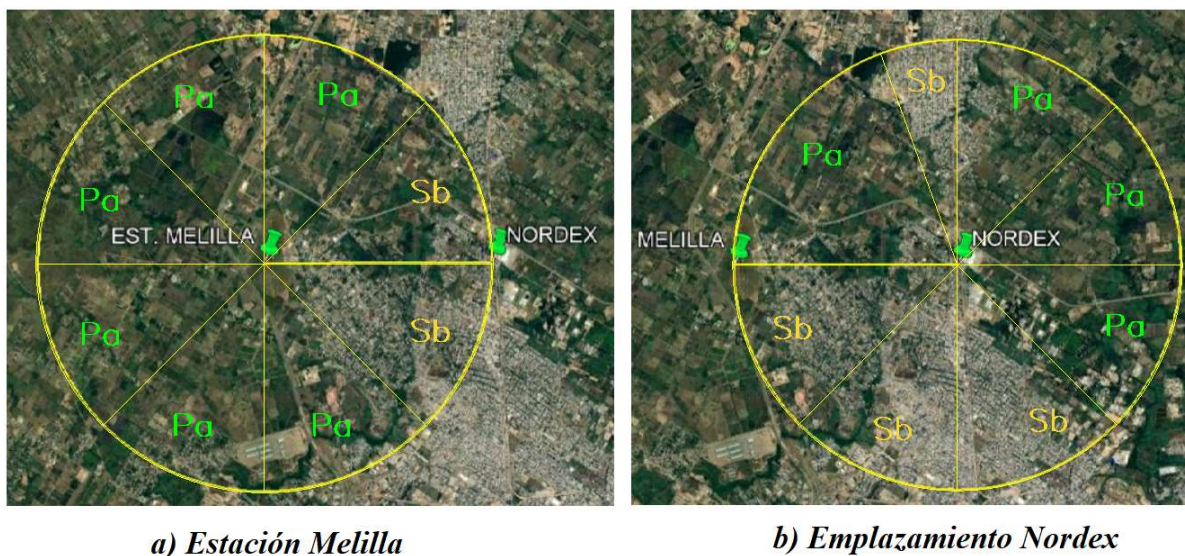


Figura 10.5. Identificación del tipo de terreno a un radio de 2.000 m alrededor de la estación Melilla y de Nordex: Suburbano *Sb* y Parque Urbano *Pa*. Fuente mapa Google Earth.

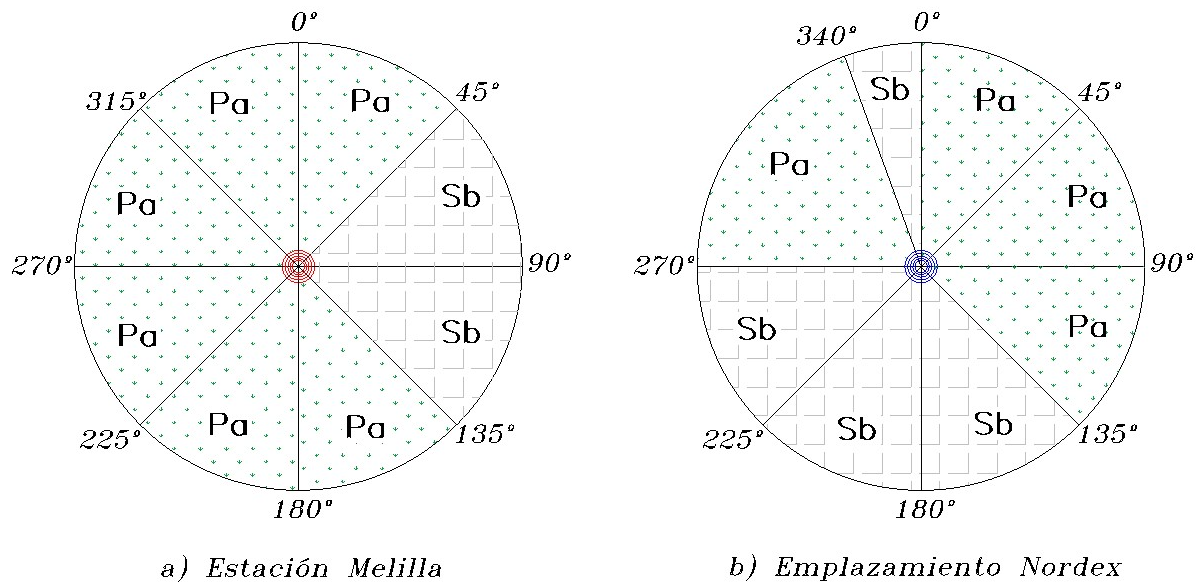


Figura 10.6. Caracterización y comparación del tipo de terreno por sectores angulares entre Melilla y Nordex.

En las figuras 10.5 y 10.6 se observan los sectores angulares que tienen características de terreno comunes y diferentes entre los dos lugares, lo cual permite orientar la aplicación del método analítico de capas limites internas (IBL's) para extrapolar los datos de velocidad de viento medidos en la estación meteorológica de Melilla hacia el emplazamiento del proyecto en Nordex, de la siguiente forma:

- *Datos de velocidad medidos en Melilla entre 0° y 45°:* Se extrapolarán a Nordex sin cambios o ajustes debido a que en este sector en ambos lugares se tiene un terreno tipo Parque (Pa).
- *Datos de velocidad medidos en Melilla entre 46° y 135°:* Se extrapolarán a Nordex aplicando el método IBL's, en este caso ajustando los datos pasando de un terreno suburbano (rugosidad mayor) a un terreno de Parque (rugosidad menor).
- *Datos de velocidad medidos en Melilla entre 136° y 270°:* Se extrapolarán a Nordex aplicando el método IBL's, ajustando los datos pasando de un terreno tipo Parque (rugosidad menor) a un terreno suburbano (rugosidad mayor).
- *Datos de velocidad medidos en Melilla entre 271° y 340°:* Se extrapolarán a Nordex sin cambios o ajustes debido a que en este sector en ambos lugares se tiene un terreno tipo Parque (Pa).
- *Datos de velocidad medidos en Melilla entre 341° y 360°:* Se extrapolarán a Nordex aplicando el método IBL's, ajustando los datos pasando de un terreno tipo Parque (rugosidad menor) a un terreno suburbano (rugosidad mayor).

Para aplicar las ecuaciones de la tabla 9.3 y hacer la extrapolación de los datos es necesario calcular los parámetros morfométricos de cada tipo de terreno considerado (Suburbano y Parque), lo cual se realiza mediante el software QGIS usando el complemento UMEP (Urban Multi-scale Environmental Predictor) [102].

En la figura 10.7 se muestra un esquema del número de capas límites definidas entre Melilla y Nordex para caracterizar el terreno tipo suburbano (Sb), tomando como referencia la dirección Oeste-Este entre estos dos sitios.

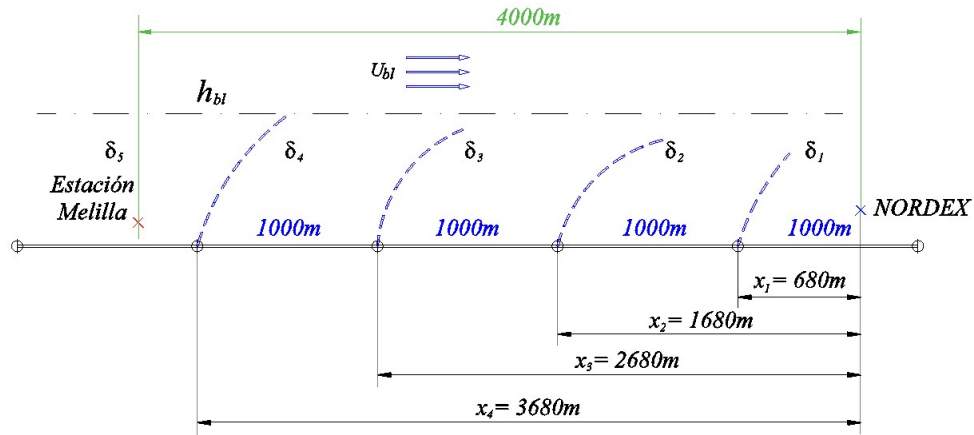


Figura 10.7. Dimensionamiento de capas límites entre la estación meteorológica de Melilla y NORDEX en la dirección Oeste-Este como referencia para caracterizar un terreno tipo Suburbano (Sb).

Primero se buscan Modelos de Elevación Digital o DEM (Digital Elevation Model) existentes y de libre acceso de la zona geográfica evaluada consultando diferentes bases de datos como por ejemplo el Earth Explorer (EE) del United States Geological Survey (USGS)⁷⁴ o el ALOS Digital Surface Model⁷⁵. El DEM incluye la superficie y las alturas del terreno sobre el nivel del mar en archivo con formato raster y extensiones geotiff o tiff [103]. Usando QGIS se integran los edificios sobre esta capa raster usando datos vectoriales como polígonos con una altura estimada y con el UMEP se combinan para generar un DSM (Digital Surface Model). Sobre este DSM se establecen grillas que corresponderán a cada capa limite interna, cada una de 1000m x 1000m, como se muestra en la siguiente figura:

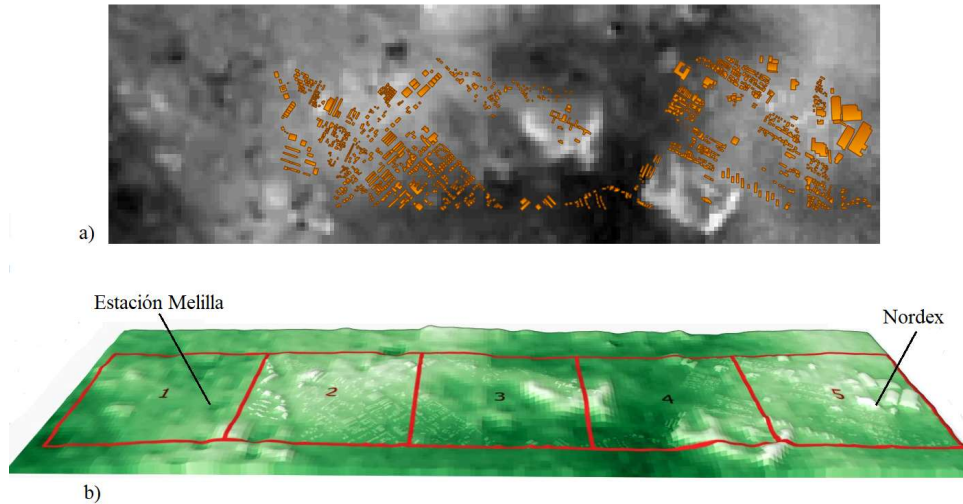


Figura 10.8. Modelamiento de la superficie del terreno tipo Suburbano en QGIS. a) Integración de edificios mediante polígonos al DEM. b) DSM obtenido después de combinar edificios con el DEM del terreno mediante UMEP. En rojo las grillas (grids) que corresponderán a las capas límites internas definidas.

⁷⁴ [EarthExplorer \(usgs.gov\)](http://EarthExplorer.usgs.gov)

⁷⁵ https://www.eorc.jaxa.jp/ALOS/en/index_e.htm

Con lo anterior y teniendo definida las grillas, se usa el complemento Morphometric Calculator del UMEP en QGIS y se calculan los diferentes parámetros morfométricos (ver sección 9.2.3) que se muestran en la siguiente tabla:

Capa Límite Interna IBL (Fig. 10.7)	Grid (Fig. 10.8b)	Indice de Area plana λ_p	Indice de Area frontal λ_p	Altura (m) promedio de Edificios H_{av}	Altura (m) máxima de Edificio H_{max}	Desviación Estandar (m) altura edificios σ_H	Longitud de rugosidad z_o (m)	Altura Plano Desplazamiento o nulo d (m)
δ_1 – Nordex	5	0,155	0,115	8,57	18,56	3,33	0,662	8,565
δ_2	4	0,072	0,061	6,71	16,72	2,41	0,401	5,261
δ_3	3	0,065	0,060	6,91	14,99	2,15	0,417	4,980
δ_4	2	0,132	0,182	7,79	18,01	3,36	0,970	7,656
δ_5 – Melilla	1	0,000	0,000	0,00	0,00	0,00	0,03	0,10

Tabla 10.8. Parámetros morfométricos de Capas límites internas (IBL's) para terreno tipo Suburbano (*Sb*), obtenidos del modelamiento realizado en QGIS.

Con los datos anteriores se calculan la altura de cada capa límite interna IBL (ecuación 9.7), la altura de mezcla h_{bl} (ecuación 9.8), y la longitud de rugosidad superficial efectiva $z_{o,e}$ (ecuación 9.9) para el terreno tipo suburbano (*Sb*):

Capa Límite Interna IBL (Fig. 10.7)	Altura de IBL (m) δ_i	Altura de Mezcla (m) h_{bl}	Longitud rugosidad superficial efectiva (m) $z_{o,eff}$
δ_1 – Nordex	47,57	101,2	0,632
δ_2	88,72		
δ_3	129,93		
δ_4	198,24		

Tabla 10.9. Datos calculados de altura IBLs, altura de mezcla, altura de capa límite y longitud rugosidad efectiva para terreno tipo Suburbano (*Sb*).

En la figura 10.9 se muestra el esquema de capa límite interna para el terreno tipo *Parque (Pa)*, tomando como referencia la zona ubicada en la dirección este u oriental de Nordex donde se tiene un terreno con vegetación predominante y con pocas edificaciones. En esa dirección también el flujo de viento tiene una transición desde una zona con presencia de edificaciones a una zona a campo abierto. Los datos de entrada corresponderán a los datos medidos en la estación Melilla.

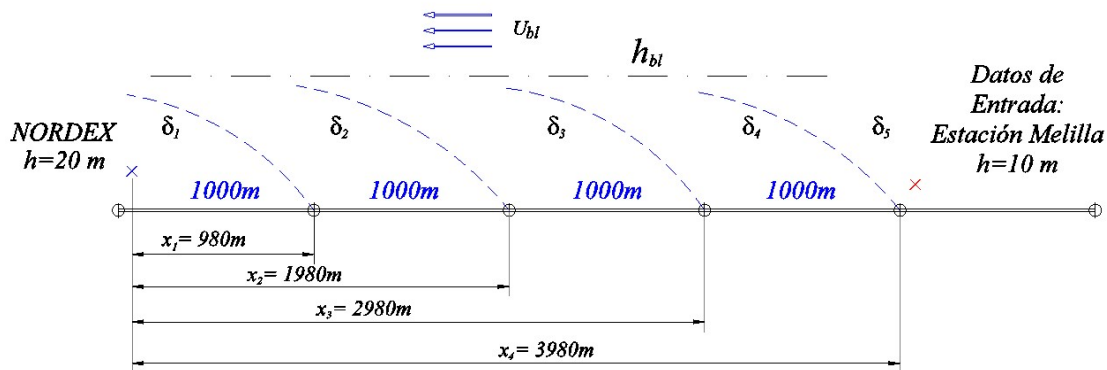


Figura 10.9. Dimensionamiento de capas límites como referencia para caracterizar un terreno tipo Parque (*Pa*).

Los parámetros morfométricos de las capas límites internas para el terreno *Pa* compartirán las mismas características de algunas capas dentro del terreno suburbano *Sb* ya calculadas, en este caso se usarán los mismos valores que la grid 1 (o IBL 5) y la grid 3 (o IBL 3) mostrados en la tabla 10.8.

Capa Límite Interna IBL (Fig. 10.9)	Grid (Fig. 10.8b)	Índice de Área plana λ_p	Índice de Área frontal λ_{pf}	Altura (m) promedio de Edificios H_{av}	Altura (m) máxima de Edificio H_{max}	Desviación Estandar (m) altura edificios σ_H	Longitud de rugosidad z_o (m)	Altura Plano Desplazamiento nulo d (m)
δ_1 – Nordex	1	0	0,000	0,00	0,00	0,00	0,030	0,100
δ_2	3	0,065	0,060	6,91	14,99	2,15	0,417	4,980
δ_3	3	0,065	0,060	6,91	14,99	2,15	0,417	4,980
δ_4	3	0,065	0,060	6,91	14,99	2,15	0,417	4,980
δ_5	1	0,000	0,000	0,00	0,00	0,00	0,030	0,100

Tabla 10.10. Parámetros morfométricos de Capas límites internas (IBL) para terreno tipo Parque Urbano (*Pa*)

Con los datos anteriores se estiman la altura de cada capa límite interna IBL (ecuación 9.7), la altura de mezcla h_{bl} (ecuación 9.8), y la longitud de rugosidad superficial efectiva $z_{o,e}$ (ecuación 9.9) para el terreno tipo Parque (*Pa*):

Capa Límite Interna IBL (Fig. 10.9)	Altura de IBL (m) δ_i	Altura de Mezcla (m) h_{bl}	Longitud rugosidad superficial efectiva (m) $z_{o,eff}$
δ_1 – Nordex	34,32	65,15	0,315
δ_2	101,98		
δ_3	141,44		
δ_4	176,89		

Tabla 10.11. Datos calculados de altura IBLs, altura de mezcla, altura de capa límite y longitud rugosidad efectiva para terreno tipo Parque (*Pa*).

Empleando las Ecuaciones 9.3 y 9.4, reemplazando los parámetros morfométricos correspondientes (ver tablas 10.8 y 10.10), se realiza primero la extrapolación de datos de velocidad de viento desde el aeropuerto de Melilla a la altura de la capa de mezcla (h_{bl}) y luego a la altura del emplazamiento del proyecto ($h=20m$).

Para evaluar el desempeño del modelo, se comparan los datos extrapolados con las mediciones realizadas en Nordex entre el 2007 y el 2008, se elige el valor de la mediana en lugar de la media para cada intervalo de dirección por ser más representativa en las distribuciones asimétricas [68].

En la figura 10.10 se puede observar el comparativo entre las series de datos anuales extrapoladas desde la estación Melilla y los datos medidos en la estación meteorológica de NORDEX, graficando las medianas de la velocidad de viento en función de la dirección, sin tomar en cuenta los obstáculos cercanos o sombras de viento.

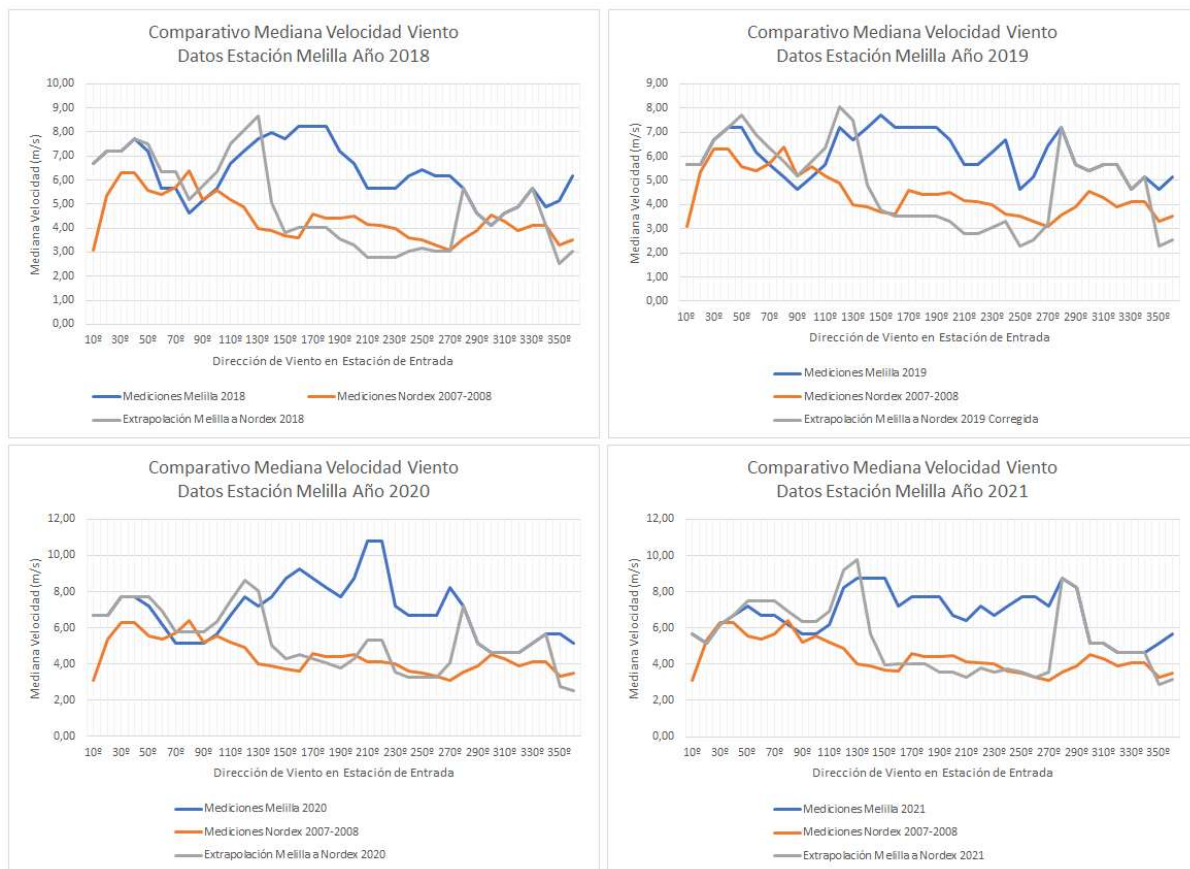


Figura 10.10. Gráficas de las medianas de velocidad de viento de las mediciones en la estación meteorológica de Melilla, la extrapolación de datos con el modelo analítico y los datos medidos en NORDEX en función de la dirección de viento. Años 2018, 2019, 2020 y 2021.

En la figura anterior, en los datos extrapolados de Melilla a Nordex (línea gris) se observa el efecto aguas arriba de las capas límites internas y de la rugosidad del terreno, reflejado en menores valores de velocidad en el emplazamiento del proyecto respecto a los datos medidos por la estación en Melilla (línea gris), como por ejemplo en el intervalo 135° a 270° y el efecto contrario (mayores valores de velocidad) en el intervalo entre 45° y 135°.

En el intervalo entre 90° y 135°, en las cuatro gráficas se observa una “cresta” en la curva gris correspondiente a la extrapolación de Melilla a Nordex, que diverge de la curva de las mediciones realizadas en Nordex (color naranja), debido a que el modelo asume la extrapolación de los datos de un terreno de rugosidad mayor a uno de rugosidad menor aumentando la velocidad en este intervalo, por lo que es posible que las mediciones en Nordex están reflejando un efecto de los obstáculos en este sector que no está contemplado en el modelo.

También se observa que en los intervalos 135° a 270° y 300° a 360° los datos del modelo analítico y los datos medidos en Nordex convergen.

Evaluación de obstáculos cercanos y su afectación en la dirección del viento.

En la figura 10.11 se identifican con números los obstáculos (edificaciones) que pueden generar “sombra de viento” al aerogenerador ubicado en NORDEX. Se establecen dos criterios para identificarlos:

- Altura máxima del obstáculo en función de la distancia entre el aerogenerador y el obstáculo. Ver figura 9.12.
- Obstáculo visto desde el aerogenerador que afecta flujo de viento en función de L_e/D_e (distancia del aerogenerador al obstáculo/diámetro de rotor equivalente obstáculo). Ver ecuaciones 9.1, 9.2 y figura 9.13.

Si alguno de los dos criterios indica obstrucción por parte del obstáculo se determina que el flujo de viento será perturbado en esa dirección. Si ambos criterios indican que no hay obstrucción se determina que los obstáculos no tendrán efecto o perturbación sobre el flujo de viento. Se filtrarán o incluirán aquellos datos de velocidad de viento comprendidos en estos sectores para la evaluación del recurso eólico del lugar.



Figura 10.11. Identificación de obstáculos que pueden afectar el flujo de viento alrededor del emplazamiento, enumerados del 1 al 12. Adaptado mapa Google Earth

En la siguiente tabla (10.12) se muestra un resumen de este análisis, tomando como referencia un aerogenerador con un diámetro D de pala de hasta de 5m.

					Distancia desde Turbina en D	Criterio 1 $h_{hub} = 20m$				Criterio 2 Tipo Sector	Estado flujo viento
Obstáculo	H (m)	W (m)	De (m)	Le (m)	($D=5m$)	Figura 9.12	Tipo Sector	Angulo θ°	Le/De	Figura 9.13	
1	12	58	19,89	240	48	$H < \frac{4}{3}(H_{hub} - \frac{1}{2}D)$	Sin Obstrucción	35,55	12,07	Con Obstrucción	Perturbado
2	10	128	18,55	280	56	$H < \frac{4}{3}(H_{hub} - \frac{1}{2}D)$	Sin Obstrucción	32,77	15,09	Con Obstrucción	Perturbado
3	12	66	20,31	102	20	$H < H_{hub} - \frac{1}{2}D$	Sin Obstrucción	52,81	5,02	Con Obstrucción	Perturbado
4	12	105	21,54	178	36	$H < \frac{4}{3}(H_{hub} - \frac{1}{2}D)$	Sin Obstrucción	41,65	8,26	Con Obstrucción	Perturbado
5	12	72	20,57	60	12	$H = \frac{2}{3}(H_{hub} - \frac{1}{2}D)$	Sin Obstrucción	68,77	2,92	Sin Obstrucción	Sin Perturbación
6	6	80	11,16	9	2	$H < \frac{1}{3}(H_{hub} - \frac{1}{2}D)$	Sin Obstrucción	104,77	0,81	No aplica	Sin Perturbación
7	8	42	13,44	256	51	$H < \frac{4}{3}(H_{hub} - \frac{1}{2}D)$	Sin Obstrucción	30,42	19,05	Sin Obstrucción	Sin Perturbación
8	8	35	13,02	490	98	$H < \frac{4}{3}(H_{hub} - \frac{1}{2}D)$	Sin Obstrucción	25,88	37,63	No aplica	Sin Perturbación
9	8	55	13,97	200	40	$H < \frac{4}{3}(H_{hub} - \frac{1}{2}D)$	Sin Obstrucción	33,38	14,32	Con Obstrucción	Perturbado
10	8	65	14,25	45	9	$H < \frac{2}{3}(H_{hub} - \frac{1}{2}D)$	Sin Obstrucción	66,26	3,16	Con Obstrucción	Perturbado
11	6	24	9,60	70	14	$H < \frac{2}{3}(H_{hub} - \frac{1}{2}D)$	Sin Obstrucción	44,11	7,29	Sin Obstrucción	Sin Perturbación
12	8	24	12,00	110	22	$H < H_{hub} - \frac{1}{2}D$	Sin Obstrucción	39,79	9,17	Con Obstrucción	Perturbado

Tabla 10.12. Análisis de los obstáculos vistos desde el aerogenerador para determinar los sectores angulares sin perturbación para el flujo de viento.



Figura 10.12. Análisis de sectores angulares que no generan perturbación al flujo de viento sobre el aerogenerador.

Es decir, que se filtrarán o incluirán datos de velocidad de viento en los siguientes sectores angulares:

- Entre 0 y 3°
- Entre 85° y 256°

Series de datos de velocidad de viento ajustadas y análisis de rosa de los vientos

Se generan nuevas series de velocidad de viento a partir de los datos de velocidad extrapolados resumiendo únicamente aquellos comprendidos entre los sectores angulares que no generan perturbación de viento (ver figura 10.12). Se realizan las estimaciones de la función de densidad de probabilidad de las series de datos del 2018, 2019, 2020 y 2021, las cuales se muestran en la siguiente figura:

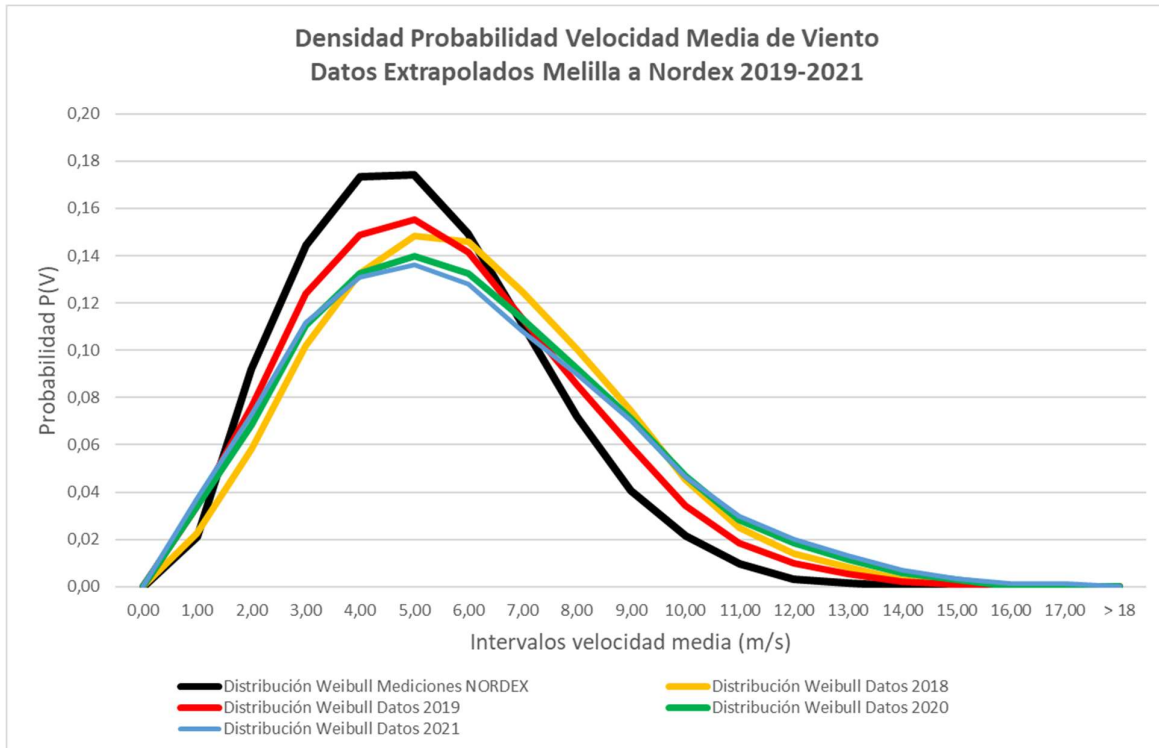


Figura 10.13. Curvas de la distribución de Weibull o Densidad de Probabilidad de las series de datos extrapolados y filtrados por dirección de la estación Melilla a Nordex entre los años 2019 y 2021. Se incluye también la curva de la función de Weibull de los datos medidos de velocidad en Nordex entre el 2007 y el 2008 (color negro).

En la figura anterior se observa que las distribuciones de los años 2019 (roja) y la del 2020 (en verde) son las que más se ajustan a la distribución de las mediciones realizadas en NORDEX. En las tablas 10.13 y 10.14 se muestra un resumen de los parámetros meteorológicos de estas series de datos:

- Velocidad media por intervalo,
- Desviación estándar σu ,
- Intensidad de turbulencia Iu
- Potencia meteorológica Pm .

Los valores de c y k se obtuvieron mediante el Weibull calculator ⁷⁶

⁷⁶ The Swiss Wind Power Data Website: <https://wind-data.ch/tools/weibull.php?lng=en>

Intervalo Clase (m/s)	Frecuencia	Frecuencia %	Velocidad media por Intervalo (m/s)	Etiqueta Intervalo	P(v) Datos Velocidad Media	Distribución Weibull c=5,70 m/s; k=2,10	σ_u	I_u	Pm (W/m ²)
0	0	0,00%	0,00	0,00	0,0000	0,00000	0,00		0,00
0,1 - 1,00	49	0,88%	0,66	1,00	0,0088	0,03407	0,15		0,01
1,01 - 2,00	504	9,01%	1,43	2,00	0,0901	0,07615	0,27	19%	0,14
2,01 - 3,00	852	15,23%	2,48	3,00	0,1523	0,12384	0,29	12%	1,15
3,01 - 4,00	872	15,58%	3,40	4,00	0,1558	0,14890	0,25	7%	3,59
4,01 - 5,00	773	13,81%	4,39	5,00	0,1381	0,15511	0,28	6%	8,02
5,01 - 6,00	785	14,03%	5,44	6,00	0,1403	0,14134	0,29	5%	13,94
6,01 - 7,00	553	9,88%	6,52	7,00	0,0988	0,11341	0,31	5%	19,25
7,01 - 8,00	224	4,00%	7,46	8,00	0,0400	0,08526	0,14	2%	21,68
8,01 - 9,00	372	6,65%	8,39	9,00	0,0665	0,05932	0,28	3%	21,45
9,01 - 10,00	294	5,25%	9,52	10,00	0,0525	0,03437	0,29	3%	18,16
10,01 - 11,00	170	3,04%	10,61	11,00	0,0304	0,01833	0,29	3%	13,39
11,01 - 12,00	53	0,95%	11,53	12,00	0,0095	0,00992	0,01	0%	9,31
12,01 - 13,00	56	1,00%	12,34	13,00	0,0100	0,00545	0,28	2%	6,27
13,01 - 14,00	24	0,43%	13,54	14,00	0,0043	0,00202	0,29	2%	3,08
14,01 - 15,00	11	0,20%	14,57	15,00	0,0020	0,00079	0,26	2%	1,50
> 15,00	4	0,07%	16,72	16,00	0,0007	0,00008	0,41	2%	0,24
Total datos	5.596							Total Pm	141,19

Tabla 10.13. Parámetros meteorológicos de la serie de datos de velocidad extrapolados de Melilla a Nordex del año 2019, incluyendo filtro de dirección por obstáculos.

Intervalo Clase (m/s)	Frecuencia	Frecuencia %	Promedio de Velocidad media por Intervalo (m/s)	Etiqueta Intervalo	P(v) Datos Velocidad Media	Distribución Weibull c=6,18 m/s; k=2,02	σ_u	I_u	Pm (W/m ²)
0	0	0,00%	0,00	0,00	0,0000	0,00000	0,00		0,00
0,1 - 1,00	50	0,79%	0,68	1,00	0,0079	0,03385	0,15		0,01
1,01 - 2,00	277	4,37%	1,40	2,00	0,0437	0,06857	0,27	19%	0,12
2,01 - 3,00	544	8,59%	2,50	3,00	0,0859	0,11050	0,29	11%	1,05
3,01 - 4,00	913	14,41%	3,44	4,00	0,1441	0,13245	0,25	7%	3,31
4,01 - 5,00	1129	17,82%	4,39	5,00	0,1782	0,13971	0,28	6%	7,22
5,01 - 6,00	1033	16,31%	5,45	6,00	0,1631	0,13234	0,29	5%	13,14
6,01 - 7,00	825	13,02%	6,51	7,00	0,1302	0,11340	0,31	5%	19,20
7,01 - 8,00	367	5,79%	7,45	8,00	0,0579	0,09198	0,14	2%	23,29
8,01 - 9,00	447	7,06%	8,34	9,00	0,0706	0,07100	0,28	3%	25,24
9,01 - 10,00	294	4,64%	9,49	10,00	0,0464	0,04684	0,29	3%	24,56
10,01 - 11,00	192	3,03%	10,65	11,00	0,0303	0,02833	0,29	3%	20,94
11,01 - 12,00	77	1,22%	11,52	12,00	0,0122	0,01824	0,01	0%	17,11
12,01 - 13,00	134	2,12%	12,33	13,00	0,0212	0,01167	0,28	2%	13,40
13,01 - 14,00	42	0,66%	13,49	14,00	0,0066	0,00573	0,29	2%	8,62
> 14,00	11	0,17%	14,57	15,00	0,0017	0,00275	0,26	2%	5,21
Total datos	6.335							Total Pm	182,42

Tabla 10.14. Parámetros meteorológicos de la serie de datos de velocidad extrapolados de Melilla a Nordex del año 2020, incluyendo filtro de dirección por obstáculos.

En la figura 10.14 se muestra un comparativo de la rosa de los vientos entre los datos extrapolados en la estación Melilla y las series de velocidad de viento ajustadas obtenidas por la extrapolación a NORDEX para los años 2018 y 2020. Se observa la influencia de la rugosidad del terreno urbano y de los obstáculos (edificaciones y vegetación) alrededor del emplazamiento del proyecto. Se puede considerar esta situación para evaluar la posibilidad de reubicar del aerogenerador en el mismo complejo industrial para disminuir la afectación por “sombras de viento”.

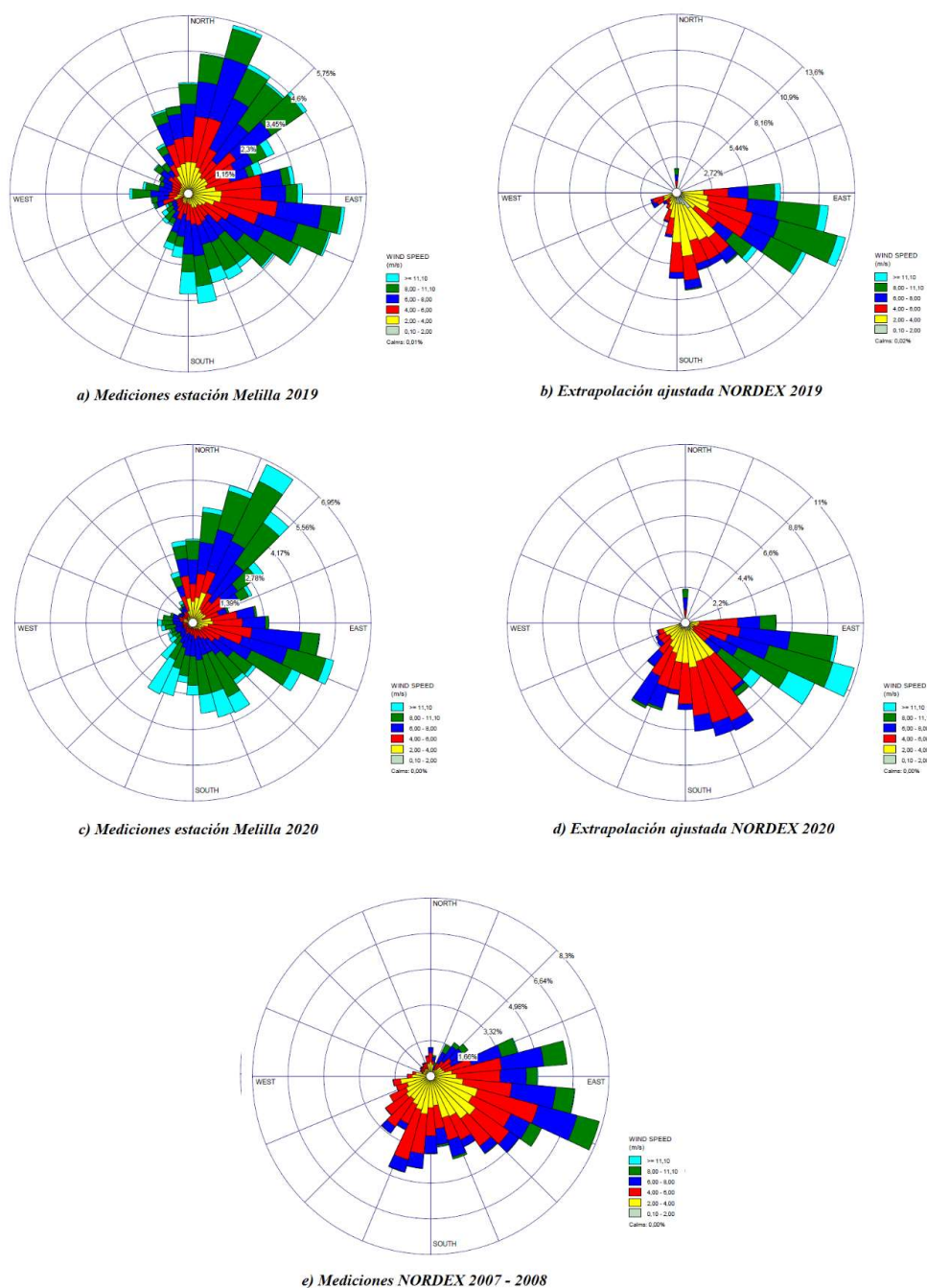


Figura 10.14. Rosa de los vientos obtenidas mediante la herramienta WRPLOT⁷⁷: a) y c) Medidas estación Melilla en el 2019 y 2020. b) y d) Datos extrapolados a NORDEX series 2019 y 2020. e) Datos velocidad de viento medidos en Nordex entre 2007 y el 2008.

10.3.2 Emplazamiento Eólico POCITOS.

Como se describió en la tabla 10.6, se evalúa un modelo físico probado en túnel de viento de una manzana urbana ubicada en la zona denominada Pocitos en la ciudad de Montevideo, eligiendo allí once (11) puntos o ubicaciones de interés para la instalación aerogeneradores, realizando

⁷⁷ Lakes Software: <https://www.weblakes.com/software/freeware/wrplot-view/>

mediciones a tres alturas diferentes relativas sobre cada punto: 3 m, 7m y 15 m. En la siguiente figura se muestran vistas del modelo del conjunto de edificios.

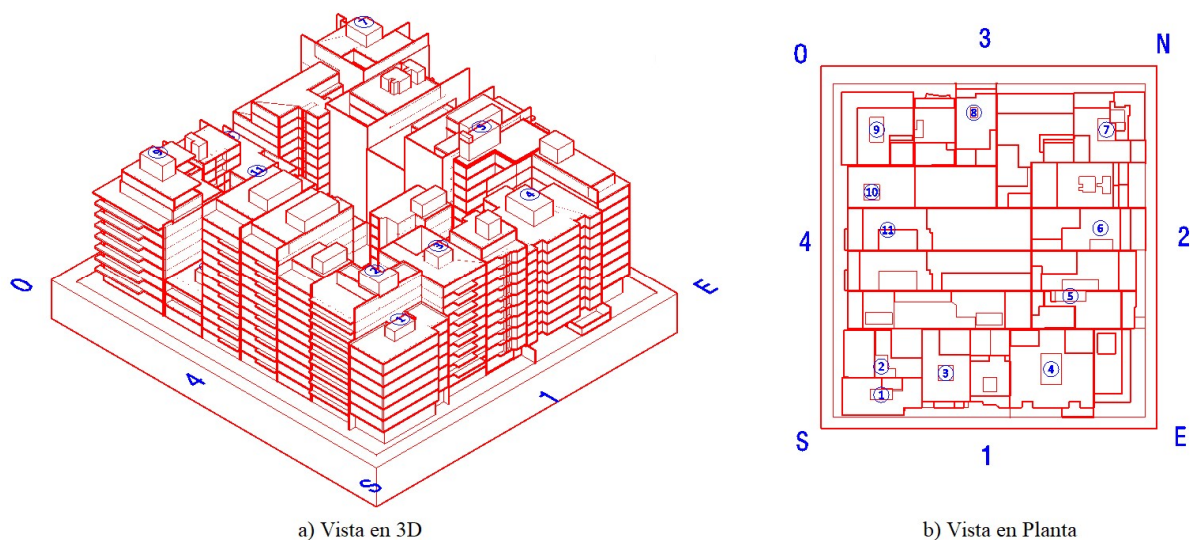


Figura 10.15. Vistas de la manzana urbana correspondiente al emplazamiento Pocitos y la ubicación de 11 puntos de interés: a) Vista en perspectiva o 3D. b) Vista en planta. Cortesía IMFIA.

Después de hacer incidir el viento en diferentes direcciones (cada $22,5^\circ$) sobre el modelo en el túnel de viento, se obtienen datos de velocidad y de potencia meteorológica en cada punto. En la siguiente tabla se muestran los puntos con los mayores valores de los promedios de estos parámetros en las diferentes alturas relativas.

Altura relativa m	UBICACIONES O PUNTOS CON MAYORES VALORES DE VELOCIDAD Y POT. METEOROLOGICA					
	Promedio Velocidad m/s			Promedio Pot. Meteorologica W/m2 por sector angular		
3m	P3 3,49	P6 4,03	P11 4,2	P5 8,79	P6 8,85	P11 10,43
7m	P7 4,18	P9 3,66	P11 4,23	P5 10,82	P9 7,41	P11 10,51
15m	P7 4,62	P9 4,24	P11 4,66	P7 12,95	P9 10,93	P11 13,90

Tabla 10.15. Resumen de los puntos con mayor valor promedio de velocidad y de potencia meteorológica en el modelo físico.

Se observa que el Punto 11 (P11) presenta los mayores valores y corresponde al punto más alto en toda la manzana urbana. Se elige esta ubicación para el aerogenerador y la altura relativa de 3.00m, tomando en cuenta que hay poca diferencia con los valores de promedio velocidad a una altura relativa de 7.00 m y 15.00 m, lo que implica una estructura soporte de menor altura y tamaño. En la siguiente figura se muestra una vista en elevación con las medidas de diferentes alturas que referencian la ubicación del aerogenerador.

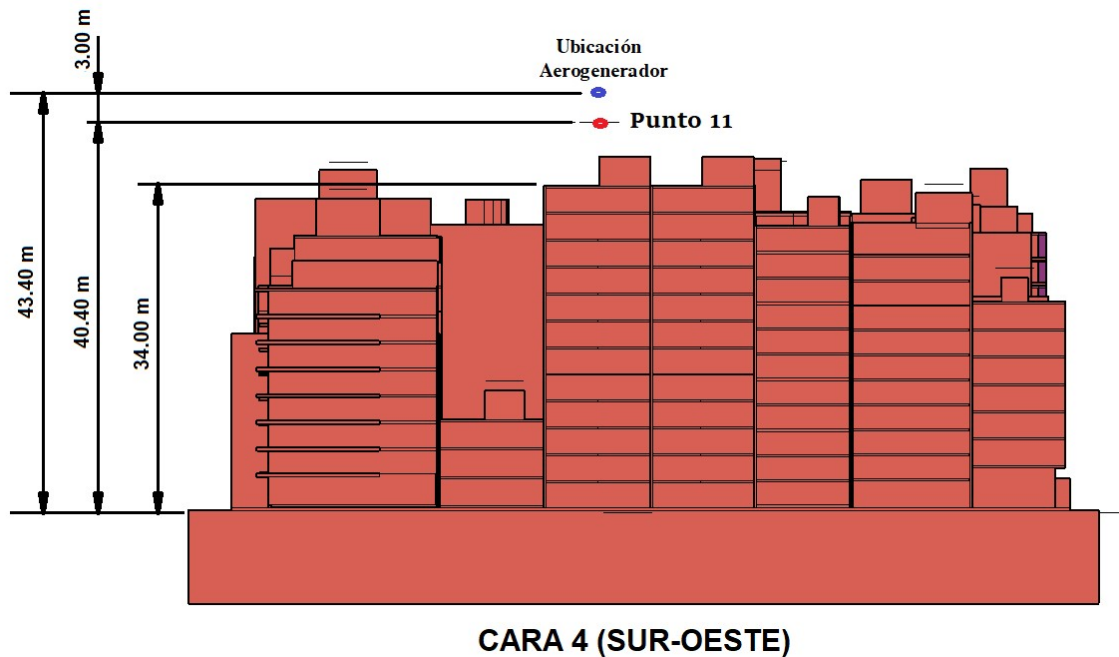


Figura 10.16. Vista en elevación con la ubicación del Aerogenerador relativa al punto 11 y al nivel de suelo.

Intervalo Clase (m/s)	Frecuencia	Frecuencia %	Promedio de Velocidad media por Intervalo (m/s)	Etiqueta Intervalo	P(v) Datos Velocidad Media	Distribución Weibull $c=4,55$ m/s; $k=5,15$	Pm (W/m ²)
0 - 1,00	0	0,0%	0,00	1,00	0,0000	0,00000	0,0
1,01 - 2,00	0	0,0%	0,00	2,00	0,0000	0,00000	0,0
2,01 - 3,00	2	12,5%	2,78	3,00	0,1250	0,13543	1,8
3,01 - 4,00	5	31,3%	3,55	4,00	0,3125	0,30696	8,4
4,01 - 5,00	7	43,8%	4,63	5,00	0,4375	0,40711	24,8
5,01 - 6,00	2	12,5%	5,56	6,00	0,1250	0,15626	16,5
> 6,01	0	0,0%	0,00	7,00	0,0000	0,00000	0,0
Total general	16						51,50

Tabla 10.16. Parámetros meteorológicos del punto 11 y altura relativa $h=3.00\text{m}$ del modelo físico de manzana urbana en el sector de Pocitos (Montevideo): Velocidad media por intervalo, desviación estándar σ_u y potencia meteorológica P_m .

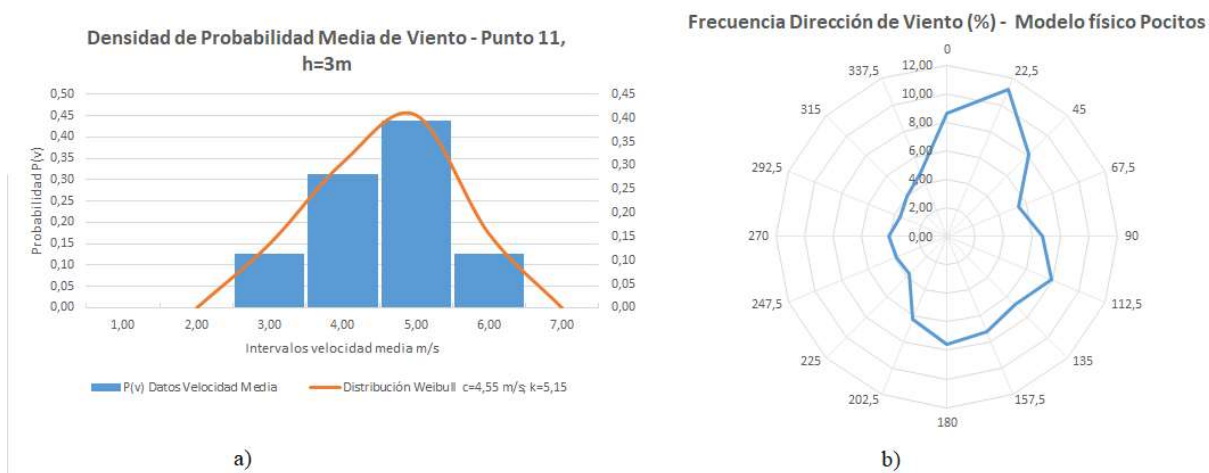


Figura 10.17. a) Curvas de la distribución de Weibull o Densidad de Probabilidad de la velocidad en el punto 11 y $h=3,00$ m. b) Rosa de los vientos en función de la frecuencia del modelo físico de la manzana urbana de Pocitos.

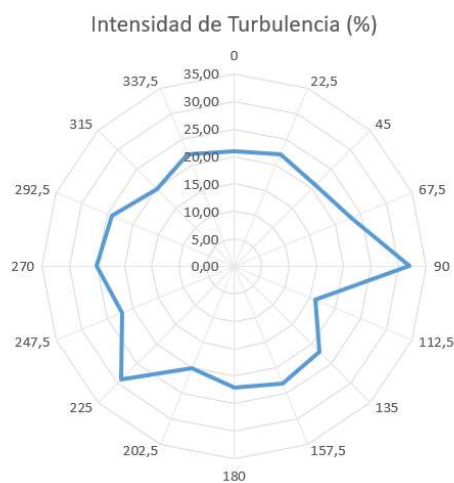


Figura 10.18. Rosa de Intensidad de turbulencia del modelo físico de la manzana urbana de Pocitos.

10.3.3 Eventos Extremos en los Emplazamientos.

El pasaje de frentes fríos con convección intensa sobre el país influye de manera significativa al clima de vientos extremos de Uruguay tanto al considerar las velocidades de ráfaga como las velocidades medias en 10 min. Se han identificado eventos de viento intenso en Uruguay a través de mediciones a cualquier altura con valores de ráfagas $U_{ráf}$ mayores a 80 km/h (22.2m/s), ya que esta velocidad representa un valor umbral para el comienzo de daños por viento [105].

Se toma como referencia para todo el país valores de mediciones realizadas entre 2008 y 2012 de vientos extremos (velocidad de ráfaga) obtenidos por la red de monitoreo de UTE (Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas) y analizados por [105]. Las figuras 10.19 y 10.20 muestran las características de ráfagas de viento a una altura de 45m en la red de monitoreo de UTE.

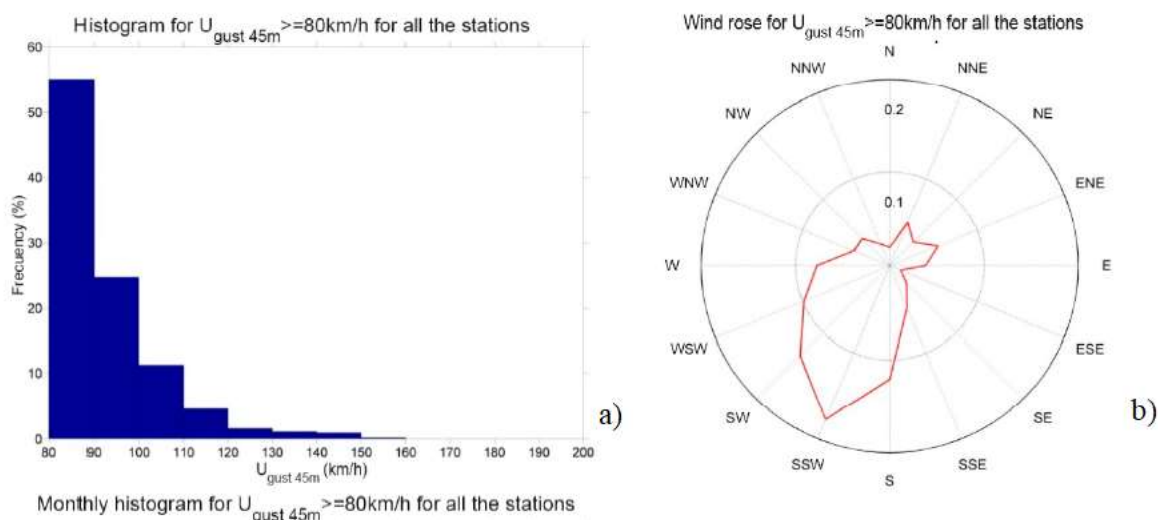


Figura 10.19. a) Ocurrencia de 558 eventos con $U_{ráf\ 45m} \geq 80\text{km/h}$. El eje de abscisas muestra diferentes categorías de $U_{ráf\ 45m}$ mientras que el eje de ordenadas la frecuencia correspondiente en %. b) Rosa de los vientos de los 558 eventos extremos con $U_{ráf\ 45m} \geq 80\text{km/h}$. Adaptado de [105]

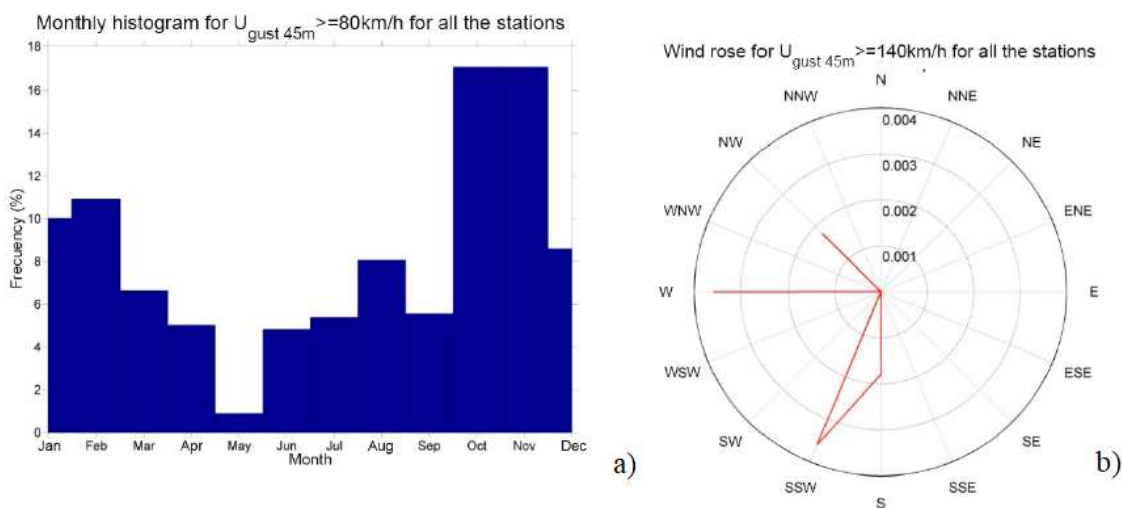


Figura 10.20. a) Distribución de los 558 eventos de viento extremo en cada mes del año. b) Rosa de los vientos de 6 eventos extremos con $U_{ráf\ 45m} \geq 140\text{km/h}$ (38,9 m/s). Adaptado de [105].

En la ciudad de Montevideo, en el aeropuerto de Carrasco se realizaron análisis de valores extremos de viento a partir de series de datos de mediciones realizadas durante 35 años (1960-1994, con 2 anemómetros, el primero a una altura sobre el nivel del suelo de 24m y el segundo a una altura de 10m) y 15 años (1995-2009, empleando dos anemómetros, ambos ubicados a una altura sobre el nivel de suelo de 10m), las cuales fueron homogenizadas en altura (10 m) y longitud de rugosidad (z_0), modeladas mediante la distribución de Gumbel (ver ecuación 2.14) [105]. En las tablas siguientes se muestran los parámetros obtenidos de μ y σ (ver ecuación 2.15) y la velocidad extrema en km/hora para diferentes periodos de retorno, en dos grupos de valores de rugosidad z_{0max} (entre 0,1 y 0,5m) y z_{0min} (entre 0,03 y 0,25 m)

	<i>km/h (m/s)</i>	
	μ	σ
<i>z_{0min}</i>	73,8 (20,5)	9,4 (2,61)
<i>z_{0max}</i>	84,4 (23,44)	12,2 (3,39)

Tabla 10.17. Parámetros estimados para la distribución de Gumbel para dos series diezminutales de velocidad media homogenizadas en la estación del aeropuerto de Carrasco [105].

Series de Datos	Periodo de Retorno (años)		
	20	50	100
1960-2009 <i>z_{0max}</i>	121	132	141
1995-2009 <i>z_{0max}</i>	113	122	128
1960-2009 <i>z_{0min}</i>	102	110	117
1995-2009 <i>z_{0min}</i>	96	104	109

Tabla 10.18. Comparación de velocidades extremas en km/h obtenidas para diferentes periodos de retorno, correspondientes a diferentes periodos de medida y longitud de rugosidad en estación Carrasco [105].

Para calcular la velocidad de viento de diseño del aerogenerador en cada uno de los emplazamientos se emplea la ecuación 2.18. reemplazando valores seleccionados de las tablas 10.10 y 10.11. Tomando en cuenta la densidad urbana y su relación con la longitud de rugosidad, siendo menor en el emplazamiento NORDEX y mayor en el emplazamiento POCITOS, se seleccionan los siguientes valores:

Emplazamiento	μ km/h (m/s)	σ km/h (m/s)	Vel. Extrema * km/h (m/s)
<i>NORDEX</i>	73,8 (20,5)	9,4 (2,61)	110 (30,55)
<i>POCITOS</i>	84,4 (23,44)	12,2 (3,39)	138 (38,33)
* Periodo de retorno de 50 años			

Tabla 10.19. Velocidad de viento extrema estimada para los emplazamientos NORDEX y POCITOS, con un periodo de retorno de 50 años.

En la tabla 10.19 en el emplazamiento POCITOS, se toma el dato de velocidad de viento extrema medido en el modelo físico sobre el punto 11 y altura relativa de 3.00 m correspondiente a 138,13 km/h. Como en [105] no se especifica el número de muestras que generaron la serie de eventos extremos durante 35 años de mediciones en el aeropuerto de Carrasco, la ecuación 2.18 se simplifica igualando la velocidad de viento de diseño con la velocidad extrema para el emplazamiento NORDEX.

10.4 Selección del Aerogenerador y sintonización con el lugar

El aerogenerador para cada emplazamiento buscará tener la mejor sintonía energética y estructural con las condiciones del lugar. También se recomienda que cada equipo cumpla con estándares y requisitos de certificación y etiquetado (por ejemplo, IEC 61400-2 y SWCC). Se seleccionará un sistema conectado a red (Grid Tie) por tener cerca la red eléctrica urbana teniendo como objetivo el autoconsumo y ahorro de costos en la factura de energía eléctrica.

La mayoría de los aerogeneradores comerciales están diseñados para altas velocidades nominales de viento, superiores a 10 m/s, produciendo poca cantidad de energía en regiones con baja velocidad de viento media anual como por ejemplo inferiores a 5 m/s, como es el caso de las zonas urbanas.

En la tabla 10.20 se muestran especificaciones relevantes de tres modelos de pequeños aerogeneradores. Se observa que estos aerogeneradores comerciales instalados en una región con un régimen de velocidad bajo operarán a una potencia significativamente menor que la potencia nominal de cada equipo.

	<i>Evance R9000</i>	<i>Visionair-3</i>	<i>HI VAWT DS700</i>
Diámetro Rotor m	5,5	1,8	1,93
Tipo de eje	Horizontal	Vertical	Vertical
Velocidad de Viento Nominal m/s	12	12	12
Potencia Nominal en W	5000	1500	700
Velocidad Nominal rotación rpm	200	200	405
Velocidad de Viento Extrema Máxima m/s	50	50	60
Potencia estimada en W a 4 m/s	210	50	35

Tabla 10.20. Comparativo especificaciones de tres pequeños aerogeneradores comerciales de 5000W, 1500W y 700W de potencia nominal respectivamente.

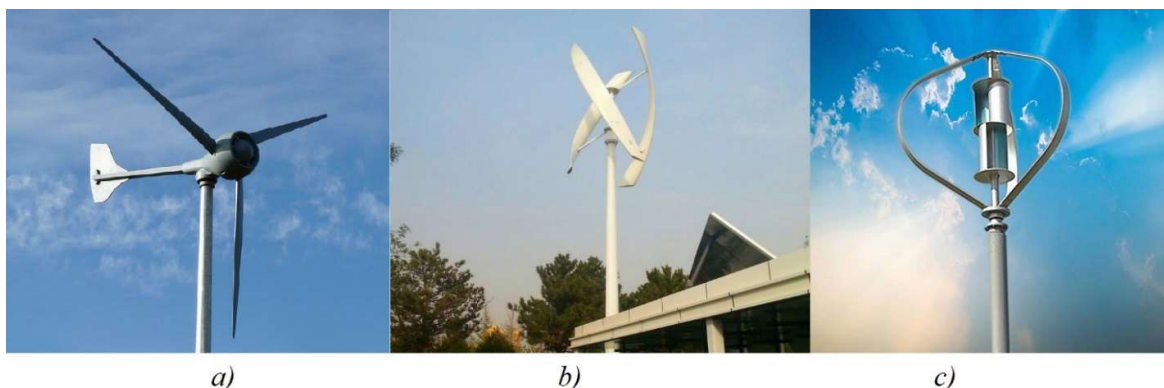


Figura 10.21. Imágenes de los aerogeneradores comparados en la tabla 10.13: a) Evance R9000 (5 kW)⁷⁸, b) Visionair-3 (3 kW)⁷⁹ y c) HIAWT DS700 (700W)⁸⁰

⁷⁸ BRITWIND: <http://www.britwind.co.uk/our-windmills/the-r9000>

La ecuación 3.1 orienta el rediseño de los aerogeneradores para mejorar la extracción de energía en regiones con bajas velocidades de viento. Se tienen en cuenta una optimización o ajuste de los siguientes parámetros de diseño [106] [107] [108]:

- Area de Barrido (longitud de las palas)

Al alargar las palas, se aumenta el área transversal incrementando la potencia. Sin embargo, puede incrementar las cargas sobre el eje del aerogenerador (mayor capacidad estructural) y producir una menor velocidad de rotación.

- Capacidad del generador eléctrico y RPM del rotor.

Un pequeño generador acoplado a un rotor con un diámetro más grande proveerá un mayor factor de potencia con la ventaja de operar más tiempo durante regímenes de velocidad baja (Ver figura 5.2).

Hay una velocidad de viento denominada V_{match} , para la cual las características de diseño de un rotor con velocidad angular o rpm constantes (generadores de inducción), son seleccionadas para proveer la energía máxima para un régimen de viento dado, es decir, para operar a su máximo C_p . En la siguiente figura se muestran los resultados del estudio realizado por [107], de la producción de energía anual para diferentes combinaciones de rotor/generador para un régimen de velocidad media de 4,5 m/s y su correspondiente velocidad de viento V_{match} de 7,0 m/s y velocidad específica $\lambda_{diseño}$ de 7,5.

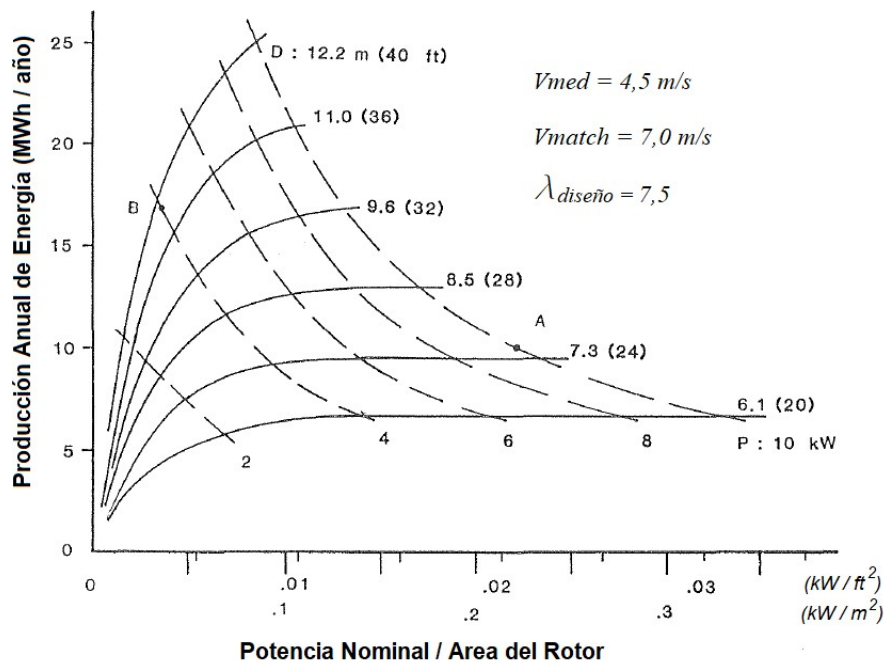


Figura 10.22. Producción anual de energía por aerogeneradores en régimen de velocidad media de 4,5 m/s y diferentes combinaciones de capacidades de rotor / generador. Adaptado de [107]

⁷⁹ V-AIR: [VisionAir 3 - V-Air \(visionairwind.com\)](http://visionairwind.com)

⁸⁰ HVAWT Technology Corp.: <http://www.hi-vawt.com.tw/en/ds700w.html>

En la figura anterior se observa que en un supuesto de régimen de velocidad media de viento de 4,5 m/s y para un rotor optimizado energéticamente, existe un tamaño de generador máximo para un área determinada de barrido de rotor. Generadores con una capacidad mayor no suman a la producción de energía. Como ejemplo, para un rotor con diámetro 6,10 m la capacidad máxima de generador es de 4 kW y para uno de 8,5 m de diámetro el generador máximo sería de 8 kW

- Perfil aerodinámico de la pala y ángulo de ataque.

El incremento de la potencia de salida a bajas velocidades de viento y en consecuencia la reducción de la velocidad nominal del aerogenerador se puede lograr también seleccionando un perfil aerodinámico de pala adecuado con un número de Reynolds (Re) y una velocidad específica de diseño ($\lambda_{diseño}$) determinada.

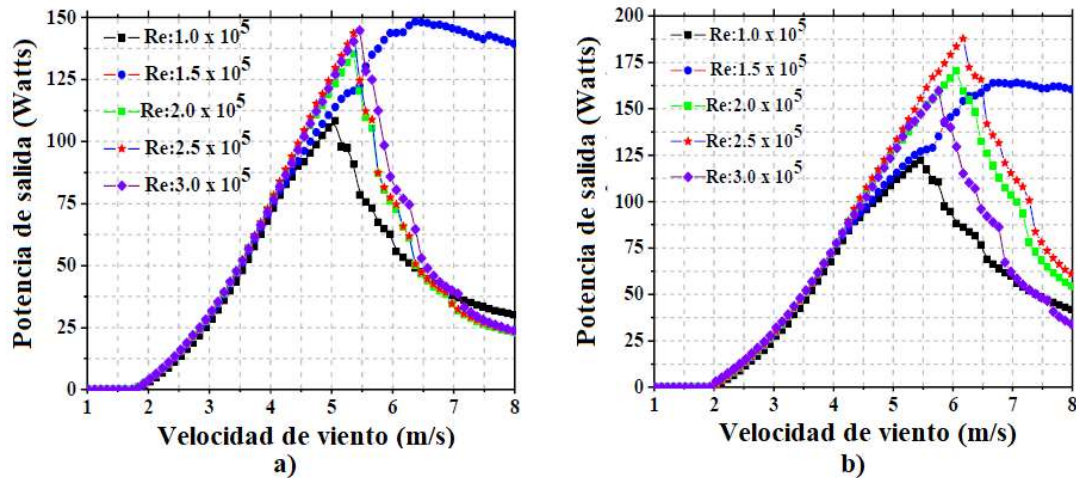


Figura 10.23. Potencia generada por rotor y palas diseñadas para una velocidad de viento de 4 m/s empleando un perfil aerodinámico NACA 4412. a) Con $\lambda_{diseño} = 4$. b) Con $\lambda_{diseño} = 5$. Adaptado de [108]

También habrá un ángulo de ataque óptimo del perfil aerodinámico de la pala (ver también figura 3.19), el cual brindará la máxima potencia en un rango de bajas velocidades. En la figura 10.24 se muestran los resultados del estudio realizado por [106] de un aerogenerador de eje horizontal optimizado y su potencia en función de la velocidad para diferentes ángulos de ataque.

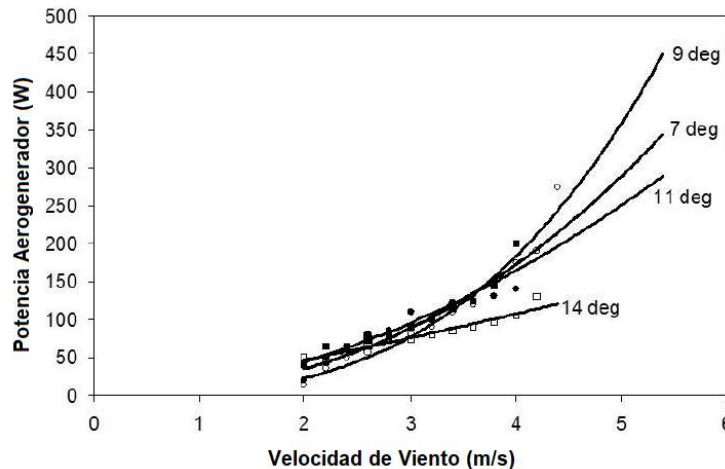


Figura 10.24 Potencia Eléctrica vs Velocidad de viento para varios ángulos de ataque en un aerogenerador con una carga de 6 ohm, según estudio realizado en [106].

Existen herramientas como el software QBLADE⁸¹ de fuente pública para el diseño de palas de aerogeneradores y la simulación aerodinámica que pueden ser empleados para este tipo de optimización.

Comercialmente las empresas que en la actualidad fabrican o desarrollan aerogeneradores ajustando los parámetros de diseño anteriores para regímenes de bajas velocidades de viento son escasas o poco conocidas, como por ejemplo Avant Garde Innovations⁸² fabricando equipos de eje horizontal y Flower Turbines⁸³ fabricando equipos de eje vertical, con modelos de potencia nominal hasta de 5kW. Al no brindar información pública de curvas de potencia para evaluar la sintonía de sus equipos en los emplazamientos de Nordex y Pocitos, se seleccionará el aerogenerador diseñado y probado en [106], con las siguientes características generales:

Aerogenerador Gitano-Briggs - 1000 W	
Diámetro Rotor m	4,50
Tipo de eje	Horizontal
Nº Palas	3
Potencia Nominal W	1000
Velocidad de Conexión m/s	2,0
Velocidad de Desconexión m/s	7,0
rpm	300
Generador	AC de Imanes Permanentes
Conexión Generador	Directa, sin engranajes

Tabla 10.21. Características generales de aerogenerador Gitano-Briggs seleccionado para los emplazamientos de Nordex y Pocitos, diseñado y probado en [106]



Figura 10.25. Aerogenerador Gitano-Briggs 1000 W con generador optimizado, diseñado y probado en [106].

⁸¹ <https://qblade.org/>

⁸² <https://avantgarde.energy/product-category/shop/small-wind-turbine/>

⁸³ <https://flowerturbines.com/>

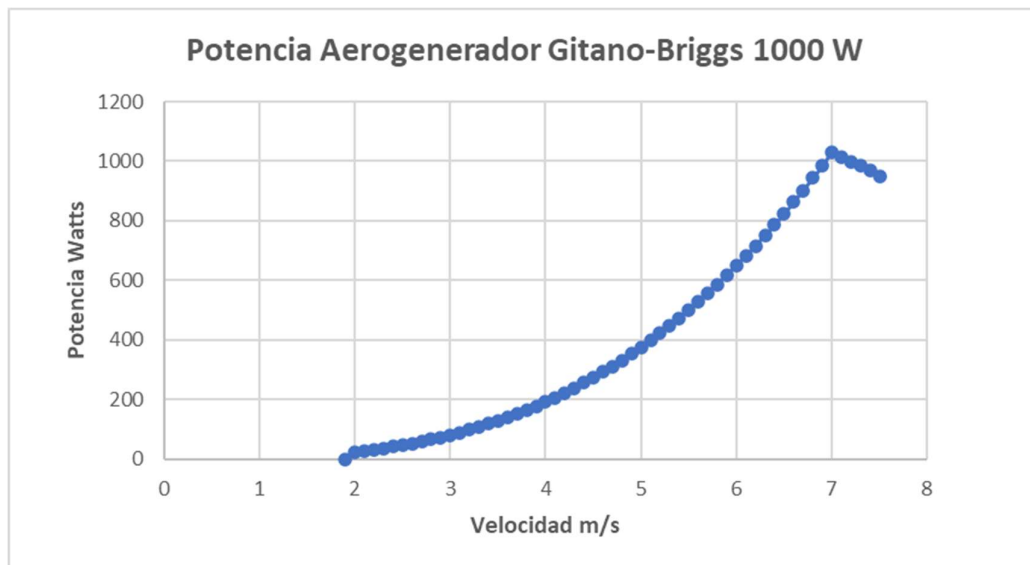


Figura 10.26. Potencia Eléctrica disponible para diferentes velocidades de viento de aerogenerador Gitano-Briggs, adaptado de [106].

En la curva de potencia del aerogenerador se observa que el controlador restringirá la generación de energía por encima de los 7 m/s.

En la siguiente tabla se muestra la energía estimada anual del aerogenerador de 1000 W seleccionado por cada distribución de Weibull de las series de datos extrapoladas y filtradas en NORDEX a través del modelo analítico entre el 2019 y el 2021:

Potencia Media Generada por Aerogenerador Gitano Briggs - 1000 W en NORDEX						
	Etiqueta Intervalo Vel (m/s)	Datos Medidos Nordex 2007-2008	Distribución Weibull Extrapolacion datos 2018	Distribución Weibull Extrapolacion datos 2019	Distribución Weibull Extrapolacion datos 2020	Distribución Weibull Extrapolacion datos 2021
	0,00	0,00	0,00000	0,00	0,00	0,00
	1,00	0,01	0,02122	0,03	0,03	0,03
	2,00	1,18	0,56820	0,67	0,57	0,62
	3,00	7,51	4,67159	5,65	5,16	5,13
	4,00	23,00	15,86858	17,60	16,23	15,93
	5,00	48,04	36,84948	39,30	35,38	34,67
	6,00	74,91	71,96661	68,29	64,35	61,90
	7,00	91,60	106,25923	94,29	94,06	92,57
	8,00	91,03	125,16342	106,18	114,09	111,08
	9,00	74,97	130,26787	105,06	123,62	121,97
	10,00	53,54	116,85807	88,96	120,28	121,60
	11,00	32,27	89,31564	65,61	102,57	107,99
	12,00	14,99	64,29638	45,59	83,78	91,28
	13,00	7,45	45,20350	30,71	65,65	73,96
	14,00	0,00	21,40605	15,07	42,21	50,59
	15,00	0,00	10,25825	7,35	25,52	32,78
	> 15	0,00	2,16974	1,17	0,00	16,78
Potencia Nominal Aerogenerador en NORDEX - W		520,51	841,14	691,53	893,50	938,90
Factor de Capacidad		52,05 %	84,11 %	69,15 %	89,35 %	93,89 %
Energía Generada Anual Estimada NORDEX - kWh		4.559,7	7.368,4	6.057,8	7.827,1	8.224,7

Tabla 10.22. Comparativo de la energía generada por Aerogenerador Gitano-Briggs en emplazamiento NORDEX, con las distribuciones de Weibull obtenidas por las extrapolaciones de las series de datos del 2018 al 2021.

Intervalo Clase (m/s)	Etiqueta Intervalo	Distribución Weibull Datos 2021 p(v)	Potencia Media Aerogenerador Gitano Briggs- 1000 W
0 - 1,00	1,00	0,00	0,00
1,01 - 2,00	2,00	0,00	0,00
2,01 - 3,00	3,00	0,14	10,97
3,01 - 4,00	4,00	0,31	58,94
4,01 - 5,00	5,00	0,41	152,67
5,01 - 6,00	6,00	0,16	101,26
6,01 - 7,00	7,00	0,00	0,00
Potencia Aerogenerador en POCITOS - W			323,83
Factor de Capacidad			32,38%
Energía Generada Anual Estimada POCITOS - kWh			2.836,7

Tabla 10.23. Energía generada por Aerogenerador Gitano-Briggs en emplazamiento POCITOS

10.5 Presupuesto y Análisis de Costos

Tomando el dato del costo detallado de un aerogenerador dentro de la categoría residencial (potencia < 20 kW), obtenido de la tabla 5.2 y con los precios de la energía en el sector Industrial (aplica para emplazamiento NORDEX) y en el sector Residencial (aplica para emplazamiento POCITOS) en Uruguay durante el mes de junio 2022⁸⁴, se estima el periodo de retorno en años mediante la siguiente ecuación:

$$Payback = \frac{\text{Costo Total Sistema Eólico}}{\text{Ahorro de costos Energía Anual}} \quad \text{Ecuación 10.1}$$

En la tabla siguiente se muestran los resultados:

	Emplazamiento NORDEX	Emplazamiento POCITOS
Inversión Sistema Eólico - USD	11.954	11.954
Energía Generada Anual - kWh	6057,8	2.837
Costo USD/kWh en Régimen Industrial Media Tensión	0,127	No Aplica
Costo USD/kWh en Régimen Residencial	No Aplica	0,273
Ahorro costos de Energía Anual - USD	769,34	774,50
Payback - Años	15,54	15,43

Tabla 10.24. Estimación del retorno de inversión o payback del sistema eólico de 1 kW para los emplazamientos de NORDEX y POCITOS.

⁸⁴ Fuente: SEG Ingeniería.

En la tabla 10.24 para el cálculo del payback del proyecto en el emplazamiento Nordex se usa la estimación de energía con la distribución de Weibull de los datos extrapolados del 2019 (ver tabla 10.22), por tener el menor valor (criterio conservador). Se observa que el tiempo de retorno de la inversión del sistema eólico en POCITOS y en el emplazamiento NORDEX son prácticamente iguales. En el caso de POCITOS debido a que el precio de la energía en régimen residencial es más del doble que el precio en el régimen industrial, el ahorro compensa la menor generación de energía en comparación con NORDEX. Para hacer aún más viable económicamente el sistema eólico en proyectos industriales estos deberían tener una capacidad de potencia de generación mayor como por ejemplo 20 kW o más como se muestra en la tabla 5.2. para reducir el costo de inversión USD/kW.

En Uruguay, los contribuyentes al impuesto a la Renta de las Actividades Económicas (IRAE), pueden obtener incentivos tributarios para fomentar proyectos de inversión. La Ley No. 16.906 de Promoción de Inversiones y el decreto No 268/020 brindan el marco jurídico para la promoción de proyectos con tecnologías limpias incluyendo inversiones en energías renovables. El proyecto se presenta ante la Comisión de Aplicación de la Ley de Inversiones (COMAP) quien determinará el otorgamiento de la exoneración, la cual contribuirá además a reducir el tiempo de retorno de la inversión o payback⁸⁵.

Otros análisis de proyectos usando aerogeneradores con velocidades nominales superiores a 10 m/s realizados en [109] y [110], dan como resultado tiempos de retorno mucho mayores que muestran que la microgeneración eólica seguirá siendo una opción más costosa en comparación a otras fuentes renovables como la solar fotovoltaica, si no se fabrican equipos para regímenes de baja velocidad y con un menor costo por kW.

En el proceso de optimización desarrollado en [107], en términos económicos, el costo de energía generada tendrá sus valores mínimos dependiendo de la capacidad de potencia nominal del aerogenerador y del tamaño del rotor. En la figura 10.27, para un diámetro de rotor de 6,1 m se observa que el costo mínimo de energía ocurre en una relación Potencia/Área con valor de 0,0095 kW/ft² que corresponde a un generador de 3 kW de potencia. Otro ejemplo, para un rotor con diámetro de 12,2 m el costo mínimo de energía ocurre con una capacidad de generador de 10 kW, suponiendo en ambos casos, un régimen de viento de baja velocidad.

⁸⁵ Fuente: <https://www.gub.uy/ministerio-economia-finanzas/normativa-comap>

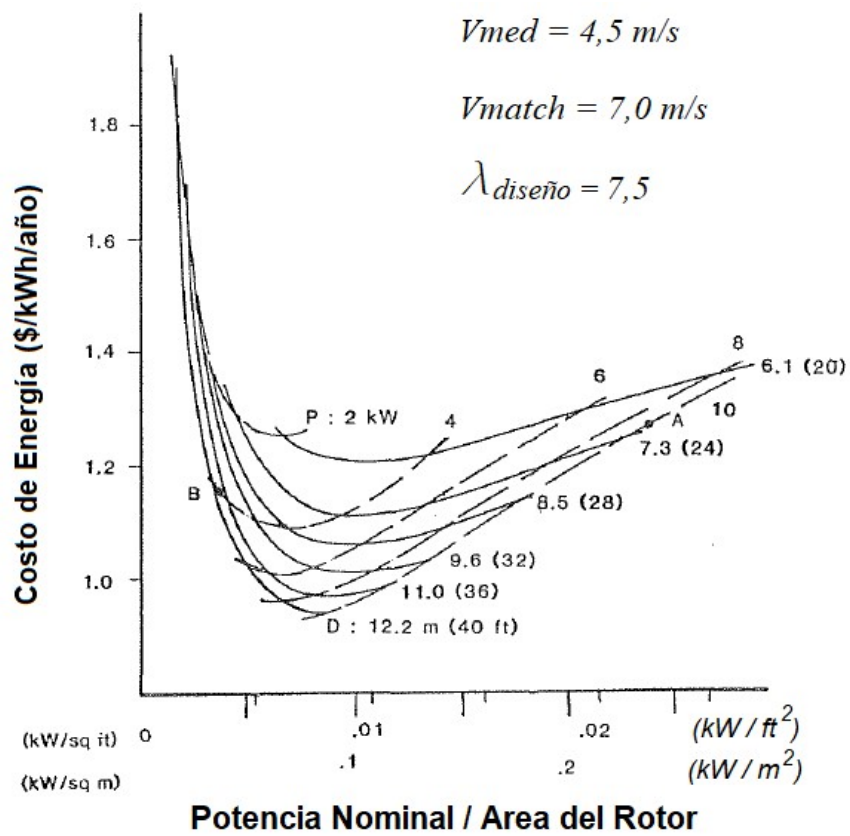


Figura 10.27. Costo de energía en función de la relación entre potencia nominal y área del rotor. Análisis realizado en [107].

CONCLUSIONES

El sector de la energía mini eólica sigue siendo muy pequeño en términos globales (aproximadamente 1,8 GW de un total de 845 GW de energía eólica global instalada al cierre del 2021). Se pronostica que crezca rápidamente en el futuro. El nivel de este crecimiento dependerá de factores clave como el aumento de los precios de la energía, la seguridad energética, el cambio climático y la descentralización de las fuentes de generación. La energía eólica urbana es una de varias opciones que puede ayudar a cumplir los objetivos de mitigación del cambio climático y del desarrollo sostenible al ser una fuente de generación con bajas emisiones.

Los diferentes parámetros meteorológicos en el tiempo como la velocidad media, la dirección de viento, la distribución de probabilidad del viento, la intensidad de turbulencia y los eventos extremos permiten describir procesos que ocurren en la atmósfera y determinar la viabilidad del viento como fuente de energía.

Se distinguen en la industria y en el mercado dos tipos básicos de aerogeneradores: La tecnología de aerogeneradores de eje horizontal HAWT se destaca por ser madura y probada y menos costosa, mientras que la tecnología de eje vertical VAWT se caracteriza por aprovechar el viento en cualquier dirección y por su mayor facilidad en el mantenimiento. También en los últimos años se han desarrollado otras tecnologías como el aerogenerador en forma de mástil sin palas o aspas basado en resonancia aeroelástica, aun en etapa de pruebas. El sistema de generación eléctrica de un aerogenerador dependerá de factores tales como el tipo de regulación, del régimen de viento, de los requisitos de la red eléctrica y del régimen de velocidad del rotor. Según el control de velocidad, los aerogeneradores pueden diseñarse y clasificarse como de velocidad fija o de velocidad variable. El objetivo de un fabricante de rotores es acercarse lo máximo posible al límite de Betz o coeficiente máximo de rendimiento o potencia C_p . La forma y la inclinación del perfil de la pala respecto a la dirección de la corriente de aire son de gran importancia en la distribución de presiones sobre la superficie y en la fuerza aerodinámica resultante. Existen diferentes sistemas de seguridad y protección para pequeños aerogeneradores, usualmente los fabricantes seleccionan algunos de ellos en sus diseños. Estos sistemas pueden ser mecánicos y electrónicos y tienen como objetivo controlar excesos de velocidad de giro del motor, de temperatura y de voltaje.

Después de conocer las características del clima de viento en el lugar de un emprendimiento eólico, es muy importante seleccionar un aerogenerador que permita convertir el recurso eólico disponible en energía eléctrica utilizable, analizando su sintonía con el lugar, la cual puede ser energética (revisando las curvas de potencia-velocidad) y estructural (evaluando capacidad para soportar solicitudes mecánicas). La elección de un sistema eólico autónomo o conectado a la red dependerá de la presencia de redes eléctricas cercanas.

En los últimos años hay una tendencia en Norteamérica de reducir la potencia específica de los aerogeneradores empleados en generación distribuida conectados a la red (con una capacidad mayor a 1000 kW), acoplando palas más grandes a generadores más pequeños, lo que implica que las turbinas eólicas funcionen con mayor frecuencia a la máxima potencia, pasando de 394 W/m² en 1998-1999 a 231 W/m² en proyectos instalados en 2017. Esto da como resultado una fuente de alimentación más estable y un factor de capacidad más alto. Uno de los desafíos a superar actualmente en proyectos con pequeños aerogeneradores instalados en zonas urbanas caracterizadas por bajas velocidades de viento es maximizar los factores de capacidad. Un enfoque que incluya un uso de torres más altas y el diseño de rotores con baja potencia específica pueden contribuir a alcanzar este objetivo.

Los principales fabricantes de pequeños aerogeneradores se han apoyado en estándares y requisitos de certificación de la IEC 61400-2, presentando una lista de parámetros que describen el desempeño y funcionamiento del equipo.

Los impactos ambientales producidos por la instalación de pequeños aerogeneradores en ambientes urbanos son de considerable importancia. Los efectos significativos relevantes en el emplazamiento de un proyecto se relacionan con la seguridad pública, los efectos visuales, los ruidos, las sombras parpadeantes, la interferencia electromagnética, las aves y biodiversidad y el costo de una propiedad. El ciclo de vida de un pequeño aerogenerador comprende diferentes actividades desde la extracción de materias primas, la fabricación, instalación, operación, mantenimiento, desmantelamiento y transporte de materiales y equipo.

La integración de pequeños aerogeneradores en edificios puede influir en decisiones de diseño tales como curvatura de la fachada, estructura (cargas y vibraciones), aislamiento acústico, elección de ventilación natural o mecánica, acceso para mantenimiento, características de seguridad, diseño de servicios eléctricos, técnicas de construcción, puesta en marcha, reemplazos, desmantelamiento, costo del proyecto, entre otros. Es importante comprender también cómo las condiciones alrededor del edificio alterarán los vientos locales, como son las variaciones superficiales (topografía, vegetación, edificaciones, etc) y diferenciales de temperatura (entre zonas urbanas y rurales).

Igual de importante como encontrar el sitio óptimo para un sistema eólico es determinar qué requisitos legales impone la comunidad local y nacional en cuanto a proyectos con pequeños aerogeneradores. Existe un conjunto de regulaciones y políticas para el desarrollo de proyectos de generación eólica distribuida, aplicables en ambientes urbanos, entre las cuales se destacan principalmente: Los estándares de interconexión eléctrica, los códigos o regulaciones de construcción de edificaciones, zonas según uso de suelo, regulaciones ambientales, seguridad y certificaciones, políticas de apoyo y promoción de la energía eólica. En los últimos años se han presentado iniciativas de diferentes organizaciones y asociaciones para impulsar el desarrollo y expansión de la energía minieólica en ambientes urbanos, creando redes de trabajo interdisciplinario entre diferentes países, como por ejemplo el proyecto WINEUR (Wind Energy Integration in the Urban Environment), el TASK 27 (Small wind turbines in high turbulence sites), el proyecto europeo SWIP y el International Small Wind Turbine Contest (ISWTC).

Las características termodinámicas y aerodinámicas de las zonas urbanas conllevan a modificaciones del clima local y del viento, con diferencias notables con respecto a las características de las zonas rurales. Explorar los detalles del recurso eólico y la producción estimada de energía del proyecto en ambientes urbanos tiene relevancia para la toma de decisiones y para comparar los costos con otras tecnologías. Se pueden seguir diferentes pasos o etapas para estimar la energía generada en un sitio elegido, empezando por la recopilación de datos de viento, siguiendo con el cálculo del efecto de la topografía sobre los valores de velocidad y dirección de viento, la evaluación de los obstáculos cercanos que producen “sombras de viento”, entre otros. Para obtener datos de velocidad de viento con los efectos de la subcapa rugosa urbana, se pueden usar diferentes modelos, cada uno con diferentes aproximaciones: Modelos numéricos de predicción del clima a gran escala, modelos físicos (a través de túnel de viento), modelos de dinámica de fluidos computacional (CFD) y modelos basados en extrapolaciones analíticas horizontales y verticales. Una ventaja de los modelos analíticos de extrapolación es el uso de herramientas computacionales accesibles y de bajo costo tales como hojas de cálculo o software de matemática computacional con lenguajes de programación que permiten la visualización de gráficas y la obtención de datos (Mat Lab, Scilab, Octave, entre otros). Además, para el análisis de la geometría de los edificios y obstáculos en un emplazamiento pueden consultarse herramientas de Sistemas de Información Geográfica (SIG o GIS).

La mayoría de los aerogeneradores comerciales están diseñados para altas velocidades nominales de viento, superiores a 10 m/s, produciendo poca cantidad de energía en regiones con baja velocidad de viento media anual (por ejemplo inferiores a 5 m/s), como es el caso de las zonas urbanas. Este tipo de aerogeneradores comerciales instalados en una región con un régimen de velocidad bajo operarán a una potencia significativamente menor que la potencia nominal de cada equipo. Se puede optimizar su diseño para mejorar la extracción de energía ajustando parámetros como el área de barrido (longitud de las palas), un menor tamaño de generador eléctrico acoplado al rotor, un ajuste del perfil aerodinámico de la pala y el ángulo de ataque. Diferentes análisis de proyectos con aerogeneradores con velocidades nominales superiores a 10 m/s realizados en [109] y [110], dan como resultado tiempos de retorno mucho mayores que muestran que la microgeneración eólica seguirá siendo una opción más costosa en comparación a otras fuentes renovables como la solar fotovoltaica, si no se fabrican equipos para regímenes de baja velocidad y con un menor costo por kW.

REFERENCIAS

- [1] Renewable Energy Policy Network for the 21st Century. Renewables 2022. Global Status Report. Recuperado de: https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/GSR2022_Full_Report.pdf
- [2] Pitteloud, J.D. y Stefan Gsänger 2017 summary. Small Wind World Report. World Wind Energy Association (WWEA). Recuperado de: <http://small-wind.org/wwea-released-latest-global-small-wind-statistics/>
- [3] Stankovic, S., Campbell, N. y Harries, A. Urban Wind Energy. BDSP Partnership Ltd. 2009
- [4] BP Statistical Review of World Energy. 2019. 67th edition. Recuperado de: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2019-full-report.pdf>
- [5] International Energy Agency (IEA) Data and Statistics. Recuperado de: <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts?energy=coal&type=line&page=2>
- [6] International Renewable Energy Agency (IRENA) Renewable Power Generation Costs in 2021. Recuperado de: <https://irena.org/publications/2022/Jul/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2021>
- [7] Lovins, Amory, Soft Energy Paths: Towards a Durable Peace, 1979
- [8] Krech III, Shepard; Merchant, Carolyn; McNeill, John Robert Encyclopedia of World Environmental History. 1: A–E. New York: Routledge, 2004
- [9] Villarubia Lopez, Miguel. Ingeniería de la Energía Eólica. Facultad de Física-Universidad de Barcelona. Marcombo 2012.
- [10] Jain, Pramod. Wind Energy Engineering. Mc Graw Hill. 2011
- [11] Ahrens, Donald. Essentials of Meteorology. An Invitation to the Atmosphere. Brooks/Cole publishing Co. Third Edition. 2001.
- [12] IEA Wind Task 27. Expert Group Report on Recommended Practices Micro-siting Small Wind Turbines for Highly Turbulent Sites . 2018 Recuperado de: <https://iea-wind.org/task27/>
- [13] Cataldo, José. Curso Energía Eólica. Capítulo 2. Viento atmosférico. IMFIA. Facultad de Ingeniería Universidad de la República. 2018.
- [14] Monin, A.S. and Obukhov, A.M. Basic Laws of Turbulent Mixing in the Surface Layer of the Atmosphere. Contributions of the Geophysical Institute of the Slovak Academy of Sciences, 24, 163-187. 1954.
- [15] Justus, C.G. and Mikhail, A. Height Variation of Wind Speed and Wind Distributions Statistics. Geophysical Research Letters, 3, 261-264. 1976.
- [16] Mikhail, A. S. Height Extrapolation of Wind Data. Journal of Solar Energy Engineering. Vol. 107, pp. 10-14. Feb. 1985.
- [17] Marrero, María. Parámetros de Rugosidad Representativos de Terrenos Naturales. Departamento de Física. Universidad de Granada. España. Mayo 2011.

- [18] Wiernga, J. Representative roughness parameters for homogeneous terrain. *Boundary-Layer Meteorol* 63, 323–363 (1993). <https://doi.org/10.1007/BF00705357>
- [19] Burton, Tony; Sharpe David; Jenkins Nick. *Wind Energy Handbook*. Jhon Wiley & Sons. Second Edition. 2011.
- [20] Cataldo, José. *Curso Energía Eólica. Capítulo 4. Mediciones de viento*. IMFIA. Facultad de Ingeniería Universidad de la República. 2018.
- [21] Cataldo, José. *Curso Energía Eólica. Capítulo 3. Meteorología*. IMFIA. Facultad de Ingeniería Universidad de la República. 2018
- [22] Olsen, Tim. Preus, Robert. *Small Wind Site Assessment Guidelines*. National Renewable Energy Laboratory (NREL). U.S. Department of Energy. September 2015.
- [23] Medrano, J.; Moreno, C. R. Análisis sobre la influencia de la turbulencia en la producción energética de las turbinas eólicas. *Revista de ingeniería energética*. 2019, vol 40, n. 1, enero/abril, p. 53-62. Universidad Tecnológica de la Habana. Septiembre 2018.
- [24] Instituto Uruguayo de Normas Técnicas, UNE-EN 61400-2:2014. *Aerogeneradores Parte 2. Aerogeneradores pequeños. Versión oficial en español de la norma europea que adapta la Norma Internacional IEC 61400-2:2013*.
- [25] Clarke, Steve *Electricity Generation Using Small Wind Turbines for Home or Farm Use*. Ministry of Agriculture, Food and Rural affairs. Ontario, Canada. January 2018.
- [26] Arribas, L. *Energía Mini-eólica. Programa de Capacitación en Energías Renovables*. ONUDI. 2013.
- [27] Adachi, Takaya; Karasawa, Riosuke. *Small Wind Turbine Generator*. NTN Technical Review No. 84. 2016
- [28] Aeolos Wind Turbine Horizontal Axis Wind Turbine VS Vertical Axis Wind Turbine. Recuperado de: <http://www.windturbinestar.com/hawt-vs-vawt.html>
- [29] Nasab, N.M.; Kilby, J.; Bakhtiaryfar, L. Comparative Critique on Power Generation in Wind Turbines. *Chemical Engineering Transactions*. Vol 76, 2019.
- [30] Yañez Villarreal, David Jesus VIV resonant wind generators. 2018. Recuperado de: www.vortexbladeless.com
- [31] Wood, David. *Small Wind Turbines. Analysis, Design. and Application*. Springer. London. 2011.
- [32] Saenz, Sergio. *Modelos Agregados de Parques Eólicos*. Escuela Superior de Ingeniería. Universidad de Sevilla. 2013.
- [33] J.M. Carrasco, L.G. Franquelo, J.T. Bialasiewicz, E. Galván, R.C. Portillo, M.A. Martín, J.I. León, N. Moreno-Alfonso, “Power-electronic systems for the grid integration of renewable energy sources: a survey”, *IEEE Transactions on Industrial electronics*, vol. 53 no. 4, pp. 1002-1016, Aug. 2006.
- [34] Carmona, Anibal. *Aerodinámica y actuaciones del avión*. Editorial Paraninfo. 10a. Edición. 2000.
- [35] Gipe, Paul. *Wind Energy for the rest of us*. windworks.org. 2016.

- [36] Cataldo, José. Curso Energía Eólica. Capítulo 5. Aerogeneradores. IMFIA. Facultad de Ingeniería Universidad de la República. 2018.
- [37] Godse, Rushikesh, Phakatkar Haribhau, Kale Sandip. A Research on Evaluation of Small Wind Turbines Blades of different Thicknesses. International Journal of Recent Technology and Engineering (IJRTE) ISSN: 2277-3878, Volume 8, Issue-1S4, June 2019.
- [38] Mishnaevsky Leon, Branner Kim, Nørgaard Helga, Beauson Justine. Material for Wind Turbines Blades: An Overview. Department of Wind Energy, Technical University of Denmark. Received: 23 August 2017; Accepted: 13 October 2017; Published: 9 November 2017.
- [39] Aeolos Wind Turbine. The Protection & Safety of small wind Turbine. Recuperado de: <https://www.windturbinestar.com/small-wind-turbine-safety.html>
- [40] Technische Universiteit Eindhoven. Control and Safety Systems. Wind Energy Online. Recuperado de: http://mstudioblackboard.tudelft.nl/duwind/Wind%20energy%20online%20reader/handouts/Windturbine_control.pdf
- [41] Cataldo, José. Curso Energía Eólica. Capítulo 6. Evaluación del recurso eólico. IMFIA. Facultad de Ingeniería Universidad de la República. 2018.
- [42] Orell AC, Poehlman EA. Benchmarking U.S. Small Wind costs with the Distributed Wind Taxonomy. Pacific Northwest National Laboratory. U.S. Department of Energy. Recuperado de: https://wind.pnnl.gov/pdf/Benchmarking_US_Small_Wind_Costs_092817_PNNL.pdf
- [43] 2017 Distributed Wind Market Report. Pacific Northwest National Laboratory. U.S. Department of Energy. Recuperado de: <https://www.energy.gov/sites/prod/files/2018/09/f55/2017-DWMMR-091918-final.pdf>
- [44] Molly, Jeans-Peter. Rated Power of Wind Turbines: What is the best? Dewi Magazine No. 38. February 2011. Recuperado de: https://www.dewi.de/dewi/fileadmin/pdf/publications/Magazin_38/07.pdf
- [45] Forsyth Trudy, Burch Jay, Boshell Francisco, Baranowski Ruth . Quality Infrastructure for Renewable Energy Technologies: Small Wind Turbines. IRENA (International Renewable Energy Agency). December 2015. Recuperado de: <https://irena.org/publications/2015/Dec/Quality-Infrastructure-for-Renewable-Energy-Technologies-Small-Wind-Turbines>
- [46] Gagliano, Antonio. Assessment of micro-wind turbines performance in the urban environments: an aided methodology through geographical information systems. International Journal of Energy and Environmental Engineering 2013. Recuperado de: <https://link.springer.com/article/10.1186/2251-6832-4-43>
- [47] Renewable UK. Planning Guidance: Small Wind. Appendices. November 2011. Recuperado de: <https://www.renewableuk.com/news/news.asp?id=304227&hhSearchTerms=%22small+and+wind%22>
- [48] Greening, Benjamin. Azapagic Adisa. Environmental impacts of micro-wind turbines and their potential to contribute to UK climate change targets Wind. Energy. International Journal. Elsevier Ltd. July 2013.

- [49] Iberdrola. Informe de la Huella Ambiental Corporativa / Ejercicio 2018. Dirección de innovación, sostenibilidad y calidad. Recuperado de: https://www.iberdrola.com/wcorp/gc/prod/es_ES/sostenibilidad/docs/IB_Informe_Huella_Ambient_al.pdf
- [50] Fleming, Stephanie. Buildings and Wind. A software-based design Methodology. University of Waterloo, Canada. 2015.
- [51] Cox, Sadie. Tegen Suzanne. Baring-Gould, Ian. Oteri, Frank. Esterly Sean. Policies to support wind power deployment. Key considerations and good practices. National Renewable Energy Laboratory. U.S Department of Energy. May 2015. Recuperado de: <https://www.nrel.gov/docs/fy15osti/64177.pdf>
- [52] Rynne, Suzanne. Flowers Larry, Lantz Eric. Heller, Erica. Planning for Wind Energy. American Planning Association. Planing Advisory Service. Report number 566. November 2011. Recuperado de: https://planning-org-uploaded-media.s3.amazonaws.com/legacy_resources/research/wind/pdf/pas566.pdf
- [53] Drugmand, Dana. Stori Val. Distributed Wind Energy Zoning and Permitting. WINDEXchange. U.S. Department of Energy. November 2017. Recuperado de: <https://www.cesa.org/wp-content/uploads/Distributed-Wind-Toolkit.pdf>
- [54] Northwest Wind. Resource and Action Center. Wind Energy Permit Toolkit. WINDEXchange. U.S. Department of Energy. Septiembre 2015. Recuperado de: https://sparknorthwest.org/wp-content/uploads/WindPermitToolkit_WA_Sept-2015.pdf
- [55] Instituto de Ciencias de la Construcción Eduardo Torroja. Presentación Código Técnico de la Edificación Español según Ley 38/1999. Recuperado de: <https://www.codigotecnico.org/index.php/menu-que-cte/menu-presentacion.html>
- [56] Global Buildings Performance Network GBPN. Buildings for our Future. The Deep Path for Closing the Emissions Gap in the Building Sector. GBPN and KPMG 2013. Recuperado de: https://www.gbpn.org/sites/default/files/06.BuildingsForOurFurture_Low.pdf
- [57] 2019 Global Status Report for Buildings and Construction. Towards a zero-emissions, efficient and resilient buildings and construction sector. International Energy Agency & United Nations Environment Programme. 2019. Recuperado de: <https://www.unenvironment.org/resources/publication/2019-global-status-report-buildings-and-construction-sector>
- [58] International Code Council. International Green Construction Code. Public Version 1.0 March 2010. Recuperado de: <http://media.iccsafe.org/IGCC/docs/IGCC-PV1.pdf>
- [59] National Association of Counties NACO. County Strategies for Succesfully Managing and Promoting Wind Power. Implementing Wind Ordinances in America's Counties. 2012 Recuperado de: <https://distributedwind.org/assets/2012/12/NACo-County-Strategies-for-Successfully-Managing-and-Promoting-Wind-Power-in-Americas-Counties.pdf>
- [60] Distributed Wind Energy Association DWEA. Distributed Wind Model Zoning Ordinance. Permitted Use Regulation for Distributed Wind Turbines. February 2014. Recuperado de: https://distributedwind.org/wp-content/uploads/2012/08/DWEA-DW-Model-Zoning-Ordinance-FINAL_Feb2014.pdf

- [61] European Comission. Administrative and Planning Issues for Small Wind Turbines in Urban Areas. Wineur Deliverable 3.2 Intelligent Energy Europe. October 2006. Recuperado de: https://ec.europa.eu/energy/intelligent/projects/sites/iee-projects/files/projects/documents/wineur_planning_and_administrative_issues_report.pdf
- [62] Instituto Uruguayo de Normas Técnicas. UNIT-ISO 50001:2018. Sistemas de gestión de la energía. Requisitos con orientación para su uso. Edición 2019-07
- [63] Morales Plaza, Jose Ignacio. Las Claves del Éxito de la Inversión en Energías Renovables. La transición de un modelo económico “Energivoro” a un modelo económico sostenible. Instituto de Estudios Latinoamericanos, Universidad de Alcalá 2012. Ediciones Marcial Pons.
- [64] Markowski, Paul. Richardson, Yvette. Mesoscale Meteorology in Midlatitudes. Penn State University. Wiley-Blackwell. 2010.
- [65] Olsen, Tim. Preus, Robert. Small Wind Site Assessment Guidelines. National Renewable Energy Laboratory (NREL).U.S. Department Energy. September 2015.
- [66] Wegley, Harry. Ramsdell, James. Orgill M. Montie. Drak, Ron. A Siting Handbook for Small Wind Energy Conversion Systems. Pacific Northwest Laboratory. U.S. Department of Energy. March 1980.
- [67] Cataldo, José. Taller de Energía Eólica. Capítulo 2. Contexto Energía Eólica Urbana. IMFIA. Facultad de Ingeniería Universidad de la República. 2018.
- [68] Ottosen, T. Ketzel, Matthias. Skov, H. Hertel, O. Brandt, J. Kakosimos, K. Micro-scale modelling of the urban wind speed for air pollution applications. Nature. Scientific Reports 9, 14279 (2019)
- [69] Kent, Christoph. Grimmond, C.S.B. Gatey, David, Barlow, Janet. Assessing methods to extrapolate the vertical wind-speed profile from surface observations in a city centre during strong winds. Journal of Wind Engineering & Industrial Aerodynamics 173 (2018) 100–111
- [70] Deaves, D., Harris, R. A Mathematical Model of the Structure of Strong Winds. Construction Industry Research and Information Association Report number 76, 1978. London, England.
- [71] Harris, R.I., Deaves, D.M., 1980. The structure of strong winds, paper no. 4. In: Proceedings of the CIRIA Conference, London, 12–13 November 1980, Construction Industry Research and Information Association, 6 Storey's Gate, London SW1P 3AU.
- [72] Gryning, S., Batchvarova, E., Brümmner, B., Jørgensen, H., Larsen, S., 2007. On the extension of the wind profile over homogeneous terrain beyond the surface boundary layer. Boundary-Layer Meteorol. 124, 251–268.
- [73] Kent, Christoph. Grimmond, C.S.B. Gatey, David, Barlow, Janet. Aerodynamic roughness parameters in cities: Inclusion of vegetation. Journal of Wind Engineering & Industrial Aerodynamics 169 (2017) 168–176
- [74] Carraça, M. Collier, C. Aerodynamic roughness parameters in cities: Inclusion of vegetation. Meteorological Application. 20: 385–393 2013
- [75] Macdonald, R., Griffiths, R., Hall, D. An improved method for the estimation of surface roughness of obstacle arrays. Atmos. Environ. 32, 1857–1864. 1998.
- [76] Kanda, M. Inagaki, A. Miyamoto, T. Gryschka, M. Raasch, S. A new aerodynamic parametrization for real urban surfaces. Boundary-Layer Meteorol. 148, 357–377. 2013

- [77] Kent, C.W., Grimmond, C.S.B., Gatey, D., Barlow, J., Kotthaus, S., Lindberg, F., Halios, C.H. Evaluation of urban local-scale aerodynamic parameters: implications for the vertical profile of wind speed and for source areas. *Boundary-Layer Meteorol.*, 2017.
- [78] . Kaiser, K.; Langreder, W.; Hohlen, H.; Højstrup, J. Turbulence correction for power curves. In *Wind Energy*; Springer: Berlin/Heidelberg, Germany, 2007; pp. 159–162.
- [79] Cannon D.J.; Brayshaw D.J.; Methven J.; Cocker, P.J.; Lenaghan D. Using Reanalysis Data to Quantify extreme wind power generation statistics: A 33 year case study in Great Britain. *Elsevier. Renewable Energy* 75. 2015 ; p. 767–778.
- [80] Cataldo, José. Curso Energía Eólica. Capítulo 6. Evaluación del potencial eólico. IMFIA. Facultad de Ingeniería Universidad de la República. 2018.
- [81] Krähenmann, S., Walter, A., Brienens, S. *et al.* High-resolution grids of hourly meteorological variables for Germany. *Theor Appl Climatol* **131**, 899–926 (2018). <https://doi.org/10.1007>
- [82] Repetto, M.; Freda, A.; Fia, M. *et al.* Wind Tunnel Study on Urban Wind Flows. IN-VENTO 2014. XIII Conference of the Italian Association for Wind Engineering 22-25 June 2014. Genova, Italy
- [83] Cataldo, J.; Gonzalez F.; Feasibility study for the installation of wind power microgeneration in urban areas in Montevideo. IMFIA. Facultad de Ingeniería, Universidad de la República, Uruguay. 2019.
- [84] Toparlar, Y.; Blocken, B.; Maiheu, B.; van Heijst G.J.F. A review on the CFD Analysis of urban microclimate. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 80 (2017) 1613–1640. Elsevier.
- [85] Liu, S.; Pan, W.; et al. CFD simulations of wind distribution in an urban community with a full-scale geometrical model. *Building and Environment*, Volume 117, May 2017, pages 11-23. <https://doi.org/10.1016/j.buildenv.2017.02.021>
- [86] Blocken, Bert. Fluid Dynamics for urban physics: Importance, scales, possibilities, limitations and ten tips and tricks towards accurate and reliable simulations. *Building and Environment*, Volume 91, September 2015. Pages 11-23. <https://doi.org/10.1016/j.buildenv.2015.02.015>.
- [87] Simoes, Teresa. Estanqueiro, Ana. A first methodology for wind energy resource assessment in urbanised areas in Portugal. Comunicação apresentada da EWEC 2009, realizada em Marselha, Paris, 16-19 de Março de 2009.
- [88] Simoes, Teresa. Estanqueiro, Ana. A new methodology for urban wind resource assesment. *Renewable Energy* 89. 2016. Pages. 598-605.
- [89] de Wit, M., Stathopoulos, T. & Wisse, J. Airport wind speeds used for the design in urban environments: the eindhoven case. *J. Wind. Eng. Ind. Aerodyn.* 90, 1289 – 1298, [http://dx.doi.org/10.1016/S0167-6105\(02](http://dx.doi.org/10.1016/S0167-6105(02)
- [90] Luhar, A. K., Venkatram, A. & Lee, S.-M. On relationships between urban and rural near-surface meteorology for diffusion applications. *Atmospheric Environ.* 40, 6541–6553 (2006).
- [91] Drew, D., Barlow, J. & Cockerill, T. Estimating the potential yield of small wind turbines in urban areas: A case study for greater london, UK. *J. Wind. Eng. Ind. Aerodyn.* 115, 104 – 111, (2013). DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.jweia.2013.01.007>
- [92] Drew, D. R., Barlow, J. F. & Lane, S. E. Observations of wind speed profiles over greater london, uk, using a doppler lidar. *J. Wind. Eng. Ind. Aerodyn.* 121, 98 – 105, (2013). DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.jweia.2013.07.019>

- [93] Sunderland, K. M., Mills, G. & Conlon, M. F. Estimating the wind resource in an urban area: A case study of micro-wind generation potential in Dublin, Ireland. *J. Wind. Eng. Ind. Aerodyn.* 118, 44–53 (2013)
- [94] Millward-Hopkins, J., Tomlin, A., Ma, L., Ingham, D. & Pourkashanian, M. Mapping the wind resource over UK cities. *Renew. Energy* 55, 202 – 211, (2013). DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2012.12.039>
- [95] Weekes, S. & Tomlin, A. Evaluation of a semi-empirical model for predicting the wind energy resource relevant to small-scale wind turbines. *Renew. Energy* 50, 280 – 288, (2013) DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2012.06.053>
- [96] Wieringa, J. Roughness-dependent geographical interpolation of surface wind speed averages. *Q. J. Royal Meteorol. Soc.* 112, 867–889,(1986) DOI: 10.1002/qj.49711247316
- [97] Barlow, Janet F. Progress in observing and modelling the urban boundary layer. Department of Metereology, University of Reading, UK. *Journal Urban Climate* 10, 216-240, (2014) DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.uclim.2014.03.011>
- [98] Bou-Zeid, Eli. Parlange, Marc B. Meneveau, Charles. On the Parameterization of Surface Roughness at Regional Scales. *Journal of the Atmospheric Sciences*. American Metereological Society. Volume 64, 216-227. (2007). DOI: <https://doi.org/10.1175/JAS3826.1>
- [99] Vihma, Timo. Savijarvi Hannu. On the effective roughness length for heterogeneous terrain. Department of Geophysics, University of Helsinki. *Quarterly Journal of the Royal Metereological Society*. January 1991. Part B. DOI: <https://doi.org/10.1002/qj.49711749808>
- [100] Xu C, Hao C, Li L, Han X, Xue F, Sun M, Shen W. Evaluation of the Power-Law Wind-Speed Extrapolation Method with Atmospheric Stability Classification Methods for Flows over Different Terrain Types. *Applied Sciences* 8, N° 9: 1429 (2018). DOI: <https://doi.org/10.3390/app8091429>
- [101] Keith M. Sunderland, Gerald Mills, Michael F. Conlon, Estimating the wind resource in an urban area: A case study of micro-wind generation potential in Dublin, Ireland, *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, Volume 118,2013,Pages 44-53,ISSN 0167-6105. <https://doi.org/10.1016/j.jweia.2013.04.002>
- [102] Lindberg F, Grimmond CSB, Gabey A, Huang B, Kent CW, Sun T, Theeuwes N, Järvi L, Ward H, Capel- Timms I, Chang YY, Jonsson P, Krave N, Liu D, Meyer D, Olofson F, Tan JG, Wästberg D, Xue L, Zhang Z (2018) Urban Multi-scale Environmental Predictor (UMEP) - An integrated tool for city-based climate services. *Environmen tal Modelling and Software*.99, 70-87. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.envsoft.2017.09.020>
- [103] Lindberg F, Grimmond CSB, A Gabey, L Jarvi, CW Kent, N Krave, T Sun, N Wallenberg, HC Ward (2019) Urban Multi-scale Environmental Predictor (UMEP) Manual. <https://umep-docs.readthedocs.io/> University of Reading UK, University of Gothenburg Sweden, SIMS China
- [104] Hanna, Steven. Britter Rex. Wind Flow and Vapor Cloud Dispersion at Industrial and Urban Urban Sites. American Institute of Chemicals Engineers. Library of Congress Cataloging-in-Publication Data. 2002.

- [105] Durañona, Valeria. Extreme Wind Climate of Uruguay. Tesis de Doctorado. Universidad de la República (Uruguay). Facultad de Ingeniería. IMFIA, 2015.
- [106] Gitano-Briggs, Horizon. Low Speed Wind Turbine Design. Advances in Wind Power, Chapter 11. November 2012. IntechOpen. DOI: <http://dx.doi.org/10.5772/53141>
- [107] Cromac D.E., Oscar Debie. Design Optimization of Small Wind Turbines for Low Wind Regimes. Journal of Solar Energy Engineering. Aug 1984, Volume 106 Issue 3: 347-350 (4 pages). ASME. DOI: <http://dx.doi.org/10.5772/53141>
- [108] Umar, D.A.; Yaw, C.T.; Koh, S.P.; Tiong, S.K.; Alkahtani, A.A.; Yusaf, T. Design and Optimization of a Small-Scale Horizontal Axis Wind Turbine Blade for Energy Harvesting at Low Wind Profile Areas. Energies 2022, 15, 3033. DOI: <https://doi.org/10.3390/en15093033>.
- [109] Toronto and Region Conservation Authority's Sustainable Technologies Evaluation Program (STEP). Technical Assessment of Small Wind Turbine Power Generation. Technical Brief. Renewable Energy Series. January 2015
https://sustainabletechnologies.ca/app/uploads/2015/09/WindTurb_TechBrief_Sept2015.pdf
- [110] Zagubie'n, A.; Wolniewicz, K. Energy Efficiency of Small Wind Turbines in an Urbanized Area—Case Studies. Energies 2022, 15, 5287. DOI: <https://doi.org/10.3390/en15145287>
- [111] Vignolo, M.; Oroño, D.; Di Lavello T.; Hermida, G.; Rodriguez A.; Rey M.; Carriquiry, J.; Giacosa, D.; Briozzo I. Microgeneración Fotovoltaica en Uruguay: Beneficios, Marco Normativo y Producción de Capacidades Locales. Universidad de la República Uruguay, Facultad de Ingeniería. Diciembre 2018.