

CONTRATO N° 003-2008-MEM/DGER/DFC/GEF
IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DIGITAL PARA EVALUACIÓN PRELIMINAR DEL POTENCIAL
DE RECURSO EÓLICO – VIENTOGIS

MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS
DIRECCIÓN GENERAL DE ELECTRIFICACIÓN RURAL
DIRECCIÓN DE FONDOS CONCURSABLES
Av. Las Artes Sur 260. San Borja - Lima
Telf.: (51-1) 476-1550 ; Fax: (51-1) 476-1551
WEB: <http://www.foner.gob.pe>



ATLAS EÓLICO DEL PERÚ

Lima - Perú 2008



REPÚBLICA DEL PERÚ



MINISTERIO DE ENERGÍA Y
MINAS



DIRECCIÓN GENERAL DE
ELECTRIFICACIÓN RURAL
DIRECCIÓN DE FONDOS
CONCURSABLES



BANCO MUNDIAL



GEF

ATLAS EÓLICO DEL PERÚ

CONSORCIO



METEOSIM TRUEWIND, S.L.

LATIN BRIDGE BUSINESS, S.A.

LIMA - PERÚ
NOVIEMBRE 2008



REPÚBLICA DEL PERÚ



MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS



DIRECCION GENERAL DE
ELECTRIFICACIÓN RURAL
DIRECCIÓN DE FONDOS CONCURSABLES



BANCO MUNDIAL




GEF

CONTRATO N° 003-2008-MEM/DGER/DFC/GEF
IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DIGITAL PARA EVALUACIÓN PRELIMINAR DEL POTENCIAL
DE RECURSO EÓLICO – VIENTOGIS

ATLAS EÓLICO DEL PERÚ

CONSORCIO


METEOSIM TRUEWIND S.L. LATIN BRIDGE BUSINESS S.A.

LIMA – PERÚ

NOVIEMBRE 2008

La Consultoría “Implementación del Sistema Digital para Evaluación Preliminar del Potencial de Recurso Eólico – VIENTOGIS” tiene como objetivo promover la aplicación sostenible de energía eólica en el país, como una alternativa limpia y libre de la emisión de gases de efecto invernadero. Su ejecución, a cargo de la Dirección de Fondos Concursables de la Dirección General de Electrificación Rural del Ministerio de Energía y Minas (DFC/DGER/MEM) ha sido co- financiada por el Fondo Mundial para el Medio Ambiente (GEF), a través del Convenio de Donación GEF N° 056023-PE.

La Consultoría ha evaluado en forma preliminar el potencial eólico a nivel nacional y ha presentado productos finales que tienen implementado un sistema de consultas, con lo que se facilitará el acceso de los potenciales inversionistas privados nacionales y extranjeros, así como de los demás interesados (Gobiernos Regionales y Locales, Empresas Regionales de Distribución y público en general) a la información necesaria georeferenciada para la determinación preliminar de lugares recomendados y viables que cuentan con recurso suficiente, con la finalidad de poder tomar decisiones de investigaciones en campo y realizar el diseño, ejecución y operación de los sistemas aislados o interconectados de generación eólica.

Entre los productos finales se encuentra el presente documento denominado Atlas Eólico del Perú, desarrollado con éxito por el Consultor - Consorcio Meteosim Truewind S.L. – Latin Bridge Business S.A., que proporciona una información visual, rápida y detallada sobre el recurso eólico disponible nacional y regional.

Este trabajo se desarrolló durante la gestión de:

Arq. Juan Valdivia Romero
Ministro de Energía y Minas (28.07.2006 – 15.10.2008)

Ing. Pedro Sánchez Gamarra
Ministro de Energía y Minas (15.10.2008 -)

y

Dr. Pedro Gamio Aita
Viceministro de Energía



REPÚBLICA DEL PERÚ



MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS



DIRECCION GENERAL DE
ELECTRIFICACIÓN RURAL
DIRECCIÓN DE FONDOS CONCURSABLES



BANCO MUNDIAL



GEF

CONTRATO N° 003-2008-MEM/DGER/DFC/GEF
IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DIGITAL PARA EVALUACIÓN PRELIMINAR DEL POTENCIAL
DE RECURSO EÓLICO – VIENTOGIS

“ATLAS EÓLICO DEL PERÚ”

RESPONSABLES

CONTRATANTE:

DIRECTOR GENERAL DE ELECTRIFICACIÓN RURAL (DGER/MEM)

Fernando Rossinelli Ugarelli

DIRECTOR DE FONDOS CONCURSABLES (DFC/DGER/MEM))

Pedro Villa Durand

JEFE DE LA UNIDAD TÉCNICA (DFC/DGER/MEM)

Carlos Huari Román

COORDINADORES DEL PROYECTO (DFC/DGER/MEM)

Aleksandar Milojevic Sarevic

Júber Palomino Campos

CONSULTOR:

JEFE DEL ESTUDIO

José Vidal Pérez

EQUIPO PROFESIONAL

Joan Aymamí Nuestraseñora del Manto

Jordi Castellà Josa

Sara Conde Medina

Alejandro García Coque

Llorenç Lledó Ponsati

Santiago Parés Casanova

Miquel Picanyol Sadurní

Claudia Tapia Urquizo

Esteban Serra Mont

Jorge Luis Zúñiga Caycho

CONSORCIO



METEOSIM TRUEWIND S.L.



LATIN BRIDGE BUSINESS S.A.

PRESENTACIÓN

El Perú es un país con topografía variada, de gran diversidad climática y alto potencial de energía renovable de origen hídrico, eólico y solar.

El continuo incremento del precio de petróleo y el efecto nocivo de calentamiento global generado por los gases de efecto invernadero, producto del uso de los combustibles fósiles en los sectores energético y de transporte, requieren la diversificación de la matriz energética del País, la cual ha venido siendo promovida por el Gobierno del Perú y el Ministerio de Energía y Minas mediante los dispositivos legales y las medidas correspondientes.

Para que esta diversificación pueda ser realmente aplicada, permitiendo el uso de las fuentes de energía renovable que existen en el País en una escala amplia e intensiva, es necesario e indispensable conocer la disponibilidad de dichos recursos renovables y su distribución georeferenciada en el territorio nacional.

Después de impulsar la elaboración del Atlas Solar del Perú en el año 2003, el Ministerio de Energía y Minas, utilizando los alcances del “Programa de Mejoramiento de Electrificación Rural mediante la Aplicación de Fondos Concursables -FONER”, financiado parcialmente por el Banco Mundial y el Fondo Mundial para el Medio Ambiente (Global Environment Facility - GEF), considerò la realización de esta Consultoría, referente al recurso eólico nacional.

Como resultado de dicha disposición del Sector, se ha realizado la selección del Consultor, Consorcio Meteosim Truewind S.L. – Latin Bridge Business S.A., para la ejecución de este trabajo, cuyos productos finales facilitarán a los inversionistas y a todos los demás interesados el acceso a la información georeferenciada del recurso eólico en el territorio nacional.

Uno de los productos finales de la Consultoría es el presente documento, Atlas Eólico del Perú, que en forma amigable permitirá a los interesados conseguir la información básica sobre el recurso eólico y su disponibilidad en el País.

La DFC/DGER/MEM, como encargada directa de supervisar la realización de la Consultoría, tiene el orgullo de presentar el Atlas Eólico del Perú, esperando haya cumplido de esta manera con sus objetivos de promover las energías renovables y el desarrollo económico y social del País.

CONTRATO N° 003-2008-MEM/DGER/DFC/GEF
IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DIGITAL PARA EVALUACIÓN PRELIMINAR DEL POTENCIAL DE
RECURSO EÓLICO – VIENTOGIS

“ATLAS EÓLICO DEL PERÚ”

INDICE

1. INTRODUCCIÓN	8
2. ANTECEDENTES	8
3. VIENTO Y ENERGÍA EÓLICA.....	8
3.1. Origen del viento a escala global.....	8
3.2. Circulaciones de escala regional y local.....	9
3.3. Instrumentos de medición del viento.....	9
3.4. Unidades y escalas.....	10
3.5. Energía del viento.....	10
3.6. Ley de Betz.....	11
3.7. Rosa de viento.....	12
3.8. Distribución de Weibull.....	12
4. METODOLOGÍA	13
4.1. Modelos.....	13
4.2. Bases de datos.....	13
4.3. Sistemas de cálculo y de almacenamiento de datos.....	14
4.4. Proceso de generación de los mapas.....	14
4.5. Factores que afectan a la precisión en la estimación del viento medio.....	14
4.6. Consideraciones sobre la lectura de los mapas.....	14
5. DESCRIPCIÓN DEL RECURSO EÓLICO DEL PERÚ	15
6. ESTIMACIÓN DE LA POTENCIA EÓLICA DEL PERÚ.....	15

FIGURAS

Figura 1. Anemómetro de cazoletas.....	9
Figura 2. Veleta.....	10
Figura 3. Flujo a través de un disco.....	10
Figura 4. Energía extraíble del viento.....	11
Figura 5. Rosa de viento.....	12
Figura 6. Distribución de Weibull.....	12

TABLAS

Tabla 1. Equivalencias de la escala Beaufort.....	10
Tabla 2. Variación de la densidad, temperatura y presión con la altitud en una atmósfera estándar.....	11
Tabla 3. Potencial eólico del Perú.....	16

MAPAS

Mapas geográficos

- Mapa de rugosidad
- Mapa de altitudes
- Mapa de pendientes

Mapas del recurso eólico

Nivel país

- Mapa de viento a 50 m: promedio anual
- Mapa de viento a 80 m: promedio anual
- Mapa de viento a 100 m: promedio anual
- Mapa de densidad de potencia a 50 m: promedio anual
- Mapa de densidad de potencia a 80 m: promedio anual
- Mapa de densidad de potencia a 100 m: promedio anual
- Mapa de viento a 80 m: promedio mensual enero
- Mapa de viento a 80 m: promedio mensual febrero
- Mapa de viento a 80 m: promedio mensual marzo
- Mapa de viento a 80 m: promedio mensual abril
- Mapa de viento a 80 m: promedio mensual mayo
- Mapa de viento a 80 m: promedio mensual junio
- Mapa de viento a 80 m: promedio mensual julio
- Mapa de viento a 80 m: promedio mensual agosto
- Mapa de viento a 80 m: promedio mensual septiembre
- Mapa de viento a 80 m: promedio mensual octubre
- Mapa de viento a 80 m: promedio mensual noviembre
- Mapa de viento a 80 m: promedio mensual diciembre

Nivel regional conformado por los siguientes departamentos:

- Mapa de viento a 80 m. Departamento de Amazonas: promedio anual
- Mapas de viento a 80 m. Departamento de Amazonas: promedios estacionales
- Mapa de viento a 80 m. Departamento de Ancash: promedio anual
- Mapas de viento a 80 m. Departamento de Ancash: promedios estacionales
- Mapa de viento a 80 m. Departamento de Apurímac: promedio anual
- Mapas de viento a 80 m. Departamento de Apurímac: promedios estacionales
- Mapa de viento a 80 m. Departamento de Arequipa: promedio anual
- Mapas de viento a 80 m. Departamento de Arequipa: promedios estacionales
- Mapa de viento a 80 m. Departamento de Ayacucho: promedio anual
- Mapas de viento a 80 m. Departamento de Ayacucho: promedios estacionales
- Mapa de viento a 80 m. Departamento de Cajamarca: promedio anual
- Mapas de viento a 80 m. Departamento de Cajamarca: promedios estacionales
- Mapa de viento a 80 m. Departamento de Cusco: promedio anual

- Mapas de viento a 80 m. Departamento de Cusco: promedios estacionales
- Mapa de viento a 80 m. Departamento de Huancavelica: promedio anual
- Mapas de viento a 80 m. Departamento de Huancavelica: promedios estacionales
- Mapa de viento a 80 m. Departamento de Huánuco: promedio anual
- Mapas de viento a 80 m. Departamento de Huánuco: promedios estacionales
- Mapa de viento a 80 m. Departamento de Ica: promedio anual
- Mapas de viento a 80 m. Departamento de Ica: promedios estacionales
- Mapa de viento a 80 m. Departamento de Junín: promedio anual
- Mapas de viento a 80 m. Departamento de Junín: promedios estacionales
- Mapa de viento a 80 m. Departamento de La Libertad: promedio anual
- Mapas de viento a 80 m. Departamento de La Libertad: promedios estacionales
- Mapa de viento a 80 m. Departamento de Lambayeque: promedio anual
- Mapas de viento a 80 m. Departamento de Lambayeque: promedios estacionales
- Mapa de viento a 80 m. Departamento de Lima: promedio anual
- Mapas de viento a 80 m. Departamento de Lima: promedios estacionales
- Mapa de viento a 80 m. Departamento de Loreto: promedio anual
- Mapas de viento a 80 m. Departamento de Loreto: promedios estacionales
- Mapa de viento a 80 m. Departamento de Madre de Dios: promedio anual
- Mapas de viento a 80 m. Departamento de Madre de Dios: promedios estacionales
- Mapa de viento a 80 m. Departamento de Moquegua: promedio anual
- Mapas de viento a 80 m. Departamento de Moquegua: promedios estacionales
- Mapa de viento a 80 m. Departamento de Pasco: promedio anual
- Mapas de viento a 80 m. Departamento de Pasco: promedios estacionales
- Mapa de viento a 80 m. Departamento de Piura: promedio anual
- Mapas de viento a 80 m. Departamento de Piura: promedios estacionales
- Mapa de viento a 80 m. Departamento de Puno: promedio anual
- Mapas de viento a 80 m. Departamento de Puno: promedios estacionales
- Mapa de viento a 80 m. Departamento de San Martín: promedio anual
- Mapas de viento a 80 m. Departamento de San Martín: promedios estacionales
- Mapa de viento a 80 m. Departamento de Tacna: promedio anual
- Mapas de viento a 80 m. Departamento de Tacna: promedios estacionales
- Mapa de viento a 80 m. Departamento de Tumbes: promedio anual
- Mapas de viento a 80 m. Departamento de Tumbes: promedios estacionales
- Mapa de viento a 80 m. Departamento de Ucayali: promedio anual
- Mapas de viento a 80 m. Departamento de Ucayali: promedios estacionales

1. INTRODUCCIÓN

La energía eólica es una de las fuentes de energía con mayor crecimiento de implantación en el mundo. Su reemergencia a finales del siglo XX para la generación de energía eléctrica limpia, la ha conducido rápidamente a ser una fracción importante de la generación eléctrica en muchos países. Para que este hecho llegara a producirse, han tenido que aunarse varios factores, entre los que se pueden calificar cinco como los decisivos. Primero, la necesidad, ligada al progresivo agotamiento de los combustibles fósiles. Segundo, el potencial, existente en varias partes del Globo, del suficiente recurso eólico. Tercero, la capacidad tecnológica, para desarrollar aerogeneradores cada día más eficientes. Cuarto, la visión de los pioneros en este campo, quienes en la segunda mitad del siglo pasado dirigieron el desarrollo tecnológico para conducirnos a la situación actual. Y por último, la voluntad política para facilitar la implantación de la energía eólica, tanto en lo que se refiere a la tramitación administrativa como a la retribución para el productor.

Una de las dificultades intrínsecas de la energía eólica, como en general de las energías renovables, es la falta de control que los humanos tenemos sobre ella. Una central de generación convencional puede ser ubicada en uno u otro sitio, dependiendo de muchos factores, de los cuales el decisivo no suele ser el suministro del combustible. En cambio, un parque eólico debe ubicarse allá donde el recurso está presente, e incluso su diseño está condicionado por la estructura final de la distribución del viento en el lugar. Tampoco puede gestionarse, a diferencia de las otras centrales de generación, el momento en que se produce la energía ni en qué cantidad. Los parques eólicos sólo generan cuando hay suficiente viento y no se puede regular su eficiencia en función de las necesidades de consumo.

Por los motivos nombrados anteriormente, es de vital importancia la localización de los emplazamientos adecuados para el desarrollo de instalaciones eólicas, entendiendo como tales aquellos que dispongan del suficiente recurso eólico. Sólo una vez localizados estos emplazamientos se pueden empezar a considerar otros factores, como son las infraestructuras eléctrica y de comunicaciones, la factibilidad técnica y económica del proyecto, o el impacto ambiental.

El presente Atlas Eólico permite conocer las zonas potenciales para el aprovechamiento energético en el Perú. Esta información constituye un valioso aporte para los sectores productivos público y privado del país con la finalidad de promover la inversión e investigación en el uso de la energía eólica como fuente energética renovable y no contaminante.

2. ANTECEDENTES

Con la finalidad de realizar la evaluación preliminar del recurso eólico del Perú y elaborar los productos finales correspondientes, la Dirección General de Electrificación Rural del Ministerio de Energía y Minas (DGER/MEM) y el Consorcio Meteosim Truewind S.L. – Latin Bridge Business S.A., suscribieron el 29 de abril de 2008 el Contrato N° 003-2008-MEM/DGER/DFC/GEF para la ejecución de la Consultoría “Implementación del Sistema Digital para Evaluación Preliminar del Potencial de Recurso Eólico – VIENTOGIS”, en el marco del cual se ha preparado el presente documento, Atlas Eólico del Perú.

3. VIENTO Y ENERGÍA EÓLICA

En último término, cualquier fuente de energía de la Tierra tiene su origen en el Sol. Esto no es diferente para la energía eólica; el origen del movimiento de la atmósfera es su calentamiento debido a la radiación solar.

3.1. Origen del viento a escala global

El viento, considerado a escala planetaria, tiene su origen en las diferencias de presión creadas por la inhomogeneidad del calentamiento por radiación solar. Por ejemplo, la cantidad de radiación solar absorbida en la superficie terrestre es mayor en el ecuador que en los polos. Adicionalmente, el movimiento de traslación del planeta da lugar a variaciones estacionales en la distribución de radiación.

Las variaciones espaciales en la transferencia de calor a la atmósfera crean variaciones en el campo de presión que fuerzan al aire a moverse desde las altas hacia las bajas presiones. Normalmente, la fuerza del gradiente de presión vertical se cancela con la fuerza gravitatoria. Es por ello que el viento sopla predominantemente en el plano horizontal, respondiendo a los gradientes horizontales de presión.

Una vez el movimiento se ha iniciado, aparecen otras fuerzas que condicionan la circulación atmosférica a escala planetaria. La primera de ellas es la fuerza de Coriolis, que aparece por el hecho de encontrarnos en un sistema manifiestamente no inercial como es la Tierra en rotación sobre su eje. Supongamos un cuerpo que siguiera una trayectoria rectilínea de norte a sur sin contacto con la superficie de la Tierra. Visto desde el espacio, el cuerpo efectivamente sigue una trayectoria rectilínea y es la Tierra la que se desplaza debajo de él. Para un observador situado en reposo sobre la superficie, el cuerpo que se desplaza sobre su cabeza aparentará desplazarse hacia la derecha en el hemisferio norte y hacia la izquierda en el hemisferio sur. Esta fuerza ficticia que explica este movimiento en el sistema no inercial es la que llamamos de Coriolis.

El equilibrio entre las fuerzas bérica (o del gradiente de presión) y la fuerza de Coriolis, genera una circulación idealizada a la que llamamos viento geostrófico. Es

una buena aproximación al viento real en niveles altos de la atmósfera. El viento geostrófico es paralelo a las isóbaras, o superficies de igual presión.

El viento geostrófico es una idealización, dado que la presencia de zonas de altas y bajas presiones hacen que las isóbaras no sean rectas sino curvas. Esto impone una nueva fuerza que actúa sobre el viento, la fuerza centrífuga. El equilibrio de las fuerzas bórica, de Coriolis y centrífuga, resulta en una circulación conocida como viento del gradiente. Este viento es también paralelo a las isóbaras.

Por último, el rozamiento de la superficie terrestre ejerce también una fuerza sobre el viento que distorsiona su movimiento a escala global, frenándolo en diferente medida según las características del suelo, y cuya tendencia es a desviarlo hacia las regiones de baja presión.

3.2. Circulaciones de escala regional y local

Las circulaciones cuyo origen se describe en la sección anterior suponen un planeta homogéneo de forma aproximadamente esférica. Realmente, la superficie terrestre presenta una variabilidad considerable, que incluye grandes extensiones de tierra y océanos. Estas superficies diversas pueden afectar el flujo del aire variando los campos de presión, la absorción de radiación solar o el contenido de vapor de agua.

Los océanos actúan como un gran sumidero de energía, por lo que el movimiento del aire está a menudo acoplado con la circulación oceánica. Esto ocasiona variaciones del campo de presión que afectan a los vientos globales y a varios de los vientos regionales persistentes, como los monzones. Además, el calentamiento o enfriamiento local pueden originar vientos locales persistentes en ciclos estacionales o diarios, como es el caso de las brisas o los vientos de montaña.

Se pueden considerar circulaciones secundarias o vientos regionales a aquellas en que los centros de alta o baja presión se forman por el calentamiento o enfriamiento de la baja atmósfera. Entre ellas se pueden destacar las siguientes:

- Huracanes
- Monzones
- Ciclones extratropicales (o de latitudes medias)

Se llaman circulaciones terciarias o vientos locales el resto de circulaciones persistentes de pequeña escala, entre las que se encuentran:

- Brisas y terrales
- Vientos de valle y montaña
- Flujo entre pasos de montaña.
- Vientos Foehn
- Tormentas
- Tornados

3.3. Instrumentos de medición del viento

El viento matemáticamente es un vector, que como se ha explicado anteriormente tiene aproximadamente dos dimensiones, puesto que la componente vertical es normalmente muy pequeña. Por tanto, puede describirse en cada instante de tiempo con dos coordenadas. Para obtener estas coordenadas en un sistema cartesiano, el vector debe ser proyectado sobre cada uno de los ejes definidos más o menos arbitrariamente como x e y . Esto es útil para la previsión numérica del tiempo, pero la manera natural de describir el viento es mediante sus coordenadas polares, el módulo (velocidad) y la dirección.

La descripción mediante el módulo y la dirección es conveniente por intuitiva y porque los instrumentos tradicionales de medida del viento evalúan justamente cada una de estas dos magnitudes por separado.

El instrumento que mide la velocidad del viento de manera directa en aplicaciones eólicas es normalmente el anemómetro, siendo el más común el anemómetro de cazoletas.



Figura 1. Anemómetro de cazoletas

Los diseños actuales de este tipo de instrumento tienen tres cazoletas montadas sobre un pequeño eje. El anemómetro de cazoletas emplea su rotación, que varía en proporción a la velocidad del viento, para generar una señal. Para medir el ritmo de rotación de las cazoletas, se pueden emplear contadores mecánicos, variaciones de voltaje, o interruptores fotoeléctricos. Lo que se obtiene entonces es el desplazamiento creado por el flujo del viento y por tanto la distancia. Dividiendo ésta entre la unidad de tiempo de la muestra se obtiene la velocidad del viento.

También son utilizados, aunque menos, los anemómetros de hélice. El viento hace girar la hélice acoplada a un eje que genera una señal dependiente de este giro, de manera similar a como lo hace el anemómetro de cazoletas. Si sólo se dispone de un anemómetro, éste se acopla a una veleta para orientarse automáticamente hacia el viento. También se pueden mantener fijos siguiendo dos o tres ejes cartesianos, empleando dos o tres anemómetros, obteniendo en este caso las componentes del vector.

Para medir la dirección del viento normalmente se emplea una veleta. Su forma convencional consta de una cola ancha que el viento mantiene a sotavento de un eje de rotación vertical y de un contrapeso que se mantiene a barlovento y que proporciona el equilibrio necesario para que el instrumento gire lo más libremente posible. En la figura podemos observar que el contrapeso tiene una forma que nos apunta la dirección de la que viene el flujo. La señal de la posición se la veleta se obtiene por contactos de cierre de circuito o a través de potenciómetros.



Figura 2. Veleta

Existen otros instrumentos de medición, de invención mucho más reciente, pero que actualmente no están sustituyendo a los instrumentos tradicionales, entre otras cosas por su elevado precio. Normalmente son empleados como sistemas complementarios en campañas especiales de medida, en las que se busca una mayor precisión. Un ejemplo son los anemómetros sónicos, que emplean ondas ultrasónicas para medir simultáneamente la velocidad y la dirección del viento. Otro son las herramientas de teledetección, como el SODAR y el LIDAR, que emplean sonido y luz respectivamente para barrer la vertical de la atmósfera y así obtener un perfil de sus características.

3.4. Unidades y escalas

El viento, como hemos nombrado anteriormente, se suele especificar con su módulo y su ángulo. Las unidades del módulo, como para cualquier velocidad, constan de una dimensión espacial dividida entre una temporal. En el Sistema Internacional, estas unidades son el metro y el segundo (m/s), y de hecho son las más habituales en los estudios de recurso eólico. Por familiaridad, también se emplean el kilómetro y la hora (km/h).

Por razones históricas, uno de los campos en los que existe más tradición en el conocimiento y la descripción del viento es en la navegación. Por este motivo, existen dos escalas más de velocidades de viento que son propias de este campo. La primera es el nudo, que equivale a una milla náutica por hora ó 1,852 km/h. La otra es la escala Beaufort, que es puramente fenomenológica y que estima la velocidad

del viento en función del aspecto de la superficie del mar.

Tabla 1. Equivalencias de la escala Beaufort

Número Beaufort	Velocidad (km/h)	Denominación
0	< 1	Calma
1	2 – 5	Ventolina
2	6 – 11	Flojito (Brisa muy débil)
3	12 – 19	Flojo (Brisa débil)
4	20 – 28	Bonancible (Brisa moderada)
5	29 – 38	Fresquito (Brisa fresca)
6	39 – 49	Fresco (Brisa fuerte)
7	50 – 61	Frescachón (Viento fuerte)
8	62 – 74	Temporal (Viento duro)
9	75 – 88	Temporal fuerte (Muy duro)
10	89 -102	Temporal duro (Temporal)
11	103 – 117	Temporal muy duro (Borrasca)
12	> 118	Temporal huracanado (Huracán)

La dirección del viento, en meteorología, se mide en grados sexagesimales, pero el criterio empleado es diferente del matemático habitual. En primer lugar, siempre nos referimos a la dirección de la que viene el viento, no hacia donde va. Se consideran cero grados u origen al viento que viene del norte, y la escala es creciente hasta los 360 grados en el sentido de las agujas del reloj.

3.5. Energía del viento

Si el viento puede aprovecharse para la producción de energía, es porque la contiene en forma de energía cinética. Las máquinas respectivas permitirán transformarla en energía mecánica y, mediante un generador, en la energía eléctrica. En esta sección se muestra el cálculo de energía que contiene el viento.

Hay que considerar un flujo de viento de velocidad U que atraviesa un volumen de longitud diferencial y sección transversal A .

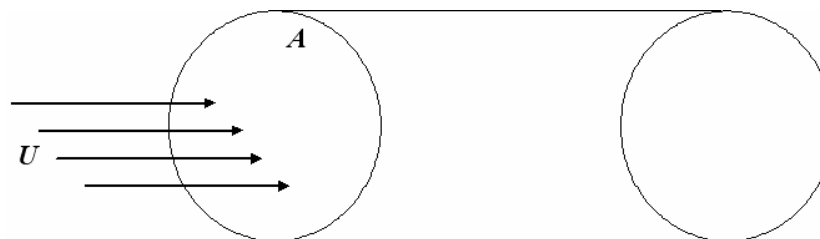


Figura 3. Flujo a través de un disco

El flujo que atraviesa el disco por unidad de tiempo, dm/dt , según la ecuación de continuidad es:

$$\frac{dm}{dt} = \frac{d(\rho \cdot V)}{dt} = \rho \cdot A \cdot \frac{dx}{dt} = \rho \cdot A \cdot U,$$

donde ρ es la densidad del aire, que al igual que área del disco se considera que no varía con el tiempo. Por otra parte, la potencia o energía cinética por unidad de tiempo será:

$$P = \frac{dE_c}{dt} = \frac{d}{dt} \left(\frac{1}{2} m v^2 \right) = \frac{1}{2} U^2 \frac{dm}{dt}$$

Sustituyendo en la ecuación anterior, queda la siguiente expresión:

$$P = \frac{1}{2} \rho \cdot A \cdot U^3$$

A continuación se puede definir una nueva magnitud, que mostrará la potencia por unidad de la sección transversal (área barrida), o densidad de potencia, y que vendrá expresada por:

$$\frac{P}{A} = \frac{1}{2} \rho \cdot U^3$$

A la luz de estos resultados, se pueden extraer las siguientes conclusiones:

- La densidad de potencia es proporcional a la densidad del aire. Esto quiere decir que en general, a mayor altitud, menor la energía disponible a igual velocidad del viento, como se puede comprobar en la Tabla 2.
- La energía que se puede extraer del viento es proporcional al área barrida por el rotor (o al cuadrado de su diámetro en una máquina convencional, con rotor circular).
- La densidad de potencia es proporcional al cubo de la velocidad del viento.

Tabla 2. Variación de la densidad, temperatura y presión con la altitud en una atmósfera estándar

Altitud (m)	Temperatura (°C)	Presión (hPa)	Densidad (kg/m ³)
0	15.0	1013.2	1.225
100	14.3	1001.3	1.213
200	13.7	989.5	1.202
300	13.0	977.73	1.190
400	12.4	966.11	1.179
500	11.7	954.6	1.167
1000	8.5	898.7	1.112
2000	2.0	794.9	1.007
3000	-4.5	701.1	0.909
4000	-11.0	616.4	0.819
5000	-17.5	540.2	0.736

3.6. Ley de Betz

Si se intenta extraer con un aerogenerador la energía del viento, se verá que su velocidad disminuye al traspasar la máquina, dado que el rotor de la turbina eólica debe frenar el viento para transformar su energía cinética en rotacional.

Dado que la cantidad de aire que pasa a través del área barrida por el rotor por unidad de tiempo debe ser igual a la que abandona el área del rotor por el otro lado, el aire ocupará una mayor sección transversal (diámetro) detrás del plano del rotor.

Si se intenta extraer toda la energía del viento, el aire saldría con una velocidad nula, es decir, el aire no podría abandonar la turbina. En ese caso no se extraería ninguna energía en absoluto, ya que obviamente también se impediría la entrada de aire al rotor del aerogenerador.

En el otro caso extremo, el viento podría pasar sin ser para nada estorbado. En este caso tampoco sería extraída ninguna energía del viento.

Entonces, se puede asumir que debe haber alguna forma de frenar el viento que esté entremedio de estos dos extremos, y que sea la más eficiente en la conversión de la energía del viento en energía

mecánica útil. Esta cuestión fue respondida por Albert Betz en un célebre teorema formulado en 1919, según se expone a continuación:

Se considera, cosa bastante razonable, que la velocidad promedio del viento a través del área del rotor es el promedio de la velocidad del viento sin perturbar antes de la turbina eólica, v_1 , y la velocidad del viento después de su paso por el plano del rotor, v_2 , esto es, $(v_1 + v_2)/2$. Siguiendo las fórmulas deducidas en el apartado 3.5., se obtiene que la masa por unidad de tiempo que atraviesa el rotor es:

$$\frac{dm}{dt} = \frac{d(\rho \cdot V)}{dt} = \rho \cdot A \cdot \frac{dx}{dt} = \rho \cdot A \cdot \frac{v_1 + v_2}{2},$$

y la potencia extraída por el rotor es:

$$P = \frac{dE_c}{dt} = \frac{d}{dt} \left(\frac{1}{2} m v^2 \right) = \frac{1}{2} (v_1^2 - v_2^2) \frac{dm}{dt},$$

que sustituyendo la expresión anterior daría una potencia extraída de:

$$P = \frac{1}{4} \rho \cdot A \cdot (v_1^2 - v_2^2) \cdot (v_1 + v_2)$$

La potencia del viento incidente sobre el rotor, a la que se denomina P_0 , sería:

$$P_0 = \frac{1}{2} \rho \cdot A \cdot v_1^3$$

Si se comparan los dos valores, se obtiene la siguiente función:

$$\frac{P}{P_0} = \frac{1}{2} \left(1 - \left(\frac{v_2}{v_1} \right)^2 \right) \left(1 + \frac{v_2}{v_1} \right)$$

Esta función, como se puede apreciar en la siguiente Figura, tiene un máximo para $v_2/v_1 = 1/3$. El valor máximo de la potencia extraída del viento es entonces de 16/27 ó aproximadamente 0.59 veces la potencia del viento.

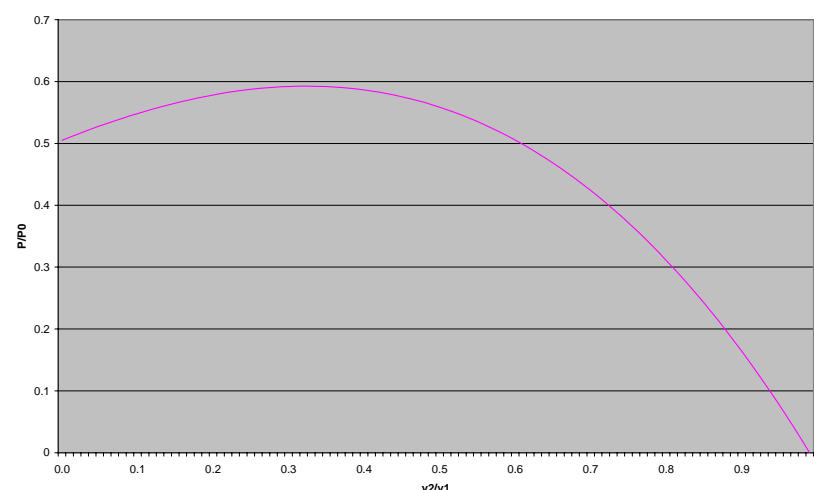


Figura 4. Energía extraíble del viento

3.7. Rosa de Viento

Además del viento medio, es fundamental para la caracterización del mismo el conocimiento de las direcciones en las que se distribuye en una ubicación concreta. En el caso de los estudios para la ubicación de un parque eólico, este factor es especialmente crítico, puesto que condiciona su diseño.

En Meteorología, se suele representar la distribución del viento con un gráfico polar denominado rosa de viento. En él, se divide el círculo en un número de sectores múltiplo de cuatro, pues cuatro son los puntos cardinales, y se muestra el tanto por ciento del tiempo en el que el viento sopla en cada uno de estos sectores. Conviene recordar que la dirección del viento es siempre la dirección desde la que viene el mismo, no hacia donde va.

Para aplicaciones en energía eólica, aunque la rosa habitual es también útil, es más interesante considerar una modificación de la misma. Más que la frecuencia con que el viento sopla en una dirección, lo que interesa en este caso es la energía del mismo en las diferentes direcciones. Por ello se suelen representar en colores diferentes sobre un mismo círculo las dos magnitudes; la frecuencia temporal y la fracción de energía en cada uno de los sectores, como se puede observar en la figura.

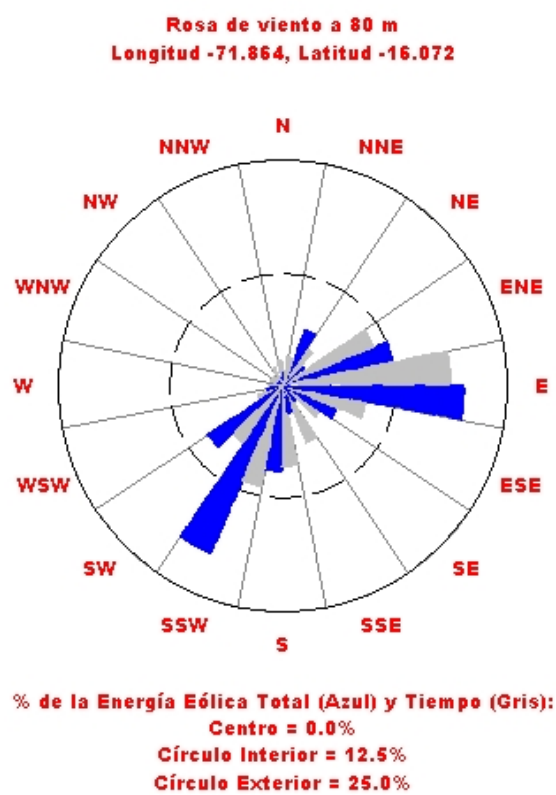


Figura 5. Rosa de viento

3.8. Distribución de Weibull

Experimentalmente se observa que la distribución de frecuencias de una serie de viento (esto es, la proporción relativa de los diferentes rangos de velocidades) se puede ajustar a una distribución de densidad de probabilidad de uno o dos parámetros en la mayoría de las ocasiones. Esto es útil, puesto que la densidad de probabilidad tiene una expresión analítica que permite realizar cálculos sobre la misma de manera

mucho más ágil que el tratamiento directo de la serie completa.

La distribución más extensamente empleada para la representación de una serie de viento es la función densidad de probabilidad de Weibull, cuya expresión es:

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

donde U representa el valor del módulo del viento, mientras c y k son los parámetros que caracterizan y distinguen una serie de otra. El parámetro c da una idea de la altura de la distribución, mientras que k está relacionado con la anchura de la misma.

Realizando algo de álgebra con la expresión, se puede obtener la función de distribución acumulada, $F(U)$, que da la probabilidad de que el viento sea igual o inferior a un valor:

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

También se puede obtener expresiones para el valor medio del viento y su desviación estándar en función de estos dos parámetros:

$$U = c\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right); \Gamma(x) = \int_0^{\infty} e^{-t} t^{x-1} dt$$

$$\sigma_U^2 = U^2 \left[\frac{\Gamma(1 + 2/k)}{\Gamma^2(1 + 1/k)} - 1 \right]$$

donde $\Gamma(x)$ es la función Gamma de Euler. En la siguiente Figura, se puede apreciar un ejemplo de una distribución real de viento y su correspondiente ajuste de Weibull. El programa con el que ha sido generada nombra al factor c como A .

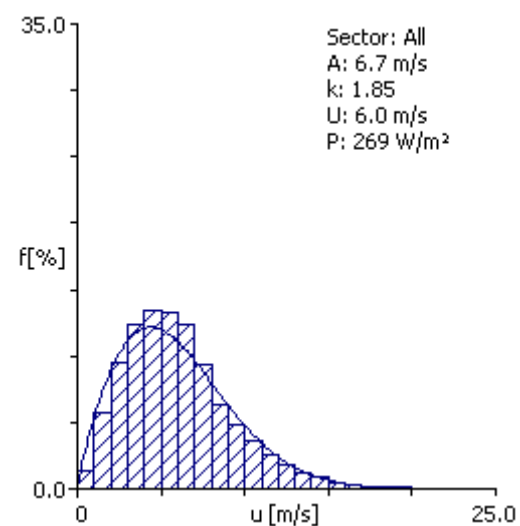


Figura 6. Distribución de Weibull

4. METODOLOGÍA

Las técnicas convencionales en el estudio del potencial eólico requieren mucho tiempo y, a menudo, dependen de la disponibilidad de costosas torres meteorológicas. Asimismo, los modelos convencionales de flujo de viento son poco precisos ante regímenes de viento muy variables, e incluso en zonas de terreno moderadamente complejo, su exactitud decae sustancialmente con la distancia a la torre de observación más cercana.

Las técnicas de modelización mesoescalares y microescalares ofrecen una solución muy efectiva a todos estos problemas. Combinando la utilización de un sofisticado modelo de simulación atmosférica, capaz de reproducir los patrones de viento a gran escala, con un modelo de viento microescalar que responda a las características del terreno y a la topografía, se pueden llevar a cabo estudios del potencial eólico en regiones extensas con un nivel de detalle imposible de alcanzar en el pasado. Además, hay que remarcar que no son necesarios datos de viento de entrada para conseguir resultados razonablemente precisos, a pesar de que los datos de torres meteorológicas son imprescindibles para confirmar el potencial eólico previsto en un punto concreto. La modelización atmosférica mesoescalar y microescalar reduce notablemente el coste y el tiempo necesarios para identificar y evaluar regiones potencialmente prometedoras para la implantación de proyectos eólicos.

Para la realización del presente estudio, el Consultor ha empleado el sistema de su propiedad WindSurvey, que consiste en una integración de modelos de simulación de la atmósfera, bases de datos, estaciones de trabajo y unidades de disco de gran capacidad. En el corazón de MesoMap está el MASS (Mesoscale Atmospheric Simulation System), un modelo físico-matemático que simula el comportamiento de la atmósfera a mesoescala. El modelo MASS se acopla a un modelo de microescala simplificado de flujo de viento, WindMap, que se utiliza para refinar la resolución espacial del MASS y para incluir los efectos locales de la rugosidad y la orografía. El MASS simula las condiciones atmosféricas sobre la región de interés para un total de 366 días elegidos de forma aleatoria de un total de 15 años. Una vez finalizadas las simulaciones, los resultados se introducen en WindMap. En esta Consultoría, el MASS se ha ejecutado hasta llegar a una resolución de 5 Km., mientras que WindMap se ha ejecutado con una resolución de 1 Km.

Básicamente, el sistema WindSurvey consta de tres componentes: modelos, bases de datos y sistemas de cálculo. A continuación se describen cada uno de estos componentes.

4.1. Modelos

En el corazón del sistema WindSurvey está el MASS (Mesoscale Atmospheric Simulation System), un

modelo numérico de predicción que ha sido desarrollado en los últimos 20 años por Meso Inc. como herramienta de investigación, así como plataforma de generación de productos meteorológicos comerciales. El MASS simula los fenómenos físicos fundamentales que gobiernan la atmósfera, incluyendo la conservación de la masa, la cantidad de movimiento y la energía (los principios básicos de la dinámica y termodinámica clásicas). También posee un módulo de energía cinética turbulenta que tiene en consideración la viscosidad y la estabilidad térmica de la cizalladura del viento. Como modelo dinámico, el MASS simula la evolución de las condiciones atmosféricas en pasos de tiempo del orden de pocos segundos. Esto genera una fuerte demanda de recursos computacionales, especialmente cuando se trabaja en resoluciones muy elevadas. Finalmente, el MASS se acopla a un modelo más simple y rápido, WindMap. Se trata de un modelo de conservación de masa que simula el flujo de viento. Dependiendo de la extensión y la complejidad de la región, WindMap se utiliza para mejorar la resolución espacial de las simulaciones del MASS para así tener en consideración los efectos del terreno y las variaciones locales de la superficie.

4.2. Bases de datos

El modelo MASS utiliza diferentes tipos de bases de datos globales, geofísicas y meteorológicas. Las principales fuentes de datos son datos de reanálisis, radiosondeo, superficie y características de los usos del suelo. La base de datos de reanálisis –la más importante– está constituida por datos meteorológicos históricos referidos a una red tridimensional generados por el US National Center for Environmental Prediction (NCEP) y el National Center for Atmospheric Research (NCAR). Estos datos permiten obtener una instantánea de las condiciones meteorológicas en todo el globo a distintas alturas y a intervalos de 6 horas. Combinando los datos de radiosondeo, superficie y el reanálisis, se establecen las condiciones iniciales, así como las condiciones de contorno actualizadas para las simulaciones del modelo MASS. El MASS, por él mismo, determina la evolución de las condiciones atmosféricas. Como los datos de reanálisis tienen poco detalle, el MASS se ejecuta para toda una serie de simulaciones sucesivas, cada una de las cuales utiliza como entrada los datos de salida de la simulación precedente, hasta llegar al nivel de detalle deseado.

Las bases de datos geofísicas de entrada que se utilizan son, principalmente, la elevación y los usos del suelo, índice de vegetación y valores climatológicos de la temperatura del agua del mar. Los datos de elevación utilizados en WindSurvey han sido generados y compilados en un modelo de elevación digital del terreno (DEM) en el marco del proyecto SRTM (Shuttle Radar Topography Mission) por el Nacional Geospatial-Intelligence Agency (NGA) y la Nacional Aeronautics and Space Administration (NASA). Los usos del suelo provienen de la base MODIS (Moderate Resolution Imaging Spectroradiometer), con una resolución de 1 km.

4.3. Sistemas de cálculo y de almacenamiento de datos

El sistema WindSurvey requiere una gran potencia de cálculo y de almacenamiento para poder generar los mapas de recurso eólico con una resolución espacial muy elevada y en un tiempo razonable. Para alcanzar este objetivo, se han utilizado un total de 94 procesadores y más de 3 Terabytes de datos.

Como cada día simulado por un procesador es completamente independiente del resto de días, el proyecto se puede realizar en paralelo en este sistema 94 veces más deprisa que utilizando un solo procesador. Dicho de otro modo, un proyecto típico de WindSurvey que tardaría más de dos años en completarse con un solo procesador, puede ser completado en muy pocas semanas.

4.4. Proceso de generación de los mapas de viento medio

El sistema WindSurvey genera un mapa del potencial eólico en diversos pasos. En primer lugar, el MASS simula las condiciones atmosféricas de 366 días seleccionados de entre un periodo de 15 años. Los días se eligen a través de un esquema aleatorio estratificado para que cada uno de los meses y estaciones del año estén igualmente representados en la muestra. Sólo el año es elegido de manera completamente aleatoria. Cada simulación genera el viento y otras variables meteorológicas (como pueden ser la temperatura, la presión, la humedad, la energía cinética turbulenta o el flujo de calor) en tres dimensiones en el dominio de integración, y la información se guarda en salidas horarias. Una vez realizadas las simulaciones, los resultados se compilan en archivos resumen, que constituyen la entrada al modelo WindMap en la etapa final de realización de los mapas. Los dos productos principales son (1) mapas del viento medio a distintas alturas sobre el suelo, y (2) archivos de datos que contienen los parámetros de las distribuciones de frecuencias de la velocidad y dirección del viento. Los mapas y los datos se comparan con observaciones realizadas en torres meteorológicas sobre la superficie terrestre o sobre el mar y, en caso de observarse discrepancias significativas, se pueden realizar ajustes a posteriori.

4.5. Factores que afectan a la precisión en la estimación del viento medio

Según la experiencia del Consultor, las fuentes más importantes de error en las estimaciones del potencial eólico mediante WindSurvey son las siguientes:

- Escala finita de la red de simulación
- Errores en las propiedades estimadas, como la rugosidad del terreno.
- Errores en las bases de datos de topografía y usos del suelo.

La escala finita de la red discreta de simulación produce una suavización de la orografía. Por ejemplo, una cordillera de 2.000 m sobre el nivel del mar sólo tiene 1.600 m para el modelo. Donde el flujo del viento es forzado por el terreno, esta suavización conlleva una subestimación de la velocidad del viento sobre la cordillera. Por el contrario, donde las montañas bloquean el flujo, esta suavización conduce a una sobreestimación del recurso eólico. El problema de la escala finita de la red de simulación se puede solventar aumentando la resolución de las simulaciones, pero con un elevado coste en el tiempo de cálculo.

Los errores en los datos topográficos y del suelo pueden, obviamente, afectar las estimaciones del potencial eólico. Mientras que los datos de elevación son generalmente muy fiables, los errores en los datos de los usos del suelo son más frecuentes como consecuencia de una mala clasificación de las imágenes aéreas y satelitales. Se ha estimado que la base de datos de 1 km de resolución utilizada en las simulaciones del MASS tiene una fiabilidad del 70%. La utilización de bases de datos del terreno y del suelo es mucho más precisa en la etapa de WindMap, permitiendo corregir estos errores introducidos en las simulaciones del MASS. La base de datos utilizada en este caso tiene una resolución de 100 m, mientras que el modelo digital de elevación del terreno tiene una resolución de 90 m.

Aunque la base de datos de usos del suelo estuviese correctamente catalogada, existe siempre una incertidumbre en las propiedades físicas que deben ser asignadas a cada uno de los tipos, especialmente las referentes a la altura característica de la vegetación y el parámetro de rugosidad. La categoría bosque, por ejemplo, incluye distintas variedades de árboles, con distintas alturas, densidades y follaje, y otras características que afectan a la rugosidad de la superficie. Asimismo, la categoría cultivo puede incluir algunos edificios o árboles salteados, etc. Incertidumbres como esta se pueden superar incorporando más información de la región de interés a través de fotografías aéreas o trabajos de campo. Evidentemente, esto no es factible en esta Consultoría ya que la región estudiada es muy extensa.

4.6. Consideraciones sobre la lectura de los mapas

Los mapas de esta Consultoría permiten obtener directamente el viento en cualquier punto del País, así como su altitud y el parámetro de rugosidad que el modelo ha utilizado para realizar los cálculos. Para interpretar y ajustar las estimaciones de la velocidad del viento se han de tener en cuenta los siguientes puntos:

1. En los cálculos se ha supuesto que todos los puntos están libres de obstáculos susceptibles de alterar o de impedir el curso del viento. No se consideran obstáculos los árboles si son habituales en el entorno del punto de interés porque sus efectos ya se han tenido en cuenta por el modelo. Las singularidades, como

puede ser una edificación aislada o un grupo de árboles en un espacio abierto, si que se consideran obstáculos. Por regla general, el efecto de estos obstáculos se manifiesta a una altura que duplica la del propio obstáculo, y a una distancia a sotavento de entre 10 y 20 veces de la altura del propio obstáculo.

2. Generalmente, los emplazamientos situados a una altura superior a la media del elemento de cuadrícula de $1000 \times 1000 \text{ m}^2$ son más ventosos que los que puedan estar por debajo. Se puede considerar que la velocidad se incrementa alrededor de 1 m/s por cada 100 m de ascenso, siendo mejor esta aproximación cuanto más aislado sea el elemento que se encuentra por encima de su entorno.

3. Las alteraciones del parámetro de rugosidad de la superficie –determinado esencialmente por la edificación y el tipo de vegetación– pueden causar un impacto importante en el potencial eólico de un emplazamiento determinado, con un radio de influencia de entre 1 y 2 Km . Si la rugosidad es mucho más pequeña que la utilizada por el modelo, la velocidad media será probablemente mayor. Los valores típicos de rugosidad van de $0,001 \text{ m}$ en campo abierto sin árboles o arbustos significativos, a $0,1 \text{ m}$ en terrenos mayoritariamente arbustivos, y a 1 m o más en zonas con muchos árboles. Vale la pena aclarar aquí que estos valores han sido relacionados indirectamente con la medida de la vegetación; en realidad se trata de una escala de longitud que se utiliza en las ecuaciones que gobiernan la estructura de la capa límite.

5. DESCRIPCIÓN DEL RECURSO EÓLICO DEL PERÚ

La modelización del recurso eólico con resolución de 1 Km sobre el territorio del Perú ha permitido identificar las zonas más apropiadas para estudiar la explotación de la energía eólica. Una de estas zonas se encuentra en el norte del País, a lo largo de la costa del departamento de Piura, y presenta un máximo de viento medio anual en el sur de la región. Siguiendo hacia el sur por la costa, el departamento de Lambayeque también es interesante en cuanto a recurso eólico, así como algunas zonas del norte de La Libertad. También los departamentos de Ancash, Lima y Arequipa contienen ciertas áreas cercanas a la costa que son propicias para el aprovechamiento de la energía eólica, pero el departamento que más destaca por registrar promedios climáticos de viento especialmente altos es Ica, cuya línea costera supera los 8 m/s de viento medio anual en varias zonas.

Hacia el interior, las zonas con abundante recurso eólico se reducen a algunas áreas próximas a la cordillera de los Andes, mientras que las regiones cubiertas por bosque tropical presentan los promedios de viento más bajos del país. De los departamentos del interior, Puno es el que tiene una mayor extensión de terreno con viento anual superior a 4 m/s , llegando incluso a superar los 5 m/s en numerosos sistemas montañosos y en la orilla norte del lago Titicaca. Algunas zonas montañosas del sur de Cuzco y el norte

de Arequipa también alcanzan estos promedios, así como amplias zonas de los departamentos de Ayacucho, Huancavelica y el este de Lima, la mayoría de difícil acceso debido a la orografía. Más hacia el norte, desde el interior de Ancash hasta el límite entre Cajamarca y Piura, los valores de viento medio sobre la cordillera de los Andes se encuentran entre los más altos de Perú, con el inconveniente de la difícil accesibilidad.

6. ESTIMACIÓN DE LA POTENCIA EÓLICA DEL PERÚ

Como parte del Estudio, se ha realizado una estimación de la potencia eólica total y aprovechable del Perú. Una estimación de estas características puede realizarse de diversas maneras y parte de unos supuestos que pretenden ser razonables pero que no dejan de ser arbitrarios y que se exponen a continuación.

Para filtrar las zonas con potencial eólico suficiente, se ha calculado la producción en cada uno de los puntos simulados sobre tierra con un generador estándar de 2 MW de potencia nominal y 80 m de diámetro de rotor a la altura de 80 m sobre el suelo.

El factor de capacidad mide el rendimiento real de un aerogenerador en un emplazamiento, dado que éstos sólo generan su potencia nominal en un rango determinado de vientos; fuera de ese rango su potencia es inferior. Si se expresa matemáticamente, el factor de capacidad no es más que el cociente entre la potencia media producida y la potencia nominal del aerogenerador.

Para el cálculo de la potencia total se ha considerado dentro del territorio disponible a cada uno de los nodos de simulación, de $1 \times 1 \text{ Km}$, que presentan un factor de capacidad bruto igual o superior al 20% . El valor de corte para realizar la selección depende de la retribución de la energía en la zona en cuestión; en este caso, se ha seleccionado un valor bastante orientativo en países en que el sector está desarrollado.

La última suposición en el cálculo es el número de aerogeneradores de las características supuestas que razonablemente pueden ubicarse en cada recuadro de 1 Km^2 de la simulación. Según la experiencia del Consultor, un número orientativo serían 3 aerogeneradores. Aunque geométricamente podrían caber 4 , la realidad es que las instalaciones sobre el terreno siempre tienen otros condicionantes, (variaciones del viento dentro del punto de rejilla, dificultades orográficas, etc.), por lo que la cifra real se reduce. Por lo tanto, la hipótesis del Consultor es que en cada nodo se puede instalar 6 MW .

Con estos supuestos, se ha estimado la potencia eólica total del Perú en algo más de **77000 MW** , sin considerar zonas off-shore (en el mar), distribuida según lo indicado en la segunda columna de la Tabla 3, incluida en este numeral.

Se considera potencia aprovechable a la fracción de la total que es realizable a nivel teórico por no existir impedimentos prácticos. En un estudio de microescala, del nivel de un parque eólico, el número de estos impedimentos es muy grande y en gran parte debe ser estudiado *in situ*. Para el presente Atlas Eólico, dado lo extenso del territorio, deben emplearse unos criterios limitados y muy claros para filtrar las ubicaciones en las que por razones evidentes no es posible una instalación eólica. Las zonas que se han eliminado del cálculo con este filtrado tenían uno o varios de los siguientes condicionantes:

- Altitud igual o superior a 3000 m.s.n.m.
- Pendiente igual o superior al 20%.
- Pertener a un centro poblado o al casco urbano de una ciudad.
- Estar ubicado en una zona protegida, arqueológica o de amortiguamiento.
- Existir en ese lugar ríos, quebradas o lagos.

Después de aplicar este filtrado, el cálculo ha arrojado un valor del potencial eólico aprovechable del Perú superior a los **22000 MW**, distribuido según la tercera columna de la Tabla 3, indicada a continuación:

Tabla 3. Potencial eólico del Perú

Departamento	Potencia Total (MW)	Potencia Aprovechable (MW)
Amazonas	1380	6
Ancash	8526	138
Apurímac	0	0
Arequipa	1992	1158
Ayacucho	114	0
Cajamarca	18360	3450
Callao	0	0
Cuzco	0	0
Huancavelica	0	0
Huánuco	54	0
Ica	18360	9144
Junín	48	0
La Libertad	4596	282
Lambayeque	2880	564
Lima	1434	156
Loreto	0	0
Madre de Dios	0	0
Moquegua	144	0
Pasco	0	0
Piura	17628	7554
Puno	162	0
San Martín	504	0
Tacna	942	0
Tumbes	0	0
Ucayali	0	0
TOTAL PERÚ	77394	22452

Con respecto a estas cifras, que son considerables, cabe señalar las siguientes observaciones:

- Las restricciones reales suelen ser superiores a las que se hacen en un estudio teórico. Por ejemplo, aquí no se han tenido en cuenta ni las vías de comunicación ni la infraestructura eléctrica. El motivo es que tanto una como la otra infraestructura pueden ser construidas con posterioridad. Sin embargo, muchas veces el coste de estas construcciones es tan elevado que no se llevan nunca a cabo. En resumen, la cifra obtenida puede considerarse más un límite superior que un valor realista del potencial realizable.
- Una de las principales diferencias de un parque eólico respecto a las centrales tradicionales es que su eficiencia es, comparativamente, muy baja. Los parques eólicos reales tienen normalmente factores de capacidad que oscilan entre el 20 y el 30%. Por lo tanto, en términos de energía disponible para el Sistema, se debe aplicar este mismo factor de corrección a las cifras presentadas.

MAPAS