

**Evaluación del recurso eólico a escala micro.
Aplicación a proyectos de electrificación rural.**

MEMORIA

Autor: Matteo Ranaboldo

Directores: Enrique Velo García, Laia Ferrer Martí

Convocatòria: Junio 2009



**Màster Interuniversitari UB-UPC
d'Enginyeria en Energia**

RESUMEN

En proyectos de electrificación rural en la sierra andina se han comprobado las diferencias de potencial eólico entre casas de una misma comunidad; el objetivo de este estudio es desarrollar y validar una metodología para realizar mapas de viento en estos contextos. Primeramente se analizan los métodos de evaluación del recurso eólico y se identifican las herramientas más adaptas para el estudio en una comunidad (micro-escala); sucesivamente, se comparan diferentes programas de estimación de viento analizando los parámetros de entrada más importantes y se define un procedimiento estándar a utilizar para el estudio del recurso en una comunidad. Mediante la elaboración de un manual de buenas prácticas, se espera contribuir a la generación y difusión del conocimiento en la evaluación del recurso eólico para proyectos de electrificación rural.

ÍNDICE

ÍNDICE	1
1 INTRODUCCIÓN	3
2 PROYECTOS DE ELECTRIFICACIÓN RURAL	5
2.1 Relación entre desarrollo humano y suministro de energía	5
2.2 Necesidades básicas.....	8
2.3 Soluciones tecnológicas para la electrificación rural	10
2.3.1 Conexión a la red nacional	12
2.3.2 Redes locales tradicionales.....	13
2.3.3 Mercado privado.....	13
2.3.4 Energías renovables	14
2.3.5 Proyectos de electrificación con energía eólica.....	15
3 RECURSO EÓLICO.....	17
3.1 Principios de conversión de la energía eólica.....	17
3.2 Potencial eólico	19
3.3 Características del recurso eólico.....	23
3.3.1 Escala global.....	23
3.3.2 Macro-escala	24
3.3.3 Meso-escala y Micro-escala	25
3.3.3.1 Vientos de origen térmico	25
3.3.3.2 Vientos de origen topográfico	26
3.3.4 Variación vertical.....	27
3.4 Caracterización estadística del viento.....	30
3.4.1 Valores medios representativos.....	30
3.4.2 Caracterización de los valores medios.....	32
4 ESTADO DEL ARTE EN LA EVALUACIÓN DEL VIENTO	35
4.1 Métodos tradicionales y biológicos.....	35
4.2 Bases de datos globales y mapas eólicos nacionales.....	37
4.3 Caracterización del viento en superficie.....	39
4.3.1 Instrumentos de medida	39
4.3.2 Medir-Correlacionar-Predecir	40
4.4 Modelos de simulación numérica.....	41
4.4.1 Modelos a micro-escala	42
4.4.1.1 Modelos de dinámica de los fluidos computacional (CFD).....	43
4.4.1.2 Modelos basados en la conservación de la masa	43
4.4.1.3 Modelos linealizados de flujo potencial.....	44
4.4.2 Comparación entre modelos a micro-escala.....	45
4.5 Evaluación del viento en proyectos de electrificación rural	47

5	DESCRIPCIÓN DE LOS PROGRAMAS UTILIZADOS	49
5.1	WAsP (Wind Atlas Analysis and Application Program).....	49
5.1.1	Datos de entrada	50
5.1.2	Limites operacionales y prestaciones.....	52
5.2	ArgentinaMap.....	55
5.2.1	Datos de entrada	55
5.2.2	Limites operacionales y prestaciones.....	56
5.3	WindFarmer	56
5.4	Ventajas y limitaciones de los programas utilizados.....	57
6	EXPERIMENTACION Y RESULTADOS	59
6.1	Caracterización geográfica y climatológica de la zona	59
6.1.1	El Alumbre	60
6.1.2	Alto Perú	61
6.2	Datos de viento.....	62
6.2.1	El Alumbre	63
6.2.2	Alto Perú	64
6.3	Análisis de los datos de entrada	64
6.3.1	Mapa de rugosidad.....	65
6.3.2	Mapa topográfico.....	66
6.3.2.1	Detalle topográfico.....	66
6.3.2.2	Curvas de nivel	67
6.3.3	Obstáculos	68
6.3.4	Estabilidad atmosférica	69
6.4	Resultados	70
6.4.1	Factores influyentes en las predicciones	70
6.4.2	Mapas del recurso	72
6.4.3	Comparación entre los programas	74
7	CONCLUSIONES	77
	AGRADECIMIENTOS	80
	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	81

1 INTRODUCCIÓN

La dotación de servicios energéticos suficientes, fiables y asequibles, mediante el acceso a combustibles limpios y electricidad, en todas las poblaciones rurales y en todos los países del mundo, es uno de los objetivos propuestos por el Plan de Naciones Unidas para el Desarrollo para cumplir los Objetivos de Desarrollo del Milenio en 2015. El abastecimiento de electricidad a comunidades rurales aisladas en países en desarrollo se enfrenta a barreras de diversa índole que limitan su avance. La adecuada identificación de los recursos energéticos disponibles localmente, entre ellos la energía eólica, pueden ayudar a superar alguna de las barreras tecnológicas que frenan el desarrollo rural. En la mayoría de los proyectos de electrificación rural el estudio del recurso eólico se limita a un análisis puntual o se basa sobre métodos tradicionales como los conocimientos locales o las características topográficas y biológicas del área. Esto no es suficiente debido a las notables diferencias de recurso eólico entre puntos de la misma comunidad, sobretodo en zonas montañosas, como las de la sierra andina objetos de este estudio. El sector privado de las energías renovables está utilizando herramientas avanzadas para la realización de mapas de viento y de diseño de parques eólicos que aún no han sido incorporados en el sector de las ONG, limitando sus capacidades de intervención.

Se propone aquí realizar un trabajo de investigación que evalúe las herramientas disponibles y difunda su conocimiento entre el sector de la cooperación al desarrollo. El objetivo principal de este estudio es desarrollar y validar una metodología para realizar mapas del recurso eólico para proyectos de electrificación rural. En concreto se propone:

- Analizar los métodos de evaluación del recurso eólico e identificar las herramientas más adaptas para el estudio en una comunidad;
- Comparar diferentes programas de evaluación de viento e identificar los parámetros de entrada más importantes;
- Definir la metodología estándar a utilizar en el estudio del recurso eólico en una comunidad;
- Contribuir, mediante la elaboración de un estudio de caso y de un manual de buenas prácticas, a la generación y difusión del conocimiento en evaluación del recurso eólico.

Existen muchos tipos de programas que realizan mapas a varias escalas. Teniendo en cuenta la complejidad añadida y las pocas mejoras en los contextos de estudio de las combinaciones de modelos a diferentes escalas (meso y micro), el trabajo se ha centrado en el análisis de las herramientas a micro-escala. Entre los diferentes tipos de modelos, se ha optado por la utilización de un modelo de conservación de masa (ArgentinaMap) y uno de flujo linealizado (WAsP), descartando modelos más complejos que no se consideran aprovechables por sus elevados requerimientos computacionales y el limitado aporte adicional respecto a otros más simplificados. Cabe destacar que, de entre los muchos programas existentes actualmente se

han analizado estos dos que se consideran representativos de cada tipo y se presume que las prestaciones de programas del mismo tipo sean parecidas. Además se ha utilizado un programa de diseño de parques eólicos (WindFarmer), que utiliza como datos de entrada el mapa del recurso creado por el WAsP.

El estudio y la validación de la metodología propuesta se realizan mediante su aplicación en proyectos que se están implementando en la sierra andina de Perú. El estudio se ha llevado a cabo en las dos primeras comunidades en donde la ONG Soluciones Practicas - Intermediate Technology Development Group (ITDG Perú) está llevando a cabo proyectos de electrificación rural mediante energía eólica. Los datos de viento se han recogido en las dos comunidades (El Alumbre y Alto Perú), y abarcan un periodo de algunos meses entre diciembre 2008 y abril 2009. Aunque no se han utilizado datos de estaciones meteorológicas cercanas por la poca fiabilidad de las medidas disponibles, por lo que los datos de viento no se consideran climatológicamente representativos del área, pero sí son adecuados para los fines del estudio y para hacer las validaciones propuestas.

2 PROYECTOS DE ELECTRIFICACIÓN RURAL

En el contexto actual, el sistema energético puede clasificarse como insostenible por diversas razones económicas y ambientales pero, sobre todo, sociales. La falta de acceso universal a la energía tiene su máximo exponente en la precariedad en el acceso a la energía de los Países en Desarrollo, sobre todo de algunas regiones, entre las que destaca el África Subsahariana. En 2002, 2.400 millones de personas dependían de la biomasa tradicional para cocinar y calentarse (residuos agrícolas y ganaderos, leña y carbón vegetal usados de forma ineficiente y contaminante) y 1.600 millones de personas no tenían acceso a la electricidad (Agencia Internacional de la Energía, 2004). Las diferencias en el consumo energético entre las personas del Norte y del Sur son bien conocidas. A nivel global, el 76% de la población mundial sólo consume el 38% de la energía primaria. Las poblaciones rurales son generalmente menos afortunadas: se estima que cuatro de cada cinco personas sin electricidad viven en zonas rurales de los Países en Desarrollo; en el África sub-sahariana respectivamente el 8% y el 51% de las poblaciones rural y urbana tienen acceso a la electricidad y en el Asia meridional respectivamente el 30 y el 68% (UN-Energy, 2005).

En este capítulo se hace primero un resumen de las principales relaciones entre el acceso a la energía y el desarrollo humano y los compromisos para cumplir los Objetivos de Desarrollo del Milenio declarados por la Asamblea General de las Naciones Unidas (UNGA, 2000). Seguidamente se definen las necesidades básicas y se hace una rápida descripción de las opciones tecnológicas para la electrificación rural.

2.1 Relación entre desarrollo humano y suministro de energía

La cuestión clave es en qué medida la falta de acceso a fuentes de energías fiables y económicas afecta a las oportunidades de las personas para desarrollar una vida digna, saludable y creativa.

En 2004, tanto el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD) como la Agencia Internacional de la Energía (AIE) han puesto de manifiesto el estrecho vínculo que existe entre el nivel de desarrollo humano de un país y su consumo energético, haciendo referencia al Índice de Desarrollo Humano (IDH), un indicador que tiene en cuenta la esperanza de vida, el grado de escolarización y alfabetización y la renta per cápita.

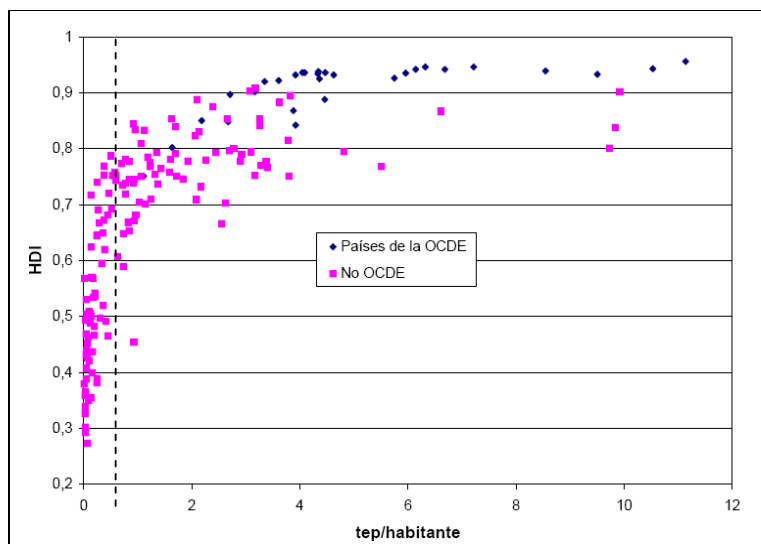


Figura 2.1 – Relación entre el Índice de Desarrollo Humano (HDI) y el consumo de energía primaria (año 2002).
(Fuente: HDI, 2004 y Department of Energy (DOE), 2004)

Como se puede observar en Figura 2.1, la relación entre el IDH y el consumo de energía primaria es muy acusada en los países pobres donde el consumo menor de la media mundial, situada alrededor de 1,6 Tep (Toneladas equivalentes de petróleo) per cápita por año (AIE 2004). Esto significa que un ligero incremento del consumo energético en países subdesarrollados, principalmente los que no pertenecen a la OECD (Organization for Economical Co-operation and Development), aportaría un aumento significativo en el nivel de vida de las personas. Se puede pues razonablemente afirmar que “ningún país ha substancialmente reducido la pobreza en tiempos modernos sin aumentar considerablemente el uso de energía, replazando el trabajo humano y animal con recursos energéticos y tecnológicos más eficientes y convenientes” (Department For International Development, 2002).

Desde que en 2000, la Asamblea General de la ONU aprobara la Declaración del Milenio (UNGA, 2000), los Objetivos de Desarrollo del Milenio (ODM) se han configurado como el marco de referencia para seguir la evolución del desarrollo en el mundo a través de los indicadores cuantitativos asociados a tales objetivos. Aunque sin haber sido explícitamente definido, desde su nacimiento, los ODMs estuvieron intrínsecamente relacionados con el subministro de energía.

Desde 2002 distintas publicaciones han enlazado los ODMs con el acceso a la energía, por primera la del Department For International Development (DFID) británico. En la Tabla 2.1 se resumen brevemente algunas de las principales relaciones entre subministro energético y el alcance de los ODMs que se han definido en las publicaciones de los últimos años, poniendo atención en las mayores problemáticas que se encuentran en contextos rurales aislados.

Tabla 2.1 – Principales relaciones del suministro energético con los ODMs y problemáticas específicas rurales
(Fuente: Adaptado de DFID (2002))

<i>Objetivos de Desarrollo del Milenio</i>	<i>Relación con suministro energético</i>	<i>Problemáticas rurales</i>
1) Erradicar la pobreza extrema y el hambre	<ul style="list-style-type: none"> •Electricidad y combustibles son fundamentales para generar trabajo, actividad industrial, transporte, comercio, agricultura, etc. •El 95% de las comidas de subsistencia necesitan ser cocinadas. •Facilita el suministro de agua potable 	<ul style="list-style-type: none"> •El 80 % de las personas sin acceso a la electricidad vive en contextos rurales •Muchas mujeres y niños en zonas rurales gastan buena parte de su tiempo para recoger leña u otros combustibles
2) Lograr la educación primaria universal	<ul style="list-style-type: none"> •La energía ayuda a crear un ambiente amigable •Estudiar por la noche necesita luz •Utilizo de servicios energéticos modernos liberan a los niños de parte del tiempo dedicado a actividades domesticas 	<ul style="list-style-type: none"> •En los países en desarrollo el 33% de los niños en zona rural no van a la escuela comparado con el 18% en zonas urbanas •La electricidad es necesaria para atraer maestros en zonas rurales
3) Igualdad de genero	<ul style="list-style-type: none"> •Utilizo de servicios energéticos modernos liberan a las mujeres de parte del tiempo dedicado a actividades domesticas •La electricidad favorece el acceso a las Tecnologías de la Información y la Comunicación (TIC) en las escuelas 	<ul style="list-style-type: none"> •Los trabajos remunerados están concentrados en zonas urbanas •Las mujeres en países en desarrollo se dedican más de los hombres en actividades agrícolas (no remuneradas)
4) Reducir la mortalidad infantil	<ul style="list-style-type: none"> •La contaminación en la vivienda contribuye a las infecciones respiratorias que representan el 20% de las muertes infantiles anuales •La energía es una componente clave en el funcionamiento de los centros de salud 	<ul style="list-style-type: none"> •La recolección de combustibles fósiles, principalmente en zonas rurales, expone a los niños a riesgos de salud y reduce el tiempo dedicado a su cuidado
5) Mejorar la salud materna	<ul style="list-style-type: none"> •Se necesita energía para mejorar las instalaciones sanitarias destinadas a este fin •La electricidad es necesaria para atraer personal preparado en zonas rurales 	<ul style="list-style-type: none"> •Las mujeres atendidas durante el embarazo y el parto por personal preparado son el 81% en zonas urbanas y el 49% en zonas rurales
6) Combatir el VIH/SIDA, el paludismo y otras enfermedades	<ul style="list-style-type: none"> •La electricidad en los centros médicos favorece la atención nocturna y facilita el uso de equipos especiales como esterilización; los refrigeradores favorecen la vacunación, etc. 	<ul style="list-style-type: none"> •Las distancias de las comunidades alejadas pueden crear barreras y dilatar los tiempos en el suministro de medicinales y vacunos •La electricidad es necesaria para atraer médicos en zonas rurales

Entre otros, el párrafo 9 del Plan de Implementación de la Cumbre Mundial para el Desarrollo Sostenible (WSSD, 2002) hace un llamamiento para concentrar la atención en la electrificación rural como medio para combatir la pobreza y enfatiza el papel crucial que juegan las políticas y marcos reguladores para conseguirlo. Teniendo asumido que la energía

representa un factor crucial y limitante para el alcance de los ODMs, el PNUD define entre las prioridades la promoción de servicios energéticos rurales para apoyar la actividad industrial y la equidad de género en esas áreas e incrementar la utilización de las tecnologías energéticas limpias (UNDP, 2004). La reciente publicación conjunta de PNUD, Millennium Project, World Bank y ESMAP (Energy Sector Management Assistance Programme) titulada "Energy services for the Millennium Development Goals" (PNUD-ESMAP, 2005), afirma que, para alcanzar los Objetivos de Desarrollo del Milenio es necesario, dentro del 2015, "dotar de acceso a los servicios energéticos modernos (en forma de potencia mecánica y electricidad) a nivel comunitario para todas las comunidades rurales".

Aunque el PNUD defiende unos servicios energéticos mínimos para todos los hogares, lo que se conoce como acceso universal a la energía (ver próximo párrafo), reconoce (PNUD, 2004) que el acceso a la energía comercial no se conseguirá por completo en un futuro próximo. La accesibilidad debe mejorarse continuamente, cada año, en porcentaje y en valores absolutos. Los 2.000 millones de personas sin acceso a energía comercial (en 2002) crecen a un ritmo de 30 millones por año. En consecuencia, la expansión de los servicios energéticos debe sobrepasar este número en un margen razonable. Para reducir el número de personas sin acceso a la energía comercial, se necesita proveer de servicios a, por lo menos, 40 millones de personas cada año. Esto supone proveer de electricidad y combustibles limpios a 6 millones de nuevos hogares cada año, como mínimo.

2.2 Necesidades básicas

Las necesidades de energía de los habitantes rurales están directamente vinculadas a los aspectos económicos y sociales de sus vidas, presentando así grandes variaciones entre los diferentes grupos sociales y entre diferentes localidades. La demanda de energía está sujeta a las variaciones en el status socio-económico de los usuarios y está también influenciada por los desarrollos técnicos y económicos generales, como la introducción de nuevos utensilios domésticos diseñados para ser energéticamente más eficientes y más respetuosos con el medio ambiente.

En los documentos del PNUD sobre energía y desarrollo humano, se habla extensamente de "cubrir las necesidades básicas" de las personas, concretamente de las más pobres, y hacerlo de forma asequible y adecuada. Pero, como precedentemente descrito, las necesidades de las personas están muy influenciadas por su estilo de vida, el entorno social y económico o el clima, y es importante definir a que nos referimos concretamente cuando hablamos de necesidades básicas. De manera general, se pueden definir unas necesidades humanas básicas para la satisfacción de las cuales el abastecimiento de energía es una condición previa y necesaria. Resumiendo lo descrito en Tabla 2.1, estas necesidades se pueden clasificar en las tres siguientes categorías:

- Necesidades domésticas, como la cocción de alimentos (que también puede ser colectiva), el acondicionamiento térmico de los hogares (calefacción, ventilación, refrigeración) que aumente el confort, la iluminación de los hogares, el acceso a información o entretenimiento (radio, TV).
- Necesidades colectivas, como: el alumbrado público, la iluminación y acceso a la información (TICs) de centros educativos o centros sociales comunitarios, el funcionamiento de centros de salud, el funcionamiento de servicios públicos de agua potable y saneamiento, etc
- Necesidades de los usos productivos que generen ingresos y empleo.

Como se puede observar, la energía juega un papel clave para garantizar, no sólo las necesidades de las personas, sino otros servicios públicos básicos en la promoción del desarrollo humano: salud, educación, agua y saneamiento, etc. y, por supuesto, modos de ganarse la vida de una forma digna.

En los últimos años varios estudios se han llevado a cabo con el intento de cuantificar los requerimientos para proporcionar estos servicios energéticos básicos. Una reciente publicación del German Advisory Council on Global Change (WBGU, 2003) define unas cantidades mínimas de energía moderna por persona por año para satisfacer las necesidades energéticas básicas: 500 kWh dentro del 2020, 700 kWh dentro del 2050 y 1000 kWh en el 2100. Además, establece que ese objetivo se puede considerar aceptable si el gasto energético de las poblaciones más pobres para lograr la cantidad mínima no sea más del 10% de los ingresos netos. Cabe destacar finalmente que las necesidades energéticas de las comunidades con menos recursos económicos, y en especial de la población rural, son “modestas”: una estimación global del Consejo Mundial de la Energía (CME) señala que las necesidades de los 1.600 millones de personas sin acceso a la energía eléctrica solo equivalen al 7% del total generado actualmente. Por otro lado, la demanda energética para suplir a la necesidades básicas de las 2.000 de personas no servidas por combustibles modernos correspondería a menos del 1% del consumo global de energía comercial (World Energy Assessment, 2000).

Es importante recordar que la demanda de energía es una “demanda derivada”: las personas no quieren energía en si misma sino quieren los “servicios energéticos” que ella produce, o sea la utilización que se hace del suministro, por ejemplo cocinar, iluminar, calentar, transporte, etc. (DFID, 2002). Con “servicio energético” se entiende aquella función para la que se necesita la energía y de cuya consecución se deriva la necesidad de las personas de disponer de energía. Varias experiencias pasadas que han proporcionado una infraestructura energética o una tecnología de uso final en un área donde no se había efectuado una identificación de las necesidades energéticas, han fracasado o han resultado poco exitosas. Si se pretende cubrir las necesidades energéticas reales con garantías de éxito, el enfoque de la provisión de opciones energéticas a las comunidades rurales debe poner énfasis en el suministro de servicios energéticos más que en la tecnología (Velo, 2007). Por esto,

fundamental importancia tiene que ser puesta sobre las reales y específicas exigencias de las personas, en particular manera en caso de comunidades aisladas.

Para determinar las necesidades energéticas de una comunidad rural es necesario examinar muy de cerca cómo se gastará la energía y qué condiciones técnicas y socio-económicas se requieren. Este es un proceso dinámico, ya que las condiciones específicas de un lugar cambian con el tiempo. Es importante no confundir la demanda potencial con el consumo presente. El consumo, en cada instante, puede estar afectado por los precios y/o la disponibilidad de combustibles o tecnologías. Los usuarios pueden necesitar más energía de la que son capaces de pagar o de conseguir (existe una gran diferencia entre necesidad y demanda efectiva). Muchos estudios y publicaciones recientes (Escobar, 2006) conllevan a afirmar que los programas de desarrollo y electrificación rural tienen que hacer partícipes las comunidades en todos los aspectos del proceso desde el proyecto para asegurar que los servicios energéticos aportados sean apropiados, socialmente aceptables y sostenibles (económicamente y ambientalmente): se puede entonces razonablemente concluir que solo asumiendo una manera de operar centrada en las necesidades de las personas se pueden conseguir proyectos que sean realmente eficientes y concretos. Se puede además destacar que es principalmente en la fase de identificación cuando este enfoque participativo resulta esencial para conseguir planificar un sistema de suministro de energía apropiado que se ajuste a las necesidades de servicios (Velo, 2007).

2.3 Soluciones tecnológicas para la electrificación rural

Como destacado en los precedentes párrafos, los servicios energéticos que necesita una población (cocinar, calefacción, electricidad, trabajo mecánico) hacen referencia a diferentes tipos de tecnología energética; aquí nos centramos solamente en el suministro de energía eléctrica. El entorno rural en países en desarrollo se caracteriza por cierto grado de inaccesibilidad, extremo en bastante comunidades, distanciamiento de los centros económicos y niveles bajos de consumo por habitante; todo ello hace que sea muy poco rentable dotarlo de servicio eléctrico. En este apartado se describen brevemente las diferentes tecnologías para la electrificación de comunidades rurales que se han utilizado en el pasado y las tendencias futuras, resumiendo las ventajas e inconvenientes de cada una.

Primeramente cabe destacar que la identificación de las opciones tecnológicas para las fuentes de energía depende mucho del horizonte temporal. En este ámbito, el PNUD (2004) distingue tres tipos de tecnologías (Tabla 2.2):

- 1) Tecnología a corto plazo: permite una mejora inmediata de la situación actual;
- 2) Tecnología a medio plazo: para conseguir un espectacular avance en un periodo de 5 a 10 años;
- 3) Tecnología a largo plazo: aquella que debería prevalecer después de 20 a 30 años y proporcionar una solución sostenible.

Tabla 2.2 – Tecnologías de electrificación rural en función del horizonte temporal (Fuente: Adaptado de PNUD (2004))

<i>Presente</i>	<i>Corto plazo</i>	<i>Medio plazo</i>	<i>Largo plazo</i>
Red eléctrica o sin electricidad	<ul style="list-style-type: none"> - Generación con biomasa - Motores de combustión interna con generador - Eólica - Geotérmica - Pequeña hidráulica - Fotovoltaica 	<ul style="list-style-type: none"> - Generación a partir de biomasa usando micro-turbinas y gasificadores integrados en ciclo combinado 	<ul style="list-style-type: none"> - Células de combustible para cubrir la demanda valle - Electricidad termosolar

Según el enfoque que se adopta, la electrificación a corto plazo de las zonas rurales se puede conseguir a través de dos opciones:

- Sistemas centralizados: orientados a extender las redes eléctricas hasta aquellos que pueden permitirse su utilización (pago de cotas de conexión y consumo);
- sistemas descentralizados o autónomos: pequeños grupos de generación aislados o mini redes.

Dependiendo de las condiciones locales, las tecnologías de suministro eléctrico en sistemas aislados se pueden diferenciar en base al tipo de fuente energética aprovechada:

- no renovable: motores diesel, baterías;
- renovable: sistemas eólicos, solares, hidráulicos o de biomasa.

Un esquema de las diferentes opciones de electrificación rural se visualiza en Figura 2.2. La frontera entre unas y otras es difusa, en tanto a que puede haber sistemas mixtos renovable-no renovable (por ejemplo: la utilización de generadores de apoyo basados en combustibles fósiles o la utilización de generadores eléctricos con combustible mixto fósil-biocarburante), sistemas de muy diferente tamaño (para una familia o para toda la comunidad), conectadas a la red nacional, a redes locales o aisladas.

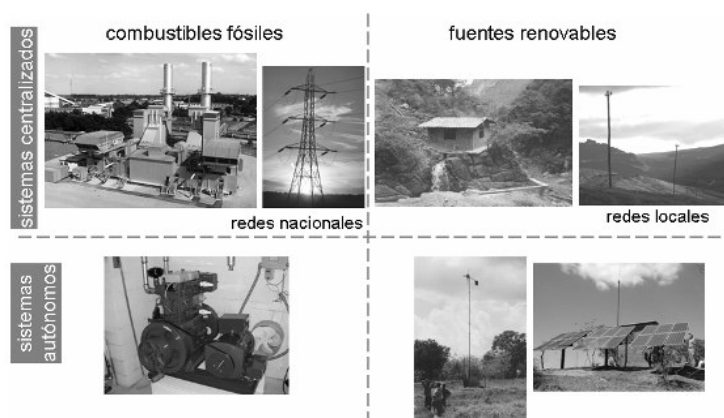


Figura 2.2- Diferentes opciones y enfoques para el abastecimiento de electricidad en zonas rurales (Fuente: Velo, 2007)

Para las comunidades rurales más cercanas a centros urbanos la conexión a la red es generalmente la solución más adecuada. Sin embargo, para poblaciones alejadas las preferencias casi siempre se orientan hacia los pequeños sistemas descentralizados.

Se realiza a seguir una rápida descripción de las diferentes opciones electrificación de comunidades rurales aisladas empezando por los métodos tradicionales de conexión a la red, las pequeñas redes locales y mercados privados, llegando por ultimo a los sistemas modernos basados en fuentes renovables. Se intenta resumir los principales problemáticas encontradas por los sistemas tradicionales y las razones que conllevan a afirmar que “los sistemas descentralizados, principalmente los que se basan en energías renovables, son la propuesta más aceptada para la electrificación de comunidades rurales en los países empobrecidos en las cuales la conexión a la red no es una opción viable” (Sanchez, 2006). Además, el desarrollo de sistemas independientes de electrificación renueva el papel de la mujer en comunidades aisladas, y permite aumentar la posibilidad de educación de los niños, aligerándolos de buena parte de las tareas domesticas a las cual dedican la mayoría de su tiempo.

2.3.1 Conexión a la red nacional

Las empresas eléctricas han recurrido tradicionalmente a las extensiones de la red nacional. Los principales inconvenientes y las dificultades que se han encontrado en pasado se pueden resumir en los siguientes puntos:

- escasos recursos financieros de los Estados, que han conducido a obras inconclusas o deficientes, con la consiguiente frustración de los usuarios potenciales, e inversiones no rentables.
- Baja densidad de la población rural y bajo consumo, tanto domestico como de actividades productivas.
- Terrenos difíciles y distancias largas encarecen las obras y dificultan el mantenimiento, lo que ocasiona baja calidad en el suministro.
- Perdidas técnicas de energía, ocasionadas por el transporte de electricidad, agravadas con la baja calidad técnica de las obras eléctricas y la falta de mantenimiento de las instalaciones. En los países de la OCDE, donde las infraestructuras pueden considerarse de buena calidad, el promedio de pérdidas es del 8%.
- Consumos no facturados por las compañías eléctricas, en numerosos casos por el robo de electricidad que, además del perjuicio económico que ocasiona, supone un riesgo notable para las personas. En otros casos la propia compañía renuncia al cobro; el proceso de facturación es más oneroso que el valor recuperado

Por lo que concierne los costos de alargamiento de la red, estudios de factibilidad, realizados por el Banco Mundial en Brasil, a comienzos de esta década, demuestran que la conexión a la red costaría hasta 6500 dólares para distancias de 10 a 20 km, con redes de 4 polos, y más para mayores distancias (World Bank, 2005): extender la red eléctrica a las comunidades en áreas rurales puede llegar a costos siete veces mayores que extendiéndola en áreas urbanas (World Energy Assessment, 2000). Se puede entonces concluir que, para muchas comunidades rurales, sobre todo en zonas de montaña, la red es una opción cada vez menos viable debido a su elevado coste de implementación y de operación, pues, a medida que la

comunidad se aleja de los grandes centros urbanos y/o de las rutas de transmisión, la extensión de la red se hace más costosa hasta la inviabilidad.

2.3.2 Redes locales tradicionales

La implementación de redes locales, desconectadas de las nacionales, ha sido la estrategia seguida por cooperativas locales y, circunstancialmente, también por las grandes compañías. Aunque en ocasiones se alimentan mediante pequeñas centrales hidroeléctricas, la solución más habitual son los generadores diesel, el suministro suele ser muy limitado. Esta opción se ha ido abandonando paulatinamente por:

- el alto costo del combustible, gravado por su transporte hasta poblaciones remotas; es habitual que las comunidades solo puedan operar durante algunas horas al día los generadores, por la limitación del suministro.
- Costos de mantenimiento elevados ocasionados porque el régimen de operación intermitente al que trabajan los generadores provoca desgastes prematuros e incrementa la tasa de fallos.
- Escasa capacidad de gestión de la comunidad, que pocas veces prevé garantizar fondos para las reparaciones, el mantenimiento preventivo y la protección del medio ambiente.

2.3.3 Mercado privado

Al margen de las acciones de electrificación rural emprendidas por los Estados y, sobre todo, en aquellas regiones no consideradas en los planes de suministro eléctrico, quienes viven en áreas rurales buscan soluciones para proveerse de energía eléctrica. En la mayoría de los casos, las necesidades de electricidad de los usuarios rurales se limitan a la iluminación y la radio o la televisión, en el ámbito doméstico. Cuando el usuario tiene que pagar todos los costes, se suele recurrir a las siguientes fuentes de electricidad:

- pilas secas: para linternas y radios y reproductores de cintas magnetofónicas. Los costos por unidad de energía son muy elevados y la poca capacidad energética con que cuentan obliga a un reemplazo frecuente. Suponen un riesgo de contaminación alta, porque las pilas agotadas se arrojan con el resto de los desechos.
- Baterías de arranque (de automóvil): suponen una mejora respecto a las pilas secas porque pueden recargarse. Se utilizan para alimentar varias lámparas y la radio/TV. Requieren de una fuente de electricidad accesible, por lo que los usuarios tienen que transportarlas hasta los centros de recarga. La operación y mantenimiento suele ser muy deficiente por lo que su vida media es mucho más corta de lo esperable.
- Generadores de pequeña potencia: es la opción de las familias con mayor capacidad adquisitiva o de los pequeños negocios. Son generadores eléctricos alimentados con gasolina o diesel de potencias alrededor de los 5 kVA y permiten un nivel de

electrificación muy alto. Los inconvenientes son el suministro de combustible y el ruido.

2.3.4 Energías renovables

La utilización de energías renovables para la generación de electricidad en comunidades rurales puede tener un enfoque centralizado o descentralizado. Los sistemas centralizados están destinados a suministrar electricidad a diversos usuarios, tanto privados como públicos, que se encuentren físicamente agrupados. Tienen capacidades de generación que raramente superan las decenas de kW. Los usuarios están conectados mediante una red local (mini red). Los sistemas descentralizados se refieren a pequeños generadores generalmente de potencia inferior al kW que suministran electricidad a una sola familia.

La elección del tipo de infraestructura energética a implantar dependerá principalmente del tipo y cantidad de recursos disponibles en la zona a estudiar (radiación solar, recurso hídrico, viento). Otros factores que condicionan la elección de la tecnología apropiada son:

- fiabilidad en el suministro eléctrico requerido
- características de las infraestructuras locales
- características socioeconómicas de las comunidades beneficiarias
- relación entre el coste por unidad de consumo y el coste de la generación, incluyendo instalación, operación y mantenimiento.

Las tecnologías principalmente utilizadas para la electrificación rural con energías renovables son la minihidráulica, eólica y solar.

La generación de electricidad mediante plantas mini-hidráulicas, generalmente tiene un enfoque centralizado (pequeñas redes locales): los usuarios pueden disponer de la energía durante todo el día, no es necesario un equipo de acumulación. Además, permite generalmente producir un excedente que puede utilizarse de forma muy flexible en todo tipo de procesos productivos: pequeñas industrias artesanales, granjas, comercios y servicios (incluyendo, por ejemplo, los turísticos). Siendo el recurso variable en las diferentes estaciones del año, el sistema se dimensiona teniendo en cuenta la época de menor caudal. Tiene la mejor relación de kilowatio instalado por coste de instalación respecto a las otras dos opciones.

Las tecnologías eólicas y fotovoltaicas se utilizan principalmente para usos domésticos descentralizados; pueden tener aplicación en el sector servicios (pequeños comercios o servicios de restauración) y, por supuesto, para el bombeo de agua (aplicable al riego con el consiguiente aumento de la productividad de las explotaciones agrícolas). Debido a la baja potencia instalada, no suelen utilizarse para usos productivos, salvo raras excepciones. Los recursos eólico y solar son variables por lo que es necesario el uso de equipos de

acumulación. Siendo la relación kilowatio instalado por coste de instalación generalmente mayor para la tecnología eólica, esta se prefiere a la solar en el caso de que la disponibilidad de recurso lo permita.

Dependiendo de las condiciones locales, se puede recurrir a combinaciones de varias para mejorar la fiabilidad del suministro, como fotovoltaico – microhidráulico o fotovoltaico – eólico. En ocasiones incluyen también generación eléctrica mediante motores, que pueden estar alimentados por combustibles fósiles o por biomasa (biogás, gas de madera o biocarburante), o por una mezcla de biocarburante y gasolina o diesel. Los sistemas híbridos requieren de un estudio para determinar la combinación más adecuada localmente y deben ser diseñados de manera específica. Estos sistemas son más complejos y su operación depende de sofisticados sistemas de control.

Las soluciones descentralizadas representan generalmente un coste per cápita más elevado pero a menudo constituyen la solución más apropiada para comunidades particularmente dispersas. Entre los problemas cabe destacar que en los sistemas autónomos, la demanda energética, los costes y la satisfacción de los usuarios son aspectos especialmente críticos, debido principalmente a la variabilidad del recurso. Sin embargo, adaptar la generación a la demanda es complejo: la capacidad de generación se diseña de acuerdo a estimaciones sobre el consumo, pero una vez en operación, dependiendo de muchos aspectos como las tarifas o los desplazamientos de población desde comunidades sin electricidad, los usuarios pueden incrementar el consumo, provocando fallos de suministro. En algunos casos, se aborda el problema sobredimensionando la capacidad de generación eléctrica, con el consiguiente incremento en los costes, o restringiendo el consumo por usuario, lo que disminuye la satisfacción de estos y la aceptación de la tecnología elegida en consecuencia.

En conclusión, en sistemas rurales aislados, el uso de fuentes renovables de energía resulta ser una de las mejores opciones a tener en cuenta por las organizaciones y gobiernos locales bajo el punto de vista de su sostenibilidad económica, social y ambiental. Las energías renovables como alternativa al suministro energético representan no sólo una evolución hacia un modelo más sostenible, sino una alternativa ventajosa en países en desarrollo, sobre todo en zonas rurales (Velo, 2006).

2.3.5 Proyectos de electrificación con energía eólica

El interés en la aplicación de aerogeneradores para el suministro energético en áreas aisladas sin acceso a la infraestructura energética aumentó a mediados de los años 80. A pesar de que la contribución energética a escala mundial de los sistemas eólicos desconectados de la red es aún pequeño, el potencial de su impacto en la satisfacción de necesidades energéticas básicas en áreas rurales es de gran interés (del mismo modo que los sistemas fotovoltaicos).

Se distinguen dos tipos de sistemas:

- Sistemas híbridos: una turbina eólica, combinada con un grupo de baterías, opera en paralelo con otro sistema (por ejemplo junto a un generador diesel, o un sistema fotovoltaico).
- Sistemas eólicos autónomos: unidades eólicas para generación de electricidad en el uso doméstico (por ejemplo carga de baterías), para bombeo de agua, etc.

El sistema está generalmente constituido por un aerogenerador de pequeña potencia (difícilmente superior al kilowatio), cuya energía se almacena en una batería. Cuando la batería se encuentre llena, un regulador (una resistencia) descarga la energía producida para evitar problemas de sobrecarga. Normalmente se coloca un generador en cada casa aunque se está considerando la opción de utilizar turbinas de mayor potencia y la creación de microrredes.

En el área de America Latina, Soluciones Practicas - Intermediate Technology Development Group (PA-ITDG Perú) está llevando a cabo proyectos de electrificación rural con energía eólica en la sierra andina del norte de Perú. En enero 2009 se ha concluido la electrificación de la primera comunidad rural, El Alumbre, mediante la instalación de pequeños aerogeneradores familiares (100W). Desde el punto de vista tecnológico, la elevada variabilidad espacial del recurso, especialmente en áreas montañosas, es una de las mayores problemáticas y puede llevar a diferencias importantes de suministro. Efectivamente, en El Alumbre se ha comprobado que algunos usuarios tienen más energía disponible respecto a otros. Esto demuestra como las diferencias de recurso pueden ser significativas al interno de la misma comunidad y como las medidas puntuales del viento no se pueden considerar representativas de toda una zona, en particular en sitios con topografía compleja. Se ha puesto manifiesto entonces la necesidad de estudios previos del potencial eólico.

Una de las maneras más utilizadas y más prácticas para evaluar el recurso en un área es la realización de mapas eólicos a micro-escala. Para esto se utilizan comúnmente programas de simulación numérica que extrapolan las medidas de viento de un anemómetro. Generalmente, en proyectos de electrificación rural se quiere garantizar que el sistema eólico suministre siempre una energía mínima, por lo que, como en el caso de sistemas mini-hidráulicos y solares, los cálculos de producción se tienen realizar para la época de menor recurso y un modelo que infravalore el viento medio en un área conlleva un análisis más conservadora y es preferible respecto a uno que sobrevalore el recurso.

3 RECURSO EÓLICO

La energía eólica se refiere al aprovechamiento de la energía contenida en el viento. Al igual que otros recursos renovables, la encontramos abundantemente disponible en el planeta, pero de manera dispersa y variable. Esta energía fue ampliamente utilizada antes de la revolución industrial, pero más tarde quedó desplazada por el uso de los combustibles fósiles debido a los bajos costes y a la mayor fiabilidad de los sistemas (Velo, 2007). La crisis energética de los años 70 promovió un renovado interés por las tecnologías eólicas, estableciendo una nueva generación de dichos sistemas. Existe una variedad muy grande en cuanto al tipo de aeroturbinas empleadas para aprovechar la energía del viento y transformarla según las necesidades locales. Las aeroturbinas empleadas para la generación de energía eléctrica son los denominados aerogeneradores que disponen de un generador eléctrico.

En este capítulo, después de una breve introducción a los principios físicos relacionados al aprovechamiento de la energía cinética del viento y la definición del potencial eólico de un sitio, se describen las características principales del recurso, su variabilidad a diferentes niveles y la caracterización estadística de los datos de viento.

3.1 Principios de conversión de la energía eólica

Existe una gama muy diversa de distintos tipos de aerogeneradores. A efectos prácticos se pueden clasificar en:

- *Máquinas de eje horizontal*, en las que el eje de rotación es paralelo a la dirección del viento, de forma similar a la de los clásicos molinos de viento.
- *Máquinas de eje vertical*, en las que el eje de rotación es perpendicular a la dirección del viento.

Dado que el generador eólico de eje horizontal es el más utilizado, en este apartado se muestran muy brevemente los principios aerodinámicos sobre los que se basa su funcionamiento.

El elemento encargado de convertir la energía cinética del viento en energía mecánica de rotación es el rotor, formado por varias palas que se insertan en una pieza común denominada buje (Figura 3.1).



Figura 3.1 – Imagen de un micro-aerogenerador (100 W) horizontal de tres palas (Fuente: Batet et al., 2007)

Las aeroturbinas extraen la energía del viento transfiriendo la fuerza de empuje del aire que pasa a través de la turbina a las palas del aerogenerador. Las palas actúan de manera similar a las alas de un avión, utilizando el denominado principio de sustentación (Figura 3.2).

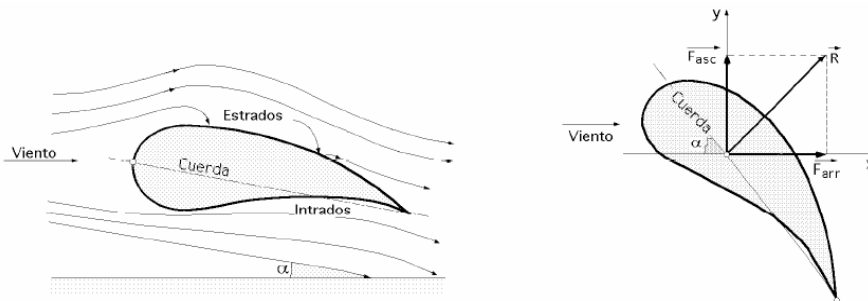


Figura 3.2 – Efecto del viento sobre la pala de un aerogenerador (Fuente: Fernández Díez, 2008)

Como efecto del flujo de aire, el lado barlovento del perfil aerodinámico se encuentra en sobre presión mientras el lado sotavento se encuentra en bajo presión. Esto es debido a la ley de fundamental de la fluidodinámica conocida como el “principio de Bernoulli”. Sabiendo que para un líquido en movimiento la energía total específica (energía total por unidad de masa) que posee en un punto de su recorrido es la suma de la energía de presión (p/ρ), la energía cinética ($v^2/2$) y la energía potencial ($g \cdot z$) y viene dada por:

$$e = \frac{p}{\rho} + \frac{v^2}{2} + g \cdot z$$

El principio de Bernoulli expresa que en un fluido ideal, la energía que posee el fluido permanece constante a lo largo de su recorrido, por lo que en el caso de las palas de un aerogenerador, como las diferencias de energía potencial son despreciables, resulta

$$\frac{p}{\rho} + \frac{v^2}{2} = k$$

Siendo el recorrido del aire en el lado a barlovento de la pala mayor del recorrido en el lado a sotavento, la velocidad del aire a barlovento será mayor de la velocidad a sotavento, por lo que se genera una sobre presión en el lado a sotavento. Haciendo referencia a la figura 3.2, esta diferencia de presión, junto con los efectos de rozamiento, crea una fuerza de sustentación (R) que es el producto de una fuerza de ascensión (F_{asc}) y de una fuerza de arrastre (F_{arr}). Como resultado, la fuerza de sustentación se convierte en un par mecánico que es el responsable de la rotación del eje de la turbina. La potencia al eje se puede aprovechar de

diferentes maneras, en el caso de un aerogenerador el eje está conectado con generador eléctrico para la producción de energía eléctrica.

3.2 Potencial eólico

La energía aprovechada por una aeroturbina es la energía cinética contenida en el viento. Una masa de aire fluido m con una velocidad v posee una energía cinética E_c que puede ser expresada como:

$$E_c = \frac{1}{2} \cdot m \cdot v^2$$

El caudal másico de aire \dot{m} de densidad ρ que fluye a través de una superficie de área A perpendicular a la dirección del flujo, viene dado por la ecuación de mecánica de fluidos

$$\dot{m} = \rho \cdot A \cdot v$$

La potencia disponible P_d asociado al caudal de aire que atraviesa dicha sección es

$$P_d = \frac{1}{2} \cdot \dot{m} \cdot v^2 = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v^3$$

Donde:

- P_d : potencia eólica disponible en W
- ρ : densidad del fluido en kg/m^3
- A : área transversal al flujo de aire barrida por la aeroturbina en m^2
- v : velocidad del viento en m/s

De la expresión anterior nos indica que la potencia eólica disponible es proporcional a la densidad del aire, al área expuesta perpendicularmente al flujo de viento y al cubo de velocidad del mismo. La potencia eólica disponible es la máxima potencia que podríamos extraer si pudiésemos convertir toda su energía cinética en energía útil. Una forma de caracterizar el potencial eólico en una determinada zona o lugar es la densidad de potencia o potencia disponible por unidad de área expuesta perpendicularmente a la dirección del viento que se exprese como

$$\frac{P_d}{A} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v^3$$

En figura 3.3 se visualiza la variación de este parámetro en función de la velocidad del viento.

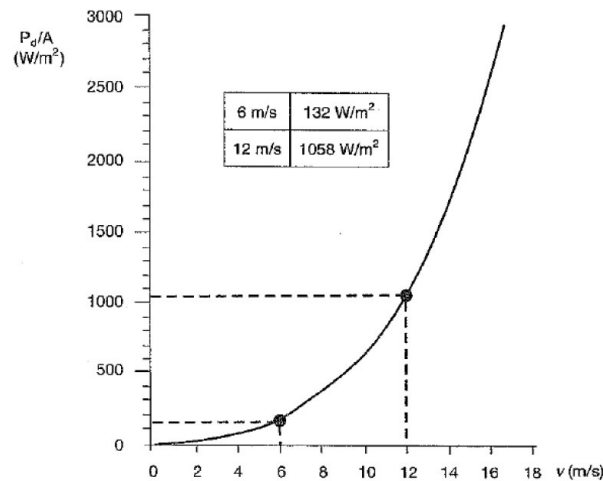


Figura 3.3 – Densidad de potencia eólica en función de la velocidad del viento (Fuente: Villarrubia, 2006)

Como se puede observar de la expresión anterior, se puede llegar a las siguientes conclusiones:

- la densidad de potencia depende del cubo de la velocidad, así que si la velocidad aumenta del 10% la potencia crece un 33%. Dada la variación de la potencia con respecto a la velocidad según una ley cúbica, es muy importante para decidir la instalación de un aerogenerador disponer de medidas fiables de la velocidad a la altura del centro de giro o buje del aerogenerador respecto del suelo.
- La potencia eólica disponible es directamente proporcional al área (A) considerada, es decir al cuadrado del diámetro del círculo barrido por las palas del aerogenerador, por ello si se duplica el diámetro del rotor de la eólica, la energía obtenida se verá multiplicada por un factor igual a cuatro.
- La densidad de potencia depende linealmente de la densidad del aire, por lo que un aire frío presenta una densidad de potencia superior a uno más caliente. Así mismo, y a igualdad de temperatura, un lugar situado a una cota próxima al nivel del mar presentará una densidad de potencia superior a otro a una mayor altitud por el hecho que la densidad del aire disminuye con la altura. Para corregir los efectos de la temperatura y altitud sobre el nivel del mar sobre la densidad se puede utilizar la expresión aproximada

$$\rho = 1.225 \cdot \left(\frac{288}{t + 273} \right) \cdot e^{-\left(\frac{h}{8435} \right)}$$

- Donde:
- ρ : densidad del aire en kg/m^3
 - t : temperatura en grados centígrados ($^{\circ}\text{C}$)
 - h : altura sobre el nivel del mar en m

Las densidades de potencia medias a 10 metros de altura al nivel del mar pueden variar entre 10 y 400 W/m^2 y entre 5 y 300 W/m^2 a una altura de 3000 m.

Dada la variabilidad de la velocidad, la caracterización del potencial eólico disponible de un lugar se debe realizar a partir de la determinación de los valores de la potencia correspondientes a cada velocidad y promediar éstos para un determinado período de tiempo, por ejemplo un año. De esta forma se define el potencial eólico disponible de un lugar como la potencia media eólica por unidad de superficie para un determinado período de tiempo, generalmente un año, supuesta una densidad del aire constante:

$$\frac{\langle P_d \rangle}{A} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \int_0^{\infty} v^3 p(v) dv = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \langle v^3 \rangle$$

□ $\langle v^3 \rangle$ representa la media de los cubos de las velocidades (velocidad media cúbica) en el período de tiempo considerado (un año medio).

Dado que debe cumplirse la ecuación de continuidad en el flujo de aire a su paso por el rotor del aerogenerador, no se puede extraer toda la potencia eólica disponible en el viento, ya que éste conserva una cierta velocidad aguas abajo del rotor. El viento a su paso por el aerogenerador se frena, saliendo del mismo con una velocidad menor que con la que ha entrado, pero siempre distinta de cero. Por esto existe un límite físico superior para la potencia aprovechable, según el cual ningún generador puede extraer del viento una potencia superior a la fijada por este límite. Este límite es conocido como el límite de Betz, según el cual la potencia máxima que teóricamente puede ser aprovechada de un flujo de viento es tan solo un 59,3% de la potencia disponible en el mismo.

La potencia eólica extraída o captada del viento por el rotor de la máquina se conoce como potencia eólica aprovechada o recuperada (P_a).

$$P_a = C_p \cdot P_d$$

Donde C_p es un coeficiente adimensional coeficiente de conversión o de potencia. Expresa la relación o fracción entre la potencia aprovechada o recuperada por la máquina y la potencia disponible en el viento. Este coeficiente depende del tipo de generador, de la geometría del mismo, de su velocidad de giro y de la velocidad del viento. El coeficiente de potencia C_p es función de la denominada *velocidad específica* o "*tip speed ratio*" (λ) definida como la relación entre la velocidad lineal o tangencial (u) del extremo de la pala del generador y la velocidad del viento (v). En la figura 3.4 se muestra la variación del coeficiente C_p en función de la velocidad específica λ para distintos tipos de aerogeneradores.

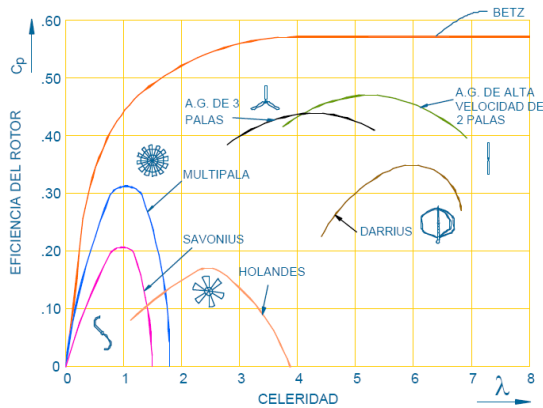


Figura 3.4 – Valores típicos del coeficiente de potencia para diferentes aeroturbinas en función de la velocidad específica (Fuente: EDEVI, 2004)

Como se puede observar en figura, existe un valor de la velocidad específica por el que el coeficiente de potencia es máximo, con valores entre 0,4 y 0,45 por grandes aerogeneradores horizontales a tres palas. El rendimiento global se encuentra normalmente entre el 20 y el 30% de la potencia disponible.

Un aerogenerador se caracteriza por su curva de potencia, que indica cual es la potencia generada en función de la velocidad del viento. Como graficado en figura 3.5, en base a esta curva y a las características del viento del emplazamiento, que se definen a través de la curva de duración (Figura 3.17), se puede determinar cual será la energía producida por el aerogenerador.

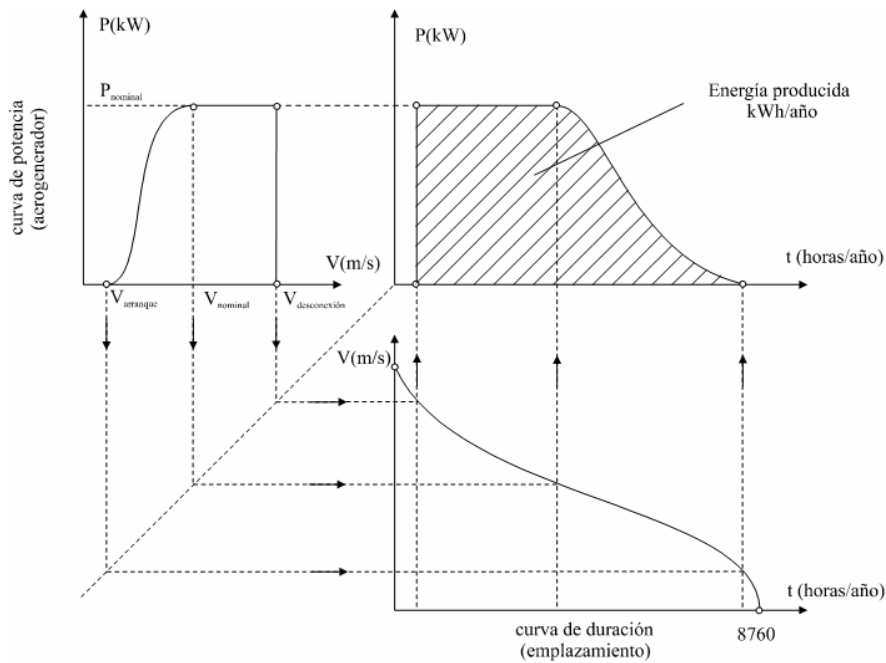


Figura 3.5 – Curva de duración de la potencia (Fuente: Crespo, 2003)

3.3 Características del recurso eólico

El potencial eólico aprovechable varía en función del cubo de la velocidad del viento, por lo que la comprensión de las características del recurso eólico es de fundamental importancia para la explotación de la energía eólica, desde el estudio de factibilidad hasta la identificación de sitios idóneos para la instalación de las aeroturbinas para el mejor aprovechamiento del recurso. En este apartado se presentan los mecanismos que dan origen al viento, describiéndose las diferentes escalas del movimiento atmosférico del viento (escala global, macro-escala, meso-escala y micro-escala) y la variación vertical del perfil del viento.

3.3.1 Escala global

El recurso eólico deriva de manera indirecta de la energía solar, debido a que el viento se genera por el calentamiento desigual que sufre la tierra. El calentamiento es más intenso cerca del ecuador y durante el día, esto quiere decir que las zonas más calientes se mueven sobre la superficie de la tierra en su movimiento de rotación. Generalmente el aire sube, para después circular por la parte superior de la atmosfera y caer en las zonas más frías. A nivel del suelo la circulación es en sentido inverso. El efecto combinado del desigual calentamiento de la tierra y de las fuerzas centrífugas y de Coriolis debidas a la rotación, da lugar a vientos a escala terráquea, con unas tendencias más o menos permanentes. En figura 3.6 se muestran los vientos alisios (“*trade winds*”) típicos de las zonas tropicales, los vientos del oeste (“*westerlies*”) típicos de las latitudes medias y los vientos polares (“*Polar easterlies*”) del este.

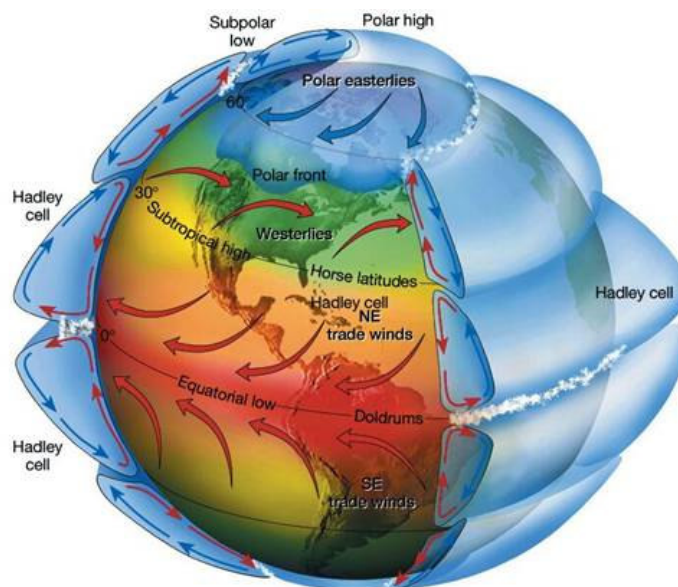


Figura 3.6 – Vientos a escala global (Fuente: Universidad de Oklahoma)

La misma rotación de la tierra puede explicar la naturaleza de los vientos del Oeste a una cierta latitud media por encima de los trópicos. Al girar la tierra, arrastra al aire del oeste hacia el este, si además el aire se mueve hacia los polos, se acerca más al eje de giro de la tierra lo que implica que para que se conserve la cantidad de movimiento angular, el aire debe adquirir una componente oeste-este mayor que la del propio giro de la tierra. Este efecto es pequeño al ecuador, donde el acercamiento al eje de la tierra es pequeño al desplazarse hacia los polos, pero es mayor a latitudes medias.

3.3.2 Macro-escala

A escalas suficientemente grandes, del orden de los 1000 km, el viento resulta fundamentalmente de un equilibrio entre la fuerza de Coriolis, la fuerza de presión y el rozamiento del suelo. La fuerza de Coriolis es causada por la rotación de la tierra y es perpendicular a la velocidad del aire, a mano derecha de su trayectoria en el hemisferio norte y a la izquierda en el hemisferio sur. Por encima de la capa límite terrestre, de unos mil metros de altura, el rozamiento con el suelo es poco significativo, y puede ser una buena aproximación considerar que hay equilibrio entre las fuerzas de Coriolis y las de presión, de manera que las trayectorias serían las líneas isobaras de presión constante. Este viento se conoce viento a macro-escala o *viento geostrófico* (Figura 3.7). Para un núcleo de altas presiones, en el hemisferio norte, el aire se movería según las agujas del reloj. Si se considera un seno de bajas presiones el sentido sería el inverso, y en el hemisferio sur serían los opuestos al hemisferio norte.

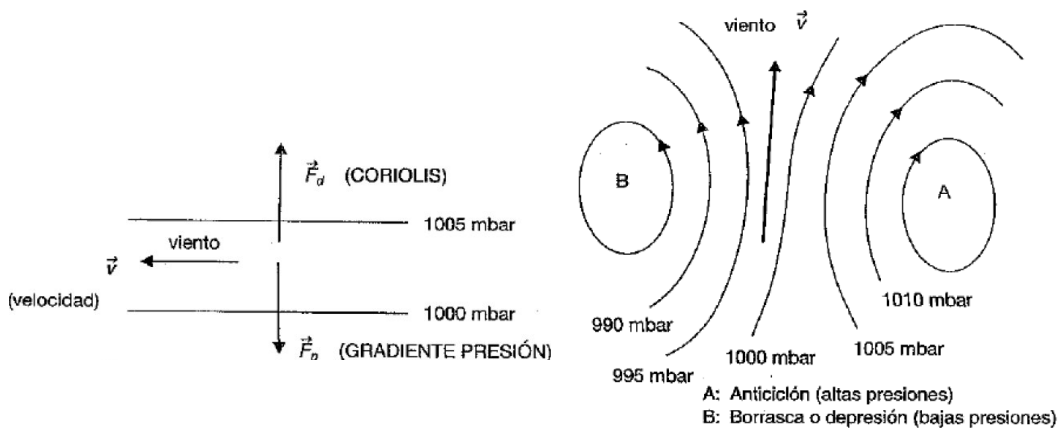


Figura 3.7 – Viento geostrófico en el hemisferio septentrional (Fuente: Villarrubia, 2006)

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 de gradiente* (Figura 3.8). Este viento es también paralelo a las isóbaras.

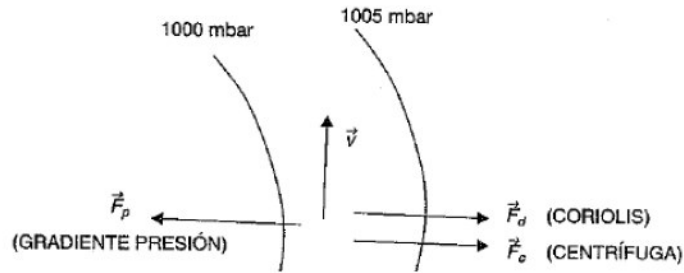


Figura 3.8 – Viento de gradiente (Fuente: Villarrubia, 2006)

El viento de gradiente constituye una buena aproximación al viento real en aquellas condiciones en las que la fuerza de rozamiento es despreciable. Por estas razones, los vientos geostroficados y los de gradiente predicen y describen bastante bien las condiciones de viento real por encima de unos 1000 m de altura sobre el nivel del suelo. Al acercarse a la superficie terrestre, el rozamiento es siempre más importante y la velocidad disminuye progresivamente desde la velocidad de Coriolis hasta cero en la superficie y la dirección de la velocidad adquiere una componente de mayor a menor presión.

Las variaciones de la superficie terrestre con escala horizontal de 100-200 km tienen una influencia en el flujo de viento a alturas menores, pero generalmente estos vientos tampoco están influenciados por el rozamiento de la superficie. Se consideran *vientos regionales* aquellos 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 y ciclones extratropicales (o de latitudes medias).

3.3.3 Meso-escala y Micro-escala

Los vientos de superficie, a alturas inferiores a los 100-200 m son influenciados por las condiciones locales de la topografía de superficie, como las líneas de costa, la orografía, la rugosidad (que influye principalmente en el perfil vertical de la velocidad) y los obstáculos presentes. A estas alturas se encuentran los aerogeneradores y la modelización de estos flujos es de fundamental importancia para estudios de aprovechamiento del recurso. Desde el punto de vista espacial, la influencia esos factores superficiales sobre el flujo principal tiene efectos desde pocos metros hasta decenas de kilómetros por lo que, dependiendo del área abarcada, son vientos a micro-escala y a meso-escala. Los *vientos locales* se pueden clasificar en vientos de origen térmico y vientos de origen topográfico.

3.3.3.1 Vientos de origen térmico

El desigual calentamiento de la tierra puede crear brisas a escala local en costas, montañas y valles. Obviamente, la orografía es importante y los vientos tienden a fluir por encima y alrededor de montañas y colinas. Ejemplos de estas tipos de vientos son las brisas marinas, los vientos de valle y ladera y el efecto Fohn.

Se describe aquí brevemente el origen de las brisas marinas y de los vientos de ladera y de montaña. Estos flujos se caracterizan por un ciclo diario que cambia de dirección dos veces al día. El desigual calentamiento o enfriamiento de la tierra y el mar, que absorben o emiten distinta energía por radiación, dan lugar a las *brisas marinas* nocturnas y diurnas. La tierra se calienta o enfría más rápidamente que el mar, de manera que durante el día el aire caliente fluye por las capas bajas del mar, donde cae el aire frío, a la tierra donde se eleva el aire caliente. Por la noche ocurre el fenómeno inverso y se desarrolla la brisa terrestre, usualmente más débil que la marina diurna. Las brisas de montaña se desarrollan sobre regiones de terreno complejo de escalas diversas, desde pequeñas colinas hasta complejas cordilleras montañosas. En una montaña, al anochecer el aire en contacto con el terreno más elevado de la montaña se enfría más rápidamente que el aire situado sobre el valle, por lo que tiende a descender hacia el valle siguiendo la ladera (*viento catabático*), generalmente de carácter suave. Durante el día, y por efecto de la radiación solar, el proceso se invierte y el aire en contacto con el terreno situado en la proximidad de los valles tiende a ascender por la ladera (*viento anabático*). Estos vientos de ladera van acompañados por unos vientos a lo largo de un valle. Son los vientos denominados *viento de valle* y *viento de montaña* que se desarrollan por las diferencias de temperatura horizontal a lo largo del eje axial de un valle o entre el aire del interior de un valle y el aire que se encuentra sobre el llano adyacente al valle. Estas circulaciones están cerradas por los flujos de retorno o compensatorios en altitud (Figura 3.9).

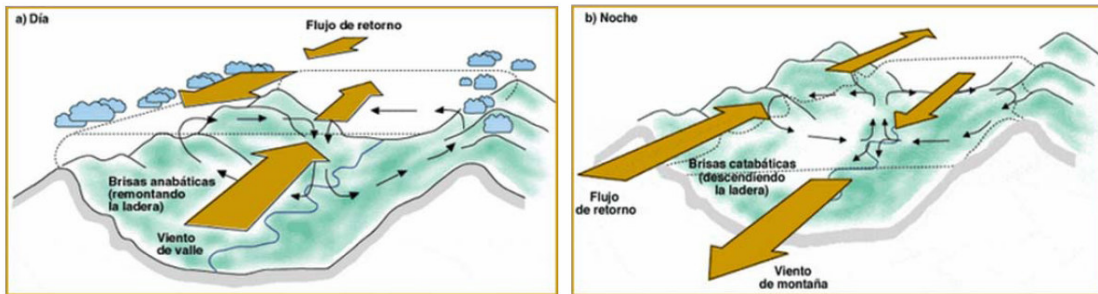


Figura 3.9 – Vientos de ladera y de valle-montaña durante el día y la noche (Fuente: De Paz, 2008)

3.3.3.2 Vientos de origen topográfico

El relieve del terreno influye sobre la velocidad del viento. Las elevaciones del terreno pueden ocasionar un aumento de velocidad si el perfil es de forma y pendiente suave o pueden disminuir la velocidad si se trata de fuertes pendientes, crestas o bordes agudos. Las colinas suaves, con pendientes desprovistas de alta vegetación u obstáculos y cimas redondeadas, generalmente producen un efecto acelerador del flujo de viento (Figura 3.10).

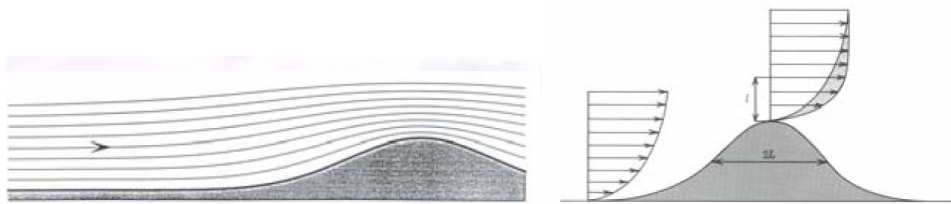


Figura 3.10 – Aumento de la velocidad del viento en la cima de una colina en presencia de pendientes suaves (Fuente: Iniesta Mora, 2007)

Por el contrario, las fuertes pendientes (acantilados, escarpados, etc.) actúan como barreras al flujo principal, produciendo grandes remolinos y disminuyendo la velocidad del viento.

Los obstáculos, tales como edificios, arbolado o accidentes del terreno, provocan en general dos efectos desfavorables: una disminución de la velocidad del viento y un aumento de las turbulencias.

La zona de turbulencias puede alcanzar hasta una altura de alrededor de 3 veces la del obstáculo. Estas turbulencias son más acusadas en la parte posterior del obstáculo (sotavento) que en la parte anterior (barlovento). Mientras que en el primer caso puede alcanzar distancias en horizontal de 10 a 20 veces la altura del obstáculo, en el segundo caso se limita a unas dos veces dicha altura. En la figura 3.11 se muestra de forma orientativa el alcance de las perturbaciones y turbulencias originadas por obstáculos no aerodinámicos (por ejemplo edificios).

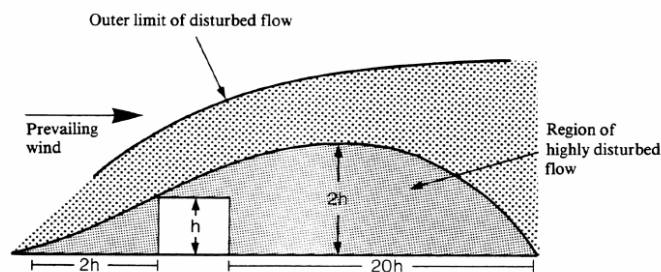


Figura 3.11 – Efecto de un obstáculo sobre el flujo de viento (Fuente: Floyd, 2006)

3.3.4 Variación vertical

La mayoría de los fenómenos meteorológicos ocurren en la troposfera que la capa de la atmosfera que se extiende desde la superficie terrestre hasta una altitud variable de unos 10-15 km. Esta es la capa más superficial de la atmosfera, la cual tiene un espesor total de más de 100 km. Como ya se indicó anteriormente, el viento por encima de una cierta altura está sujeto a un equilibrio entre las fuerzas de presión y las de Coriolis (Figura 3.7 y 3.8). Esta zona de la troposfera se conoce como *atmosfera libre*. Sin embargo a medida que se reduce la distancia al suelo aparece un efecto de rozamiento y el viento se frena. Este proceso de frenado ocurre en la zona más próxima a la superficie que se conoce como *capa limite terrestre*; Stull (1988) define esta capa como “aquella parte de la troposfera que está directamente influenciada por la presencia de la superficie de la tierra y responde de los forzamientos de la misma en escala temporales de horas o inferiores”. El espesor de esta capa varía según las condiciones climatológicas, un valor medio típico puede ser de 2 km, aunque en noches frías y claras de poco viento puede llegar a ser de unos 100 m y bastante mayor en días soleados. En términos generales, el espesor de la capa limite terrestre es más estrecho en regiones de altas presiones que en regiones de bajas presiones. En la figura 3.12 se muestra un esquema orientativo de la capa límite terrestre con el perfil vertical típico de la velocidad del viento.

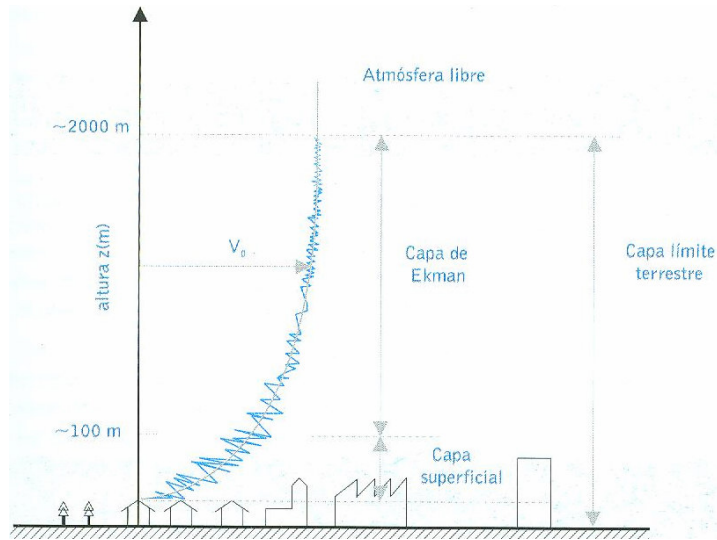


Figura 3.12 – Capa límite terrestre (Fuente: Rodríguez et al., 2003)

La parte inferior de la misma, que alcanza los 100-150 m, se conoce con el nombre de capa superficial. El resto se conoce con el nombre de capa de Ekman; a través de esta capa el viento cambia de dirección con tendencia a moverse de mayor a menor presión.

El conocimiento del viento en la capa superficial es fundamental para el estudio energético aprovechable debido a que es donde se sitúan las aeroturbinas para comunidades aisladas y donde se miden las velocidades del viento. Además es una región donde se pueden obtener expresiones de la velocidad media de viento y perfiles de turbulencia. En la capa superficial, una fórmula típica (Tennekes, 1973) que da la variación del viento con la altura es

$$V(z) = 2.5 \cdot u^* \cdot \left(\ln \frac{z}{z_0} - \psi \right)$$

Donde:

- u^* es la velocidad de fricción;
- z_0 es un parámetro que depende de la rugosidad;
- ψ es una función que depende de la estabilidad atmosférica.

El perfil vertical de la velocidad entonces depende principalmente de la estabilidad de la atmósfera y de la rugosidad del terreno. La rugosidad del terreno está ligada principalmente a la vegetación y al uso del suelo y se caracteriza comúnmente a través del parámetro z_0 denominado longitud de rugosidad que representa la altura respecto al nivel del suelo expresado en metros, donde la velocidad del viento es nula. La función ψ dependiente de la estabilidad atmosférica es positiva por condiciones inestables y negativa por condiciones estables. El gradiente de velocidad del viento disminuye en condiciones inestables (calentamiento de la superficie, aumento de la mezcla vertical) y aumenta por atmósferas estables (enfriamiento de la superficie, anulamiento de la mezcla vertical). En figura 3.13 se muestra la variación del perfil vertical calculados según la fórmula anterior.

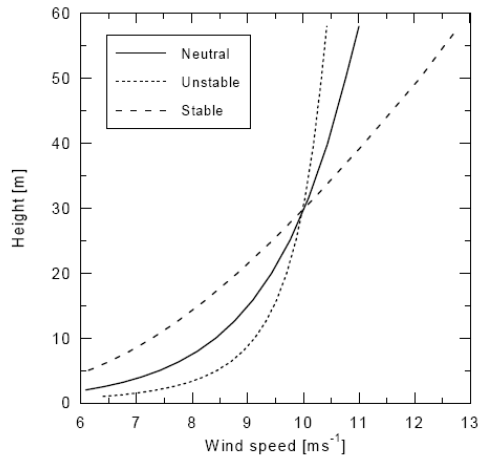


Figura 3.13 – Perfiles del viento en condiciones de atmósferas neutra, inestable y estable. La rugosidad es constante (Fuente: Petersen et al. 1997)

Para una atmósfera neutra, la ecuación se puede escribir utilizando una velocidad de referencia V_r a una altura z_r en lugar de la velocidad de fricción y resulta

$$V(z) = V(z_r) \cdot \frac{\ln(z/z_0)}{\ln(z_r/z_0)}$$

Otra forma alternativa es utilizar una ley potencial en lugar de la ley logarítmica; su fundamento teórico es menos riguroso, pero su aplicación puede ser más sencilla

$$V(z) = V(z_r) \cdot \left(\frac{z}{z_r}\right)^\alpha$$

El parámetro α también depende, entre otros factores, de la rugosidad del terreno y para predecir su valor se han establecido varias formulas empíricas que relacionan su valor con el de la longitud de rugosidad z_0 para atmósferas neutras. En figura 3.14 se muestra la variación del perfil vertical del viento para diferentes rugosidades del terreno.

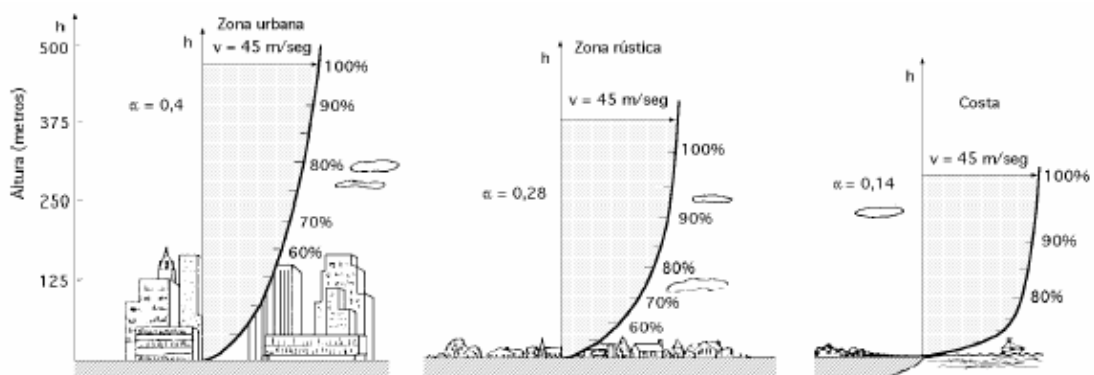


Figura 3.14 – Perfiles del viento en condiciones de atmósfera neutra con diferentes rugosidades del terreno (Fuente: Fernández Díez, 2007)

Una forma habitual de establecer los valores de z_0 y α es utilizar la experiencia y hacer comparaciones con emplazamientos donde se haya determinado previamente su valor con

mediciones. Existen tablas de valores que se pueden utilizar como referencia, como la del Mapa eólico europeo (Troen & Petersen, 1989) reportada en la tabla 6.1.

3.4 Caracterización estadística del viento

Una de las características más importantes del viento en la capa superficial es su variabilidad, tanto espacial como temporal, en un amplio rango de escalas. Desde el punto de vista espacial, la velocidad del viento es una magnitud vectorial. El viento siempre tiene una componente horizontal y una vertical pero, en aplicaciones de energía eólica, sólo se consideran las componentes de la velocidad en el plano horizontal y se ignora la componente vertical. Esta última en general es mucho menor que la primera y además no presenta interés para aprovechamiento energético. Así mismo, los aparatos de medida registran generalmente sólo el módulo y dirección de la componente en el plano horizontal. Por ello, el viento se caracteriza por medio de dos valores: el módulo de la componente de la velocidad en el plano horizontal (simplemente velocidad) y la dirección de donde sopla. Estos se miden comúnmente con unos aparatos, denominados anemómetro y veleta, descritos con detalle en el apartado 4.3.1. En los párrafos siguientes se describirán brevemente las suposiciones que se hacen definiendo el intervalo de tiempo representativo para promediar los datos y para un tratamiento estadístico de las medidas.

3.4.1 Valores medios representativos

Dada las características del viento, el vector velocidad varía continuamente en el tiempo de forma aleatoria tanto en módulo como en dirección. Si se examinan en un lugar fijo las medidas que da un anemómetro, se observa que su variación es aleatoria e incluye múltiples frecuencias que van desde periodos correspondientes a 0,1 s hasta varios años. Hay variaciones con muy alta frecuencia totalmente aleatorias que diremos que son turbulentas. En el apartado 3.3.3.1 ya se indicó como las brisas cambian a lo largo del día. Hay variaciones estacionales o mensuales del viento: es bien conocido que ha meses y también años de más ventosos que otros. En la figura 3.15 se presenta el espectro de la energía cinética del viento por unidad de masa medido en el laboratorio de Brookhaven (van der Hoven, 1957).

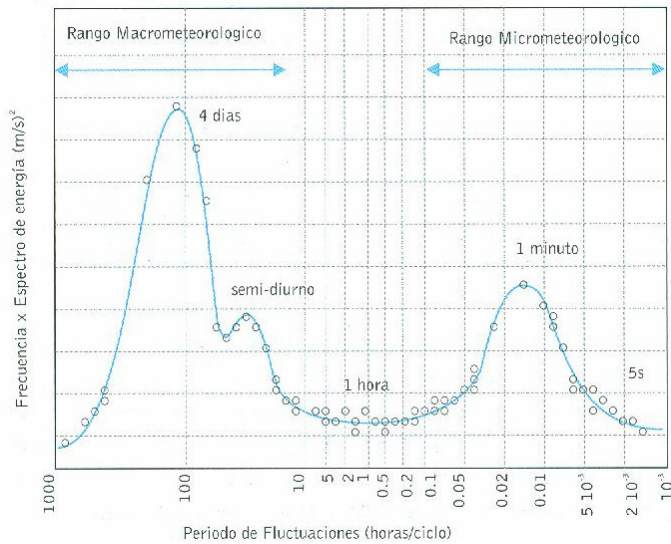


Figura 3.15 – Espectro típico de las fluctuaciones del viento en todas las escalas (Fuente: Rodríguez et al., 2003)

La información incluida en figura naturalmente cambia de un lugar a otro aunque el comportamiento cualitativo no es muy diferente. En abscisas aparece el logaritmo de la frecuencia y en ordenadas el producto de la frecuencia por el espectro. La curva indica entonces como se distribuye la energía cinética del viento para distintas frecuencias. El área debajo de la curva es la energía cinética media durante todo el periodo. Se observa que hay un pico alrededor de periodos cercanos a un minuto debido a la turbulencia y otro correspondiente a las variaciones diarias del viento. Existe un tercer pico, alrededor de cuatro días que representa el paso de frentes o núcleos de altas o bajas presiones. Dado que las fluctuaciones turbulentas son aleatorias y requieren un tratamiento estadístico, es aconsejable separarlas de las variaciones diarias o estacionales. La forma de hacer esto es considerar el valor medio de la velocidad durante un periodo apropiado de tiempo T y suponer superpuestas al mismo las fluctuaciones turbulentas. En la figura 3.15 se puede observar que en el intervalo comprendido entre los periodos $T = 10$ min y $T = 5$ horas, el contenido energético del viento es muy pequeño, este intervalo se conoce como valle espectral. De acuerdo con ello, el valor apropiado para T sería de 10 min, o de un orden de magnitud semejante, por las siguientes razones:

- el valle espectral separa claramente lo que son variaciones turbulentas del viento de lo que son variaciones diarias.
- El valor de 10 min es mucho menor que el día, o los cuatro días, correspondientes a los picos que aparecen a la izquierda en figura 3.15. Esto quiere decir que las variaciones del viento medio para escalas del orden del día estarían bien representados por una curva continua.
- Las variaciones del viento asociadas a periodos ligeramente superiores a 10 min aparecerían representados por una función discontinua, pero dichas variaciones serían muy pequeñas ya que caerían dentro del valle espectral. El viento variaría muy poco en esas escalas.

- La mayor parte de la energía que se extrae del viento esta asociada a periodos mayores de 10 min.

Por estas razones, las medidas instantáneas obtenidas del anemómetro y de la veleta se promedian normalmente cada 10 minutos y se trabaja con el valor medio de velocidad y dirección, definido como *viento medio* o estacionario. Generalmente la frecuencia de muestreo es de 1 Hz obteniendo una medida cada segundo, con lo que dispone de 600 medidas cada 10 min, a fin de obtener una velocidad media o estacionaria suficientemente representativa.

La energía asociada a periodos inferiores a los 10 minutos es normalmente pequeña y los valores medidos por debajo de este intervalo se estudian como respuesta a la componente turbulenta del viento. La turbulencia se compone de todas las fluctuaciones de viento inferiores al periodo de cálculo de la velocidad promedio. Para el tratamiento estadístico de las medidas, la medición más común de turbulencia es la intensidad de turbulencia definida como

$$I = \frac{\sigma}{v(t)}$$

Donde σ es la desviación estándar de la velocidad respecto a la velocidad media $v(t)$.

3.4.2 Caracterización de los valores medios

Para poder caracterizar la distribución de la velocidad del viento durante un largo periodo de tiempo se suele utilizar el histograma de frecuencias relativas de las velocidades. Se ha comprobado experimentalmente que el polígono de frecuencias relativas (líneas que unen los centros de los lados superiores de los rectángulos del histograma) se ajusta bastante bien a una distribución de la *función densidad de probabilidad de Weibull* (Figura 3.16). La función densidad de probabilidad $p(v)$ correspondiente a la ley de Weibull viene dada por la expresión:

$$p(v) = \frac{k}{A} \cdot \left(\frac{v}{A}\right)^{k-1} \cdot e^{-\left(\frac{v}{A}\right)^k}$$

Donde:

- v : velocidad del viento (m/s)
- $p(v)$: función densidad de probabilidad de Weibull, frecuencias relativas de cada velocidad
- A : factor de escala (m/s)
- k : factor de forma

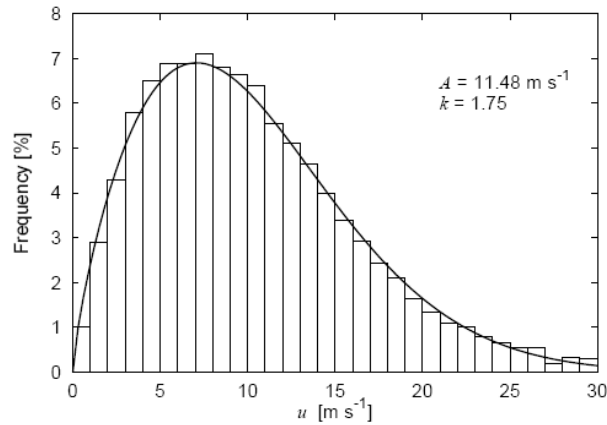


Figura 3.16 – Distribución de la frecuencia de la velocidad del viento y su aproximación a la función de Weibull (Fuente: Petersen et al., 1981)

Para muchas aplicaciones, se utiliza la curva de frecuencia acumulada F' que permite calcular las frecuencias acumuladas de las velocidades que son mayores o iguales a un valor V . Este tipo de curva se denomina "curva de duración de la velocidad" y para una distribución de frecuencias de Weibull F' se expresa como

$$F'(v \geq V) = e^{-\left(\frac{V}{A}\right)^k}$$

Cuando dicha probabilidad se multiplica por 8760 se obtiene el número de horas al año en que esperamos que se exceda dicha velocidad (Figura 3.17). Conociendo esta curva y la curva de potencia del aerogenerador es posible calcular la energía que se puede producir (Figura 3.5).

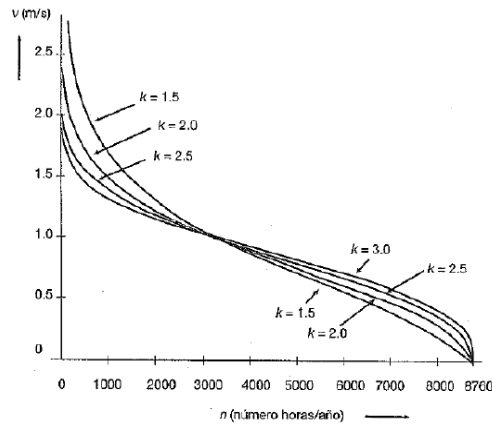


Figura 3.17 – Curva de duración de la velocidad por diferentes valores de k , el parámetro A es unitario (Fuente: Villarrubia, 2006)

La aproximación a una función de Weibull resulta muy útil porque la distribución de frecuencias se describe en a base a solamente dos parámetros: el factor de escala A (m/s) y el factor de forma k , que se deben ajustar con los datos de viento medidos en un emplazamiento concreto. El parámetro k suele variar entre 1,5 y 3 y caracteriza la asimetría o sesgo de la función densidad de probabilidad, mientras el factor de escala A está directamente relacionado con la velocidad media de las medidas. Una vez definidos los parámetros A y k de la función, se pueden obtener todos los valores de las velocidades representativas del viento para hacer un estudio del potencial aprovechable. El ajuste la distribución de las velocidades a la función

de Weibull puede ser más o menos exacto dependiendo del sitio interesado, en cualquier caso al hacer esta aproximación se comete un error que hay que tener en cuenta para una correcta interpretación de los resultados obtenidos.

Hasta ahora se ha descrito la representación y tratamiento de los datos de distribución del modulo de la velocidad del viento, sin embargo para la estimación del recurso eólico es necesario conocer también su dirección. La forma comúnmente utilizada es la visualización de las distribuciones de la velocidad del viento para diferentes sectores de dirección, por ejemplo 12 cada 30°, y se completa la información con una grafica donde se visualiza el porcentaje de tiempo en el que el viento ha soplado desde una cierta dirección. La información simultanea sobre la dirección del viento y su intensidad se suele dar mediante la rosa de vientos, bien en forma grafica o tabular. En la figura 3.18 se representa la rosa de viento donde se han considerado 16 direcciones angulares según la procedencia del viento. La longitud radial marcada en cada sector indica la frecuencia del viento procedente de esa dirección y el número indicado en cada sector representa la velocidad media en esa dirección.

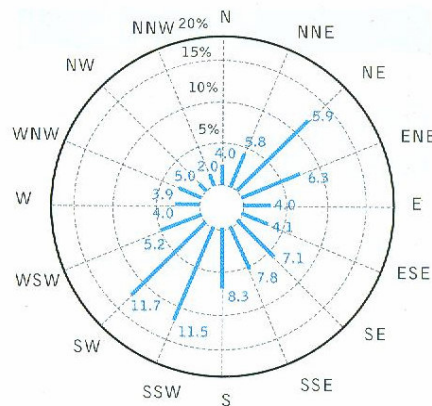


Figura 3.18 – Rosa de los vientos. Datos de velocidad en milla/hora (Fuente: Rodriguez et al, 2003)

4 ESTADO DEL ARTE EN LA EVALUACIÓN DEL VIENTO

Una de las primeras acciones necesarias cuando hay interés en aprovechar el potencial eólico de una zona es la evaluación del recurso eólico disponible. Una de las características principales del viento es su elevada variabilidad tanto a nivel temporal como a nivel espacial, por lo que su evaluación es una tarea compleja que implica la utilización de herramientas diferentes. En este apartado se describen brevemente los diferentes métodos actualmente utilizados para la evaluación del viento en un área: se exponen las diferentes metodologías de recogida de información en ausencia de datos de superficie, los equipos de medida del viento, el tratamiento de los datos y los tipos de herramientas de cálculo existentes para la extrapolación de las medidas al área estudiada. A continuación se presentan las herramientas efectivamente disponibles para un estudio a micro-escala y se identifican los instrumentos que resultarían más útiles para proyectos de electrificación rural.

4.1 Métodos tradicionales y biológicos

En el caso que no se tengan datos representativos del viento, para la identificación de áreas con un gran potencial eólico se puede recurrir a los métodos denominados tradicionales o biológicos.

Uno de los métodos tradicionales se basa en realizar encuestas a la población con *conocimientos locales* con el objetivo de identificar áreas con altas o bajas velocidades del viento. La información local y la costumbre de los habitantes pueden ser una fuente interesante de información. Este método se ha utilizado y se sigue utilizando en muchos proyectos de electrificación rural y tiene la ventaja de ser muy económico y rápido. Sin embargo, los límites de esta técnica son bien conocidos:

- en la mayoría de los casos hay la tendencia a sobreestimar el viento en áreas ventosas principalmente debido al hecho que cuando hace frío, incluso vientos débiles se sienten fuertes.
- es muy improbable que se puedan detectar fiablemente las diferencias de potencial eólico en una misma área.

Por lo tanto, este método debe utilizarse solo si ningún otro está disponible y siempre teniendo en cuenta su poca exactitud.

Un segundo método que se puede utilizar en áreas muy ventosas en ausencia de otros datos está basado en las *características biológicas* de la zona. En áreas donde hay vientos muy persistentes, estos pueden causar cambios permanentes en las plantas. Este efecto es significativo en árboles, en particular coníferas, para las que se han desarrollado índices

basados en la deformación del tronco, el más conocido el Griggs-Putnam índice (Putnam, 1948). Este índice se ha calibrado para diferentes tipos de árboles y se ha desarrollado una relación estadística entre la deformación del árbol y la velocidad media anual, tal como se muestra en figura 4.1 (Hewson, Wade & Baker, 1977); el árbol está más inclinado cuanto más viento haya. La calibración se tendría que hacer para cada tipo de arbusto.

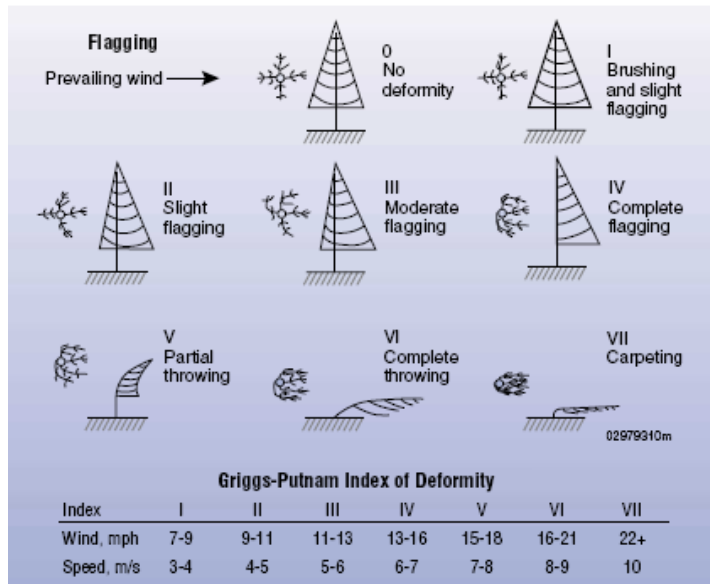


Figura 4.1 – Relación entre la deformación del árbol y la velocidad media del viento (Fuente: Hewson, Wade & Baker, 1977)

Este método tiene muy escasa precisión en la evaluación de la velocidad media; incluso con los árboles para los cuales se ha calibrado el índice el error en la predicción es de $\pm 1,5$ m/s (Hennessy, 1980); y funciona solo en sitios con velocidades de viento superiores a 3-4 m/s. En cualquier caso, zonas con árboles que no estén inclinados no indican que el viento medio sea inferior a este límite; hay sitios donde fuertes vientos vienen de diferentes direcciones y la persistencia desde una misma dirección es insuficiente a causar la inclinación del árbol (Hewson et al., 1978). Se puede concluir que las características biológicas de un sitio son un estimador muy impreciso de la velocidad del viento (y aun más para la evaluación del potencial eólico); en cualquier caso pueden ser de utilidad para una rápida identificación de áreas con mucho viento.

Un último criterio que se puede utilizar en desiertos o terrenos arenosos son las *características geomorfológicas*: la forma de las dunas y su orientación pueden ser indicativos de las características del viento. En terrenos arenosos las partículas más pequeñas son arrastradas por el viento, de manera que el tamaño de las que quedan permite estimar de forma aproximada la intensidad del viento.

4.2 Bases de datos globales y mapas eólicos nacionales

En los últimos 10 años se han desarrollado grandes *bases de datos* como el NCEP/NCAR (National Centers for Environmental Prediction/Nation Center for Atmospheric Research) o el ECMWF (European Centre for Medium-Range Weather Forecasting). Estas bases de datos son el resultado de un importante trabajo de reanálisis llevado a cabo por las instituciones. Normalmente se almacenan datos de viento, temperatura y presión a diferentes alturas en una malla que cubre todo el mundo. Generalmente utilizan datos de viento en el atmosfera libre (afuera de la capa limite) para asegurar que los efectos locales no influyeran las medidas a esta escala sinóptica. Para extrapolar estos vientos a la superficie se puede utilizar la ley geostrófica de fricción (Landberg et al., 2003) que relaciona el viento geostrófico con la velocidad de fricción en la superficie según la expresión

$$G = \frac{u_*}{k} \sqrt{\left(\frac{u_*}{f \cdot z_0} + A\right)^2 + B^2}$$

Donde:

- G es el viento geostrófico (derivado del equilibrio entre la fuerza de presión y la fuerza de Coriolis)
- u_* es la velocidad de fricción
- k es la constante de von Karman (igual a 0,4)
- f es el parámetro de Coriolis
- z_0 es la rugosidad superficial
- A y B son constantes de valor 1,8 y 4,5 respectivamente

Estas bases de datos son independientes de los efectos locales y almacenan medidas de más de 10 años por lo que las estimaciones se pueden considerar climáticamente estables y representativas. Los límites de esta fuente de información es principalmente la baja resolución de los datos, que difícilmente bajan los 100 kilómetros cuadrados y el hecho que la extrapolación hasta la superficie resulta ser a menudo muy compleja; se necesita la utilización de software específicos.

Recientemente, se están llevando a cabo proyectos para la generación de *mapas eólicos nacionales*, utilizando como datos de entrada las medidas de estas bases de datos, la topografía, los datos satelitales y la información respecto al uso de suelo. En el caso de Perú, el atlas eólico nacional está disponible desde Noviembre 2008 en Internet en la página del Fondo Nacional de Electrificación Rural (FONER). El mapa contiene las velocidades de viento y densidad de potencia a nivel nacional a tres diferentes alturas sobre el nivel del suelo, a 50, 80 y 100 m, con una resolución de 1 km (Meteosim Truewind & Latin Bridge Business, 2008). En figura se muestra el mapa eólico nacional con el viento medio anual a 50 m.

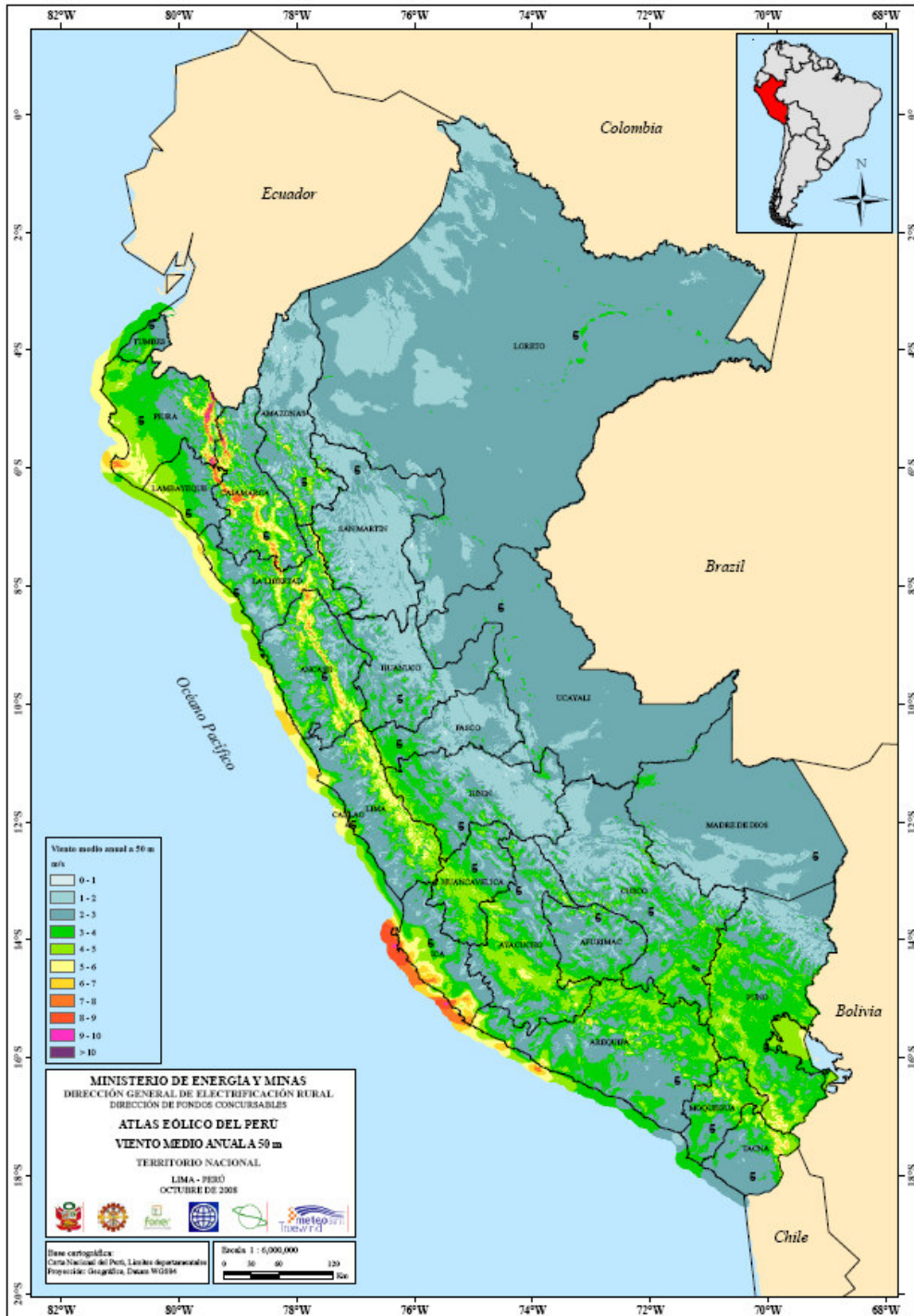


Figura 4.2 – Mapa eólico del Perú. Viento medio anual a 50 metros (Fuente: Meteosim Treuwind & Latin Bridge Business, 2008).

Las velocidades de vientos disponibles en el atlas eólico nacional no se pueden utilizar directamente para la evaluación del recurso a 10 m a la escala de una comunidad, pero pueden ser muy útiles para identificar zonas más propensas a la instalación de sistemas eólicos y para la comparación de los datos medidos con los del atlas.

4.3 Caracterización del viento en superficie

La técnica más común para evaluar el recurso en un área específica donde se quiere implementar un proyecto es recoger información sobre los datos de velocidad y de dirección del viento en superficie. Se describen en este apartado los instrumentos utilizados para la realización de las medidas y se expone brevemente un método común para extrapolar los datos registrados durante una campaña de medidas de breve duración para un periodo climatológicamente representativo.

4.3.1 Instrumentos de medida

La velocidad se mide con el anemómetro y la dirección con la veleta. Existen herramientas para la medición del viento a través de ondas sonoras (SODAR) o radio (LIDAR) que se utilizan para estudios de grandes parques eólicos (medidas a diferentes alturas y arriba del mar), pero, por su elevado coste y complejidad, su utilización no es interesante en estudios para micro-aerogeneradores. En evaluaciones del potencial eólico interesa que la frecuencia de muestreo sea lo mayor posible y se recomienda que el periodo de medición no pase los 5 o 10 s: frecuencias de muestreo típicas son de 0,5 o 1 Hz (cada 1 o 2 s). La colocación del conjunto anemómetro y veleta se realiza en un mástil. En estaciones fijas se sitúa a una altura estándar de 10 m sobre el nivel del suelo a fin de evitar las perturbaciones del mismo sobre el viento. Para evitar la influencia de la torre del mástil conviene usar un poste cilíndrico delgado, tensado por cables. La colocación de los medidores (anemómetro y veleta) debe ser en un lugar despejado libre de perturbaciones provocadas por obstáculos próximos, ya que estos perturban notablemente la velocidad y dirección del viento, tal como se ha descrito precedentemente (Figura 3.10). Por ello conviene situar los medidores lo más alejado posible de la zona de perturbación. En estaciones modernas destinadas al estudio del recurso en una zona, los datos se almacenan y se guardan en un data-logger y periódicamente se recogen para su posterior tratamiento.

Existen diferentes tipos de anemómetros como los de presión (sea de medida directa convirtiendo la presión ejercida por el aire en la velocidad del mismo, sea por efecto Venturi), los de hilo caliente, etc. Los anemómetros más utilizados y más indicados para proyectos de electrificación rural son los de rotación (Figura 4.3). Están constituidos por tres o cuatro cazoletas que giran alrededor de un eje vertical por efecto de la acción del viento. Las cazoletas tienen forma semiesférica o cónica. En algunos casos en lugar de cazoletas, los anemómetros incorporan hélices. El anemómetro va dotado de un transductor que convierte la velocidad de giro del medidor (cazoletas) en una señal mecánica o eléctrica cuyo valor está relacionado con la velocidad del viento. El límite inferior de la velocidad que es capaz de captar un anemómetro constituye el umbral de calma (por ejemplo si el anemómetro es insensible para velocidades del viento inferiores a 0,3 m/s, este valor constituye el umbral de calma). La velocidad se expresa en metros por segundo y la precisión de las medidas es

normalmente de 0,1 m/s. El error de medida de un anemómetro a cazoletas estándar en del 5% (Rodríguez et al. 2003, Berge et al. 2006).



Figura 4.3 – Anemómetro de rotación a cazoletas tronco-cónicas y veleta

La dirección acostumbra a medirse a través de una veleta (Figura 4.3), que se coloca próxima al anemómetro, instalándose todo el conjunto en la misma torre. La dirección se puede indicar de varias formas, todas ellas basadas en diferentes divisiones del horizonte circular de 360° y siempre indicando la dirección de donde procede el viento. Se pueden considerar 8, 10, 12 o 16 divisiones respectivamente y la dirección del viento se expresa generalmente en grados, calculados en sentido horario a partir del norte, correspondiendo los cuatro puntos cardinales a los siguientes valores: E = 90°, S = 180°, W = 270° y N = 360°. La precisión de medida es normalmente del orden del grado o inferior.

4.3.2 Medir-Correlacionar-Predecir

Debido a que una serie se considera climatológicamente representativos cuando se tienen datos de más de 30 años y las medidas de superficie en un sitio difícilmente se prolongan por más de años, se pueden utilizar métodos para obtener una visión más consistente del recurso en un punto.

Un método comúnmente utilizado es el que se define como medir-correlacionar-predecir (MCP). La idea relacionar las medidas de breve duración en un sitio con las medidas registradas por un mucho más largo periodo de tiempo por una estación meteorológica cercana. Hay diferentes maneras de establecer esta correlación pero la mayoría utilizan relaciones lineales (Landberg et al, 2003). A menudo la correlación entre las medidas en-situ y la series de datos climatológicamente representativos es escasa, lo que significa que las expresiones resultantes que relacionan los dos pueden ser considerables equivocadas. La principal ventaja de este método es el hecho que medidas de breve duración se pueden extrapolar por pedidos muchos más largos y se ahorran los costes ligados a la necesidad de medidas más duraderas. El límite es que con este método se puede evaluar el recurso eólico en un sitio en particular, pero, como en el caso de medidas con anemómetro, para poder estimar el viento en un área es necesario utilizar alguna herramienta de simulación numérica.

4.4 Modelos de simulación numérica

El viento tiene una característica muy local y es fuertemente influenciado por la orografía circunstante y los cambios de rugosidad. Así, cuando se tienen medidas de viento en uno o más puntos, se necesitan métodos de extrapolación de las medidas para la correcta evaluación del recurso en una zona. Además, siendo las medidas muy costosas desde el punto de vista económico y de tiempo, los modelos son fundamentales para una correcta interpolación entre datos y la predicción del régimen de viento en otro punto. Un modelo meteorológico, en este contexto, es cualquier modelo que permite estimar el campo de viento en la atmósfera. Los modelos existentes varían desde modelos globales de predicción meteorológica numérica (NWP), hasta modelos de flujo, que simulan pequeños cambios topográficos y de rugosidad. Desde el punto de vista espacial se distinguen entre modelos sinópticos, a meso-escala y a micro-escala (Petersen et al., 1997).

Los modelos sinópticos son modelos atmosféricos para el estudio del recurso en regiones extensas, hasta 10000 x 10000 Km.; simulan el viento geostrofico fuera de la capa límite atmosférica, con resoluciones de algunos kilómetros. Estos modelos utilizan como entrada principalmente los datos de viento almacenados en las bases de datos globales descritas anteriormente.

Los modelos a meso-escala se utilizan para evaluaciones preliminares de producción cuando aun no se tienen medidas instrumentales. Como datos de entrada normalmente utilizan datos históricos de estaciones meteorológicas ya existentes o de bases de datos globales. Un área de algunos centenares de kilómetros cuadrados es normalmente modelada con resoluciones mínimas de 1 km.

Los modelos a micro-escala utilizan datos de anemómetros superficiales in-situ y tienen resoluciones muy pequeñas (hasta 10 m); pueden así simular las características locales del terreno, como pequeñas colinas, obstáculos, etc. Las áreas modeladas son del orden de 10-20 km cuadrados.

Para la aplicación a proyectos de electrificación rural, donde se quiere evaluar el viento a 10 m de altura y las medidas se quieren extrapolar a distancias inferiores a los 3 km, el aporte directo de modelos sinópticos o a meso-escala resulta poco aprovechable, debido a su escasa resolución y a la altura a la cual se simula el viento. Sin embargo, un método eficiente para la previsión de régimen de viento superficial puede ser la combinación de un modelo a meso-escala con uno a micro-escala, o mejor aun combinar los modelos a las tres escalas diferentes. Los modelos que intentan extrapolar datos meteorológicos desde una escala sinóptica a micro-escala requieren semanas de cálculos con los más potentes ordenadores modernos (Eidsvik, K., 2005), por lo que no se consideran aprovechables para nuestros objetivos.

La combinación de modelos a meso-escala con modelos a micro-escala es un método eficiente y comúnmente utilizado para la predicción de vientos superficiales en el estudio de grandes parques eólicos. Una reciente comparación entre un programa combinado meso-micro escala, de tiempo de calculo de una semana, y un programa a micro-escala a flujo linealizado, con tiempo de calculo de algunas horas, ha demostrado que hasta 3 km de distancia del anemómetro las diferencias entre los modelos son mínimas (Figura 4.4) y las mejoras que se pueden esperar en la evaluación de la velocidad media anual son inferiores al 10% (Reed et al., 2004). La mejora en la calidad de las predicciones respecto a la disponibilidad de tiempo y recursos necesarios no se considera lo suficientemente significativa para justificar su utilización.

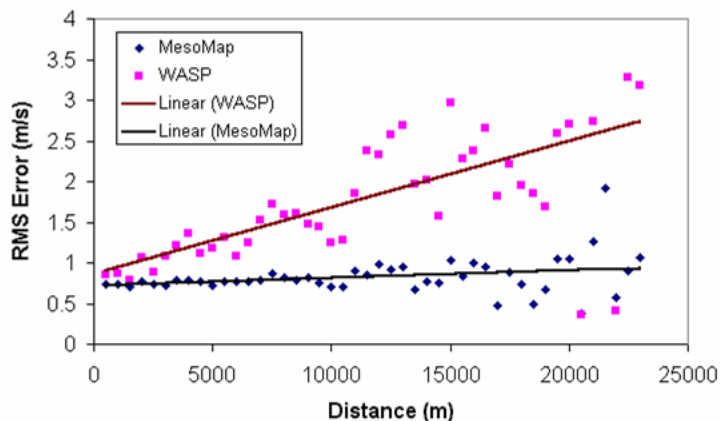


Figura 4.4 – Errores de predicción de un programa a microescala (WASP) y uno que combina meso e micro escala (MesoMAP) (Fuente: Reed et al., 2004).

La descripción de los tipos de modelos de simulación disponibles se enfocará entonces principalmente en los modelos a micro-escala. Estos son capaces de simular como los diferentes obstáculos, colinas, configuraciones orográficas y de alcanzar la resolución requerida para medir la diferencia de recurso entre las casas de una comunidad, con unos requerimientos de tiempo y recursos adecuados.

4.4.1 Modelos a micro-escala

El problema de la extrapolación de las medidas de viento en un área en general consiste en la resolución de las ecuaciones del movimiento fluido alrededor de una configuración más o menos compleja. En general las ecuaciones de conservación a resolver son:

- masa (ecuación de continuidad)
- cantidad de movimiento (3 ecuaciones procedentes de la segunda ley de Newton)
- energía (primer principio de la termodinámica)
- fracción másica de vapor de agua (ecuación de los gases ideales)

A veces se prescinde de estas dos últimas, sobretodo para atmósferas neutras. También se suele suponer que las variaciones de densidad son muy pequeñas y que entonces el fluido se puede considerar como incompresible, excepto por el efecto de flotabilidad en la ecuación de

continuidad de movimiento. Considerando la atmosfera como un medio continuo y deformable, la formalización matemática, a la cual normalmente se hace referencia, de las ecuaciones de continuidad, de conservación de la energía y de la cantidad de movimiento, son las *ecuaciones de Navier-Stokes*. Este sistema no tiene solución analítica, por lo que solo se pueden utilizar soluciones numéricas, como las diferencias finitas o las soluciones armónicas. De entre los diferentes modos de resolverlo, la forma más general, y también la más compleja, consiste en la resolución de las ecuaciones completas, con diferentes suposiciones acerca de la simulación de la turbulencia. Hay otros modelos más simplificados consistentes en resolver solo la ecuación de conservación de la masa, u otros en los que se supone que la pendiente del terreno sea lo suficientemente pequeña para poder linealizar las ecuaciones.

Se describen a continuación los tres modelos principales a micro-escala disponibles actualmente y una breve descripción de sus bases teóricas, analizando las principales diferencias entre ellos.

4.4.1.1 Modelos de dinámica de los fluidos computacional (CFD)

La creciente potencia de las herramientas de cálculo ha permitido el desarrollo de modelos matemáticos cada vez más complejos. Las técnicas CFD (Computational Fluid Dynamics) se basa en la resolución completa de las ecuaciones de Navier-Stokes (RANS: Reynolds-averaged Navier-Stokes) en combinación con un modelo de cierre turbulento. Se suelen utilizar diferentes modelos de cierre turbulentos con los que se calculan los términos de transporte turbulento; algunos de ellos son los modelos de 0, 1 o 2 ecuaciones (como el más popular es el $k-\epsilon$) y los de cálculo directo de todos los términos de transporte. A estas ecuaciones hay que imponerle condiciones de contorno apropiadas, que incluyen el efecto de la orografía. Por otra parte se debe conocer el flujo entrante, cuyas propiedades se suponen estadísticamente conocidas a partir de una estación meteorológica cercana y trasladarlas al terreno considerado a través del viento geostrófico, tal como se presentó anteriormente. Las ecuaciones RANS se pueden utilizar en la capa fina superficial de la atmosfera solo conjuntamente con métodos más sofisticados de simulación de torbellinos desprendidos (DES: Detached Eddy Simulation). Los métodos DES son muy costosos desde el punto de vista computacional pero son un método prometedor para flujo con muchos desprendimientos de corriente.

4.4.1.2 Modelos basados en la conservación de la masa

En estos modelos se supone que se dispone de un campo de velocidades vectorial v_{x0} , v_{y0} y v_{z0} obtenido a partir de medidas y de su interpolación o extrapolación a todos los puntos del dominio fluido considerado. Dicha interpolación o extrapolación puede por ejemplo consistir en asignar a cada punto del dominio fluido un valor medio de las velocidades medidas en cada anemómetro ponderada con el inverso de la distancia entre el punto considerado y el anemómetro. Obviamente, cuanto mayor sea el número de anemómetros mejor será esta

estimación inicial. El método de conservación de masa trata de determinar otro campo de velocidades v_x , v_y , v_z que únicamente satisfaga la ecuación de conservación de la masa (prescindiendo de todas las otras ecuaciones que se acaban de indicar):

$$\nabla \cdot \vec{v} = 0$$

y que difiera lo menos posibles del v_{x0} , v_{y0} y v_{z0} . Se puede demostrar que para esto se cumpla los dos campos de velocidades deben estar relacionados por

$$v_x = v_{x0} + \alpha_x \cdot \frac{\partial \lambda}{\partial x}$$

$$v_y = v_{y0} + \alpha_y \cdot \frac{\partial \lambda}{\partial y}$$

$$v_z = v_{z0} + \alpha_z \cdot \frac{\partial \lambda}{\partial z}$$

Donde α_x , α_y y α_z son distintos factores de pesado y λ es un multiplicador de Lagrange. Si se supone que los tres valores de α son iguales, se puede fácilmente deducir que se debe satisfacer una ecuación del tipo Poisson como

$$\nabla^2 \lambda = -\frac{1}{\alpha} \nabla \cdot \vec{v}_0$$

Esta ecuación se debe resolver con unas condiciones de contorno apropiadas para λ que generalmente son homogéneas. Obviamente si el campo de velocidades de partida v_{x0} , v_{y0} y v_{z0} satisface la ecuación de conservación de la masa el segundo miembro de las ecuaciones anteriores será cero y la solución de la última ecuación, con las condiciones apropiadas de contorno, será $\lambda = 0$, con lo que se deduce que el campo de partida será la solución buscada. El problema es mucho más sencillo que con las ecuaciones completas, ya que la solución solo satisface la ecuación de conservación de la masa. Sin embargo, en muchas situaciones la conservación de la masa es justo la principal determinante de las variaciones de la velocidad del viento sobre un terreno moderadamente complejo y, por eso, estos modelos han demostrado obtener resultados parecidos a los de modelos más complejos con errores medios entre el 8 y el 10% (CREE, 2005).

4.4.1.3 Modelos linealizados de flujo potencial

Estos modelos están basados en la linealización de las ecuaciones de flujo de Navier-Stokes. Por esto, en general, se consideran configuraciones con topografía suave, sin desprendimientos de corriente. Se supone que el obstáculo impone una pequeña perturbación a perfiles de velocidad tales como el dado por la ecuación de Tennekes (ver párrafo 3.3.4.1).

Generalmente están basados en la teoría propuesta por Jackson & Hunt (1975) y recientemente revisado por Belcher & Hunt (1998), y son de utilización en códigos comerciales de uso extendido. El campo fluido se divide en varias regiones. En una región más exterior, a partir de una cierta altura l , el efecto del rozamiento con el suelo es despreciable. Dicha altura viene dada por la ecuación siguiente

$$l = \frac{z_0}{8} \cdot \left(\frac{L}{z_0} \right)^{0.9}$$

Donde L es un tamaño típico en dirección horizontal de la colina, por ejemplo la distancia entre el pico y el punto donde la altura es la mitad del pico (Figura 4.5).

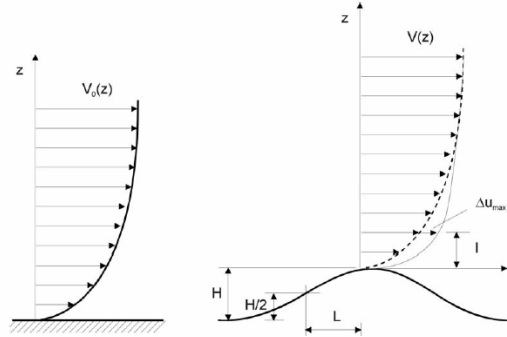


Figura 4.5 - Esquema mostrando el efecto acelerador de una colina sobre el viento (Fuente: Crespo et al., 2008)

El incremento máximo de velocidad ocurre en el pico aproximadamente a la altura l , y viene dado por la ecuación

$$\Delta u = 2.5u \cdot \frac{\ln^2\left(\frac{L}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{l}{z_0}\right)} \cdot \frac{H}{L} \cdot \sigma$$

Donde H es la altura de la colina y el factor σ depende de la posición a lo largo de la colina y de la forma de esta, calculándose a partir de una teoría en flujo potencial. La expresión anterior también se puede escribir como

$$\frac{\Delta u}{v(l)} = \frac{v(L)^2}{v(l)^2} \cdot \frac{H}{L} \cdot \sigma$$

Donde $v(l)$ y $v(L)$ son las velocidades del viento incidente a las alturas L y l respectivamente. Teniendo en cuenta que el máximo incremento de velocidad ocurre en $z=l$, la expresión anterior nos daría el máximo incremento relativo de velocidad a esa altura. Este incremento, denominado speed-up factor, ha sido demostrado y cuantificado para una colina aislada por los experimentos internacionales del Askervein Hill (Taylor and Teunissen, 1987) y Blasheval (Walmsley et al., 1990), ver figura 5.4.

4.4.2 Comparación entre modelos a micro-escala

Se analizan ahora las principales debilidades y ventajas de los modelos descritos en particular respecto a su aplicabilidad a proyectos de electrificación rural.

Por lo descrito anteriormente, los modelos CFD son más completos y pueden ofrecer una visión físicamente más realística del viento y del campo de turbulencias. Sin embargo el

esfuerzo computacional requerido por estos modelos es considerable y necesitan utilizar una resolución muy elevada para una predicción eficaz (Llombart et al., 2007); por lo que el tiempo de calculo sigue siendo una restricción si no se dispone de herramientas de calculo de ultima tecnología. Además, sus prestaciones dependen muchos del tipo de asunciones que hacen para la modelización de la turbulencia. Una considerable incertidumbre está aún relacionada con la cuantificación de la turbulencia y sus efectos sobre el flujo principal (Berge et al., 2006). En los últimos años se han llevado a cabo diferentes estudios para la comparación entre modelos CFD y modelos de flujo linealizado, para evaluar la efectiva necesidad de utilizar de modelos más complicados y comprobar sus mejoras en las predicciones con topografía compleja (montañas con pendientes abruptas, etc.). En la tabla 4.1 se resumen algunos resultados comparativos realizados entre dos de los más comunes programas comerciales de los dos tipos de modelos:

- WAsP: Modelo linealizado de flujo potencial de uso extendido. ver apartado 5.1;
- WindSim: entre los primeros modelos CFD desarrollados (1997). El programa resuelve las ecuaciones RAMS y utiliza el modelo de cierre de la turbulencia k-e de dos ecuaciones.

Tabla 4.1 – Resultados de comparaciones entre modelos comerciales: un modelo CFD y uno de flujo linealizado

<i>Referencia</i>	<i>Comentarios</i>	<i>WAsP</i>	<i>WindSim</i>
Moreno et al. (2003)	Comparación en la extrapolación horizontal entre medidas y predicciones de la energía producida en dos tipos de terrenos: con pendientes hasta 40° y con pendientes suaves	Error con pendientes hasta 40°: 28,1% Error con pendientes suaves: 14,5%	Error con pendientes hasta 40°: 19,1% Error con pendientes suaves: 14,2%
Watson et al. (2004)	Comparación en la extrapolación horizontal entre medidas y predicciones de la velocidad media del viento. Las medidas están a 50 m y distancias hasta 5,5 km en terreno moderadamente complejo.	Error medio en la velocidad por sectores: 11,7% Error medio en la dirección: 20,2%	Error medio en la velocidad por sectores: 14,8% Error medio en la dirección: 27,7%
Berge et al. (2006)	Comparación entre medidas y predicciones con anemómetros a 10 m y 50 m con topografía compleja. Se consideran dos direcciones del viento.	Error medio en la extrapolación horizontal del 13%.	Error medio en la extrapolación horizontal del 17%. Error medio de otro modelo CFD: 26%
Llombart et al. (2006)	Comparación entre medidas y energía producida en un parque eólico con topografía variable con medidas a 10 m y 30 m. Las medidas se han extrapolado verticalmente hasta un altura de 55 m.	Sobreestimación del 21%. El error es debido a la forzada aplicación de ley logarítmica.	Sobreestimación del 15%.
Llombart et al. (2007)	Se comparan la extrapolación horizontal y vertical en áreas con diferentes tipos de topografía con mediciones a 10 m y 40 m. Se comparan los errores en la extrapolación horizontal a 10 metros.	Error medio del 5,2% en llano y con colinas. Error del 11,5% con topografía muy compleja.	Error medio del 4,8% en llano y con colinas. Error del 10,6% con topografía muy compleja.

Como se puede observar, en terreno con pendientes suaves (hasta 30°) los resultados son generalmente parecidos o mejores con el WAsP. En el único caso en que se obtienen predicciones más precisas con el WindSim las diferencias son inferiores al 10% y los autores igualmente aconsejan la utilización de modelos lineares en terreno llano o poco abrupto (Llombart et al., 2007). En terreno con topografía más compleja con el modelo CFD se obtienen generalmente estimaciones mejores, debido a una más completa simulación de la turbulencia, aunque no en todos los casos (Berge et al., 2006). El único caso en que el WAsP resulta considerablemente menos fiable del WindSim es en la comparación entre las extrapolaciones verticales (Llombart et al., 2006). Este error no resulta ser significativo para proyectos donde el anemómetro se instala a la misma altura del buje del aerogenerador, como la mayoría de proyectos de electrificación rural.

En general se puede concluir que las mejoras de los modelos CFD respecto a modelos más simplificados aún no se han comprobado unívocamente, sobretodo en terrenos moderadamente complejos, y no parecen justificar su utilización para proyectos a tan pequeña escala como los interesados en este estudio, sobretodo considerando los considerables requerimientos técnicos y de tiempo.

En cuanto a la comparación entre modelos de conservación de masa, un reciente artículo de comparación (Milanesi et al., 2008) ha mostrado como los resultados obtenidos con los dos modelos son absolutamente comparables y con ambos se han conseguido buenas estimaciones en correspondencia con los anemómetros.

4.5 Evaluación del viento en proyectos de electrificación rural

La implementación de proyectos de electrificación rural en zonas alejadas de la red a través de la energía eólica se está desarrollando de manera más consistente solo en la última década. En muchos casos se trata de proyectos piloto o que se han llevado a cabo puntualmente disponiendo de muy escasa información respecto a la distribución del recurso a lo largo de un área, por lo que la experiencia internacional en este ámbito es aún muy reducida. En la tabla 4.2 se resumen los principales proyectos conocidos, con los datos de los cuales se dispuso para la evaluación del recurso y, en su caso, las herramientas de cálculo utilizadas.

Tabla 4.2 – Evaluación del recurso eólico en proyectos de electrificación rural

<i>Organismo promotor / Lugar / Fecha</i>	<i>Tipo de aerogeneradores instalados</i>	<i>Estudio del recurso</i>	
		<i>Datos disponibles</i>	<i>Modelo utilizado para la evaluación</i>
PA-ITDG / Nepal / 2007	300 W, IT-PE 100 W	Medidas de varios anemómetros. Recopilación de datos del Solar and Wind Energy Resource Assessment (SWERA)	Ningún modelo utilizado
Soluciones Practicas-ITDG y ISF / Perú / 2007	IT-PE 100 W, SP-500	Medidas de un anemómetro	Ningún modelo utilizado
ISF / Bolivia / 2007	IT-PE 100 W	Medidas de un anemómetro	Ningún modelo utilizado
Proyecto de Energías Renovables para Mercados Rurales (PERMER) / Argentina / 2008	eolux 300W, eolux 500W y eolux 600W	Medidas de varios anemómetros. Mapa eólico regional (Chubut) realizado por el CREE.	Estudio del CREE: modelo dinámico de meso-escala (MatMeso) combinado con un modelo a micro-escala de conservación de masa (ArgentinaMap)
BlueEnergy / Nicaragua / 2005	1 kW, 500 W	Medidas con un anemómetro. Mapa eólico nacional (SWERA 2005). Métodos biológicos para la identificación de sitios con mayor recurso	Ningún modelo utilizado.

En la mayoría de los casos la evaluación del recurso se ha basado en las medidas de anemómetros combinados, cuando posible, con la información de mapa eólicos a nivel regional o nacional o de bases de datos globales (SWERA). Cabe destacar que algunos proyectos se desarrollan en zonas planas por lo que la extrapolación de las medidas no es estrictamente necesaria. La utilización de modelos de simulación en el estudio del viento para electrificación rural es aun muy limitada y lejos del ser implementada a nivel global.

5 DESCRIPCIÓN DE LOS PROGRAMAS UTILIZADOS

Entre los modelos de simulación numérica disponibles, los modelos a micro-escala son los que resultan más adecuados para la evaluación del recurso a la escala necesaria en una comunidad. Tal como se ha definido en el apartado 4.3.2, la utilización de modelos CFD no parece necesaria, debido a sus considerables requerimientos computacionales, de tiempo y recursos humanos. Se propone entonces utilizar un modelo de flujo linealizado y uno de conservación de masa para comprobar la eficacia de su utilización en proyectos de electrificación rural. Los modelos que se utilizaran en este estudio son los siguientes tres:

- WAsP: modelo comercial de flujo linealizado;
- ArgentinaMap: modelo institucional de conservación de masa;
- WindFarmer: modelo de diseño de parques eólicos.

Los primeros dos modelos permiten crear el mapa del recurso eólico a partir de los datos de viento y de la topografía y rugosidad del área de interés, mientras que WindFarmer utiliza como dato de entrada el mapa de viento creado por WAsP y aplica algunas correcciones. El WAsP es un programa comercial ampliamente utilizado desde hace dos décadas. Existe mucha literatura al respecto y se conocen con cierto detalle su funcionamiento y sus límites operacionales. En cambio, ArgentinaMap es un programa institucional del cual no existe mucha literatura y la información que se tiene respecto a sus prestaciones es muy limitada.

En este capítulo, se describen las características de los tres programas que se propone utilizar y que luego se compararan para evaluar las diferencias en las predicciones; sucesivamente se resumen las limitaciones y las ventajas de cada uno con respecto al estudio del viento en comunidades rurales en zonas andinas. Las predicciones obtenidas con los diferentes programas serán comparadas, en el capítulo 6, y se evalúan los errores cometidos para la propuesta y se define una metodología estándar en la predicción del viento.

5.1 WAsP (Wind Atlas Analysis and Application Program)

WAsP es un programa comercial de flujo linealizado comúnmente usado para análisis del recurso eólico a micro-escala (escalas espaciales entre 1 m y 5 km). Fue desarrollado por Risoe National Laboratory para realizar el Mapa Eólico Europeo (Troen & Petersen, 1989); se describe en detalle en Mortesen et al. (1993).

El modelo orografico usado por WAsP se basa en las extensiones 3D (Mason & Sykes, 1983) de las ecuaciones originales lineales 2D desarrolladas por Jackson y Hunt (1975) para flujo de viento sobre pequeñas colinas. Además, el programa incluye dos modelos para la simulación de los cambios de rugosidad y los obstáculos. A través de esos modelos el programa puede

generalizar una serie de datos meteorológicos en un sitio de referencia (*referente site*) en un atlas de viento de la región (*wind atlas*) que hace referencia a un ficticio sitio plano sujeto al mismo régimen de viento. El atlas se puede luego utilizar para el calculo del viento en cualquier punto del mapa (*predicted site*). Esta metodología se visualiza gráficamente en Figura 5.1.

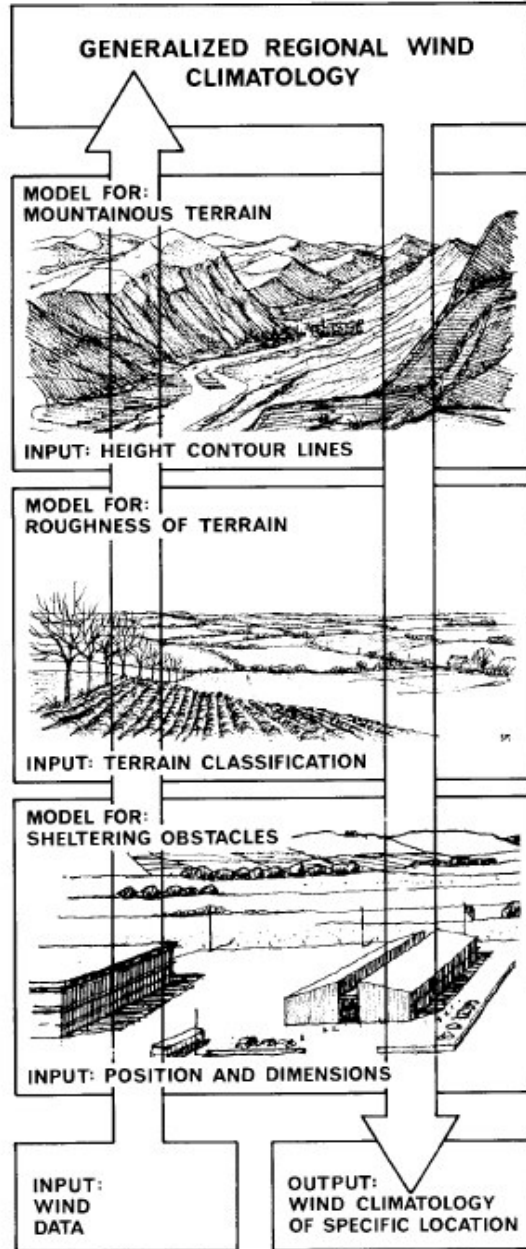


Figura 5.1 – La metodología del atlas de viento utilizada por el WASP (Fuente: Troen & Petersen, 1989)

5.1.1 Datos de entrada

El programa necesita como datos de entrada las siguientes informaciones:

- datos de viento de un emplazamiento;

- mapa topográfico de la zona;
- mapa de rugosidad de la zona;
- obstáculos.

Los *datos de viento* están constituidos por las medidas de velocidad y dirección de un anemómetro y una veleta, normalmente promediadas cada 10 minutos (ver apartado 3.4.1). La fiabilidad de las medidas es determinante para obtener resultados precisos y realistas. Por esto, es necesario validar los datos y quitar aquellos valores que sean fruto de errores de medida o de cambios más rápidos de la sensibilidad de los instrumentos. Cabe destacar que el programa siempre ajusta las medidas de viento a una distribución de Weibull; en algunos casos los errores debidos a esta aproximación pueden ser consistentes: se han reportados casos de diferencias entre la distribución real y la distribución de Weibull mayores al 5 % (Moreno et al., 2003, Milanesi et al, 2008).

El *mapa topográfico* insertado tiene un efecto determinante sobre el cálculo del speed-up factor (ver apartado 4.4.1.3) en terrenos montañosos. Dos parámetros principalmente definen el esmero del mapa insertado: el tamaño y el intervalo entre las curvas de nivel. En figura 5.2 se muestra la influencia de estos dos factores en la fiabilidad de las predicciones por dos valores del RIX, índice descrito en el apartado 5.1.2.

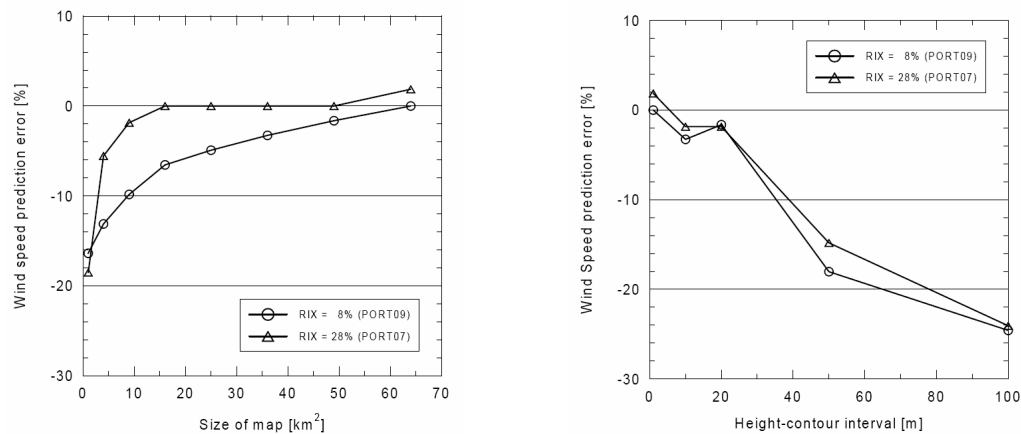


Figura 5.2 – Izquierda: Relación entre el error de predicción y el tamaño del mapa topográfico. Derecha: Relación entre el error de predicción y el intervalo entre curvas de nivel (Fuente: Mortensen & Petersen, 1997)

El mapa se aconseja se extienda hasta un mínimo de 5 km desde cualquier punto de evaluación (Mortensen & Petersen, 1997), y hasta 10 km en terrenos particularmente complejos (Mortensen et al., 2008). En figura 5.2 se muestra como con mapas que abarquen áreas superiores a 10 km cuadrados, 5 km del punto de medida, el error es inferior al 10%. Las curvas de nivel tienen que tener una suficiente resolución para que el modelo proporcione resultados fiables. Se han obtenidos errores hasta 70% con curvas de nivel cada 100 m y hasta el 30% con curvas cada 40 m (Rathmann et al., 1996). Un intervalo entre las curvas inferior a 20 m se puede generalmente considerar suficiente (Figura 5.2), aunque para sitios más abruptos se aconseja introducir curvas cada 2 m en el área evaluada y de 10 m en las cercanías

(Mortensen et al., 2008). Muy importante resulta también la digitalización de los picos de las montañas (Badger, 2006).

El *mapa de rugosidad* se tiene que extender hasta todo el mapa topográfico utilizado (Mortensen et al., 2008) y la precisión en la definición de los cambios de rugosidad presentes no es generalmente requerida. Particularmente importante resulta la definición con $z_0=0$ m en lagunas, lagos, etc. (WAsP Guide). Los *obstáculos* se definen alrededor de cada punto de cálculo. La presencia de los obstáculos tiene un efecto sobre el flujo principal hasta tres veces la altura del obstáculo (Figura 6.12).

La influencia del detalle topográfico, del mapa de rugosidad y de los obstáculos se verifica para los sitios estudiados en el análisis descrito en el capítulo 6.

5.1.2 Límites operacionales y prestaciones

El programa tiene como principales ventajas: primero que es el de-facto estándar y entonces diferentes atlas de viento pueden ser comparados y entendidos directamente por una amplia comunidad; segundo que permite determinar el viento en sitio específico con elevada precisión (parte derecha de Figura 5.1). Sin embargo, la precisión de las predicciones depende de si se cumplen algunas condiciones:

- el sitio de medida y el sitio donde se hace la predicción tienen que estar sujetos al mismo régimen climático, según la escala de los principales sistemas climáticos sinópticos;
- las condiciones atmosféricas prevalentes se acercan a una atmosfera neutralmente estable;
- la topografía no es muy abrupta, suficientemente suave para asegurar un flujo predominante sin desprendimientos y mínimos efectos a gran escala del terreno, tal como canalizaciones, etc.;
- los datos meteorológicos de referencia son fiables.

Existe mucha literatura respecto a las prestaciones del programa y sus límites son bien conocidos. El error en la predicción de la velocidad media del viento depende principalmente del grado por el cual se sale de las condiciones atmosféricas y topográficas para las cuales el modelo ha sido diseñado.

El efecto de las *condiciones atmosféricas* predominantes sobre el calculo del incremento de la velocidad (speed-up factor) puede variar mucho dependiendo del sitio. Un estudio sobre medidas de campo sobre Copper's ridge (Coppin et al., 1994) ha demostrado como el speed-up sobre el flujo principal aumenta hasta un 100% en condiciones de atmosfera estable. Por el contrario, condiciones inestables son típicamente causa de una disminución del speed-up de un factor pequeño (Bowen & Mortensen, 2004). En sitios montañosos, como los de la sierra andina, las condiciones atmosféricas predominantes tienden a ser ligeramente inestables,

debido al frecuente calentamiento de las laderas durante todo el año. Por lo que generalmente el error debido a la aproximación a condiciones atmosféricas neutras suele ser pequeño en este tipo de orografía. Como anteriormente se ha indicado, el sitio donde se realizan las medidas y la zona de predicción tienen que estar sujetos al mismo régimen de viento. Un buen indicador es el nivel de correlación entre las velocidades de los dos sitios. En general, un coeficiente de correlación superior al 60% se puede considerar suficiente para considerar que los dos sitios estén bajo el mismo régimen sinóptico (Bowen & Mortensen, 2004).

Otro factor fundamental directamente relacionado con la precisión de los cálculos es la *topografía* de la zona: la aplicabilidad del modelo de linealización del flujo está limitada a áreas con pendientes suaves sin desprendimientos ni separación del flujo. Un parámetro importante para definir sus límites operacionales resulta entonces ser la pendiente máxima a partir de la cual hay separación del flujo; un valor razonable comúnmente aceptado es entre 17° y 22° dependiendo de la rugosidad (Wood, 1995) y la fracción de terreno de alrededor que se encuentra por encima de una pendiente crítica, por defecto 17° , se denomina RIX (Roughness Index); este parámetro ha sido propuesto como una medida de la extensión de separación de flujo (Mortensen et al., 1993) y da una idea de la aplicabilidad de modelo. Las predicciones del WASP sobre colinas aisladas se ajustan bien a los resultados de los experimentos internacionales en Blasheval (Walmsley et al., 1990) y en el Askervein Hill (Taylor & Teunissen, 1987), con pendientes hasta 24° y 21° respectivamente. Sin embargo, el programa, como otros modelos lineales, sobreestima ligeramente la velocidad del viento superficial a sotavento de la colina donde están presentes algunos desprendimientos de corriente. La figura 5.3 muestra como el incremento de velocidad a 10 m sobre el terreno en la cima de la colina llega a un 80% respecto al viento sin efectos topográficos a barlovento (aguas arriba), mientras el decremento al frente y a sotavento de la colina es entre el 20 y el 40%.

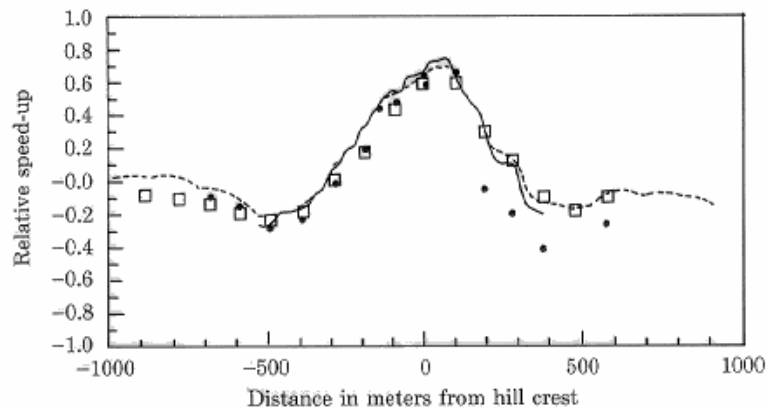


Figura 5.3 – Incrementos relativos de velocidad del flujo sobre la colina Askervein 10 m sobre el suelo. Las medidas se indican con puntos; los resultados del WASP con cuadrados. Las líneas representan las predicciones de otros dos modelos de linealización del flujo. (Fuente: Troen & Petersen, 1989)

Otros experimentos confirman el correcto funcionamiento del programa en terrenos moderadamente complejos: se obtienen predicciones satisfactorias en terrenos relativamente llanos (Holttinen & Peltola, 1993) y en colinas boscosas con pendientes hasta 25° hasta 5

kilómetros de distancia (Sandstrom, 1994). En general, está confirmado que el programa simula bien el campo de viento en terrenos con colinas suaves, si adentro de sus límites operacionales con $RIX \approx 0$ (Bowen & Mortensen, 2004). El error característico es del 10% en la estimación del speed-up factor por colinas con longitud característica de 1-2 km y pendientes inferiores a 17° (Venäläinen et al., 2003).

Mucha literatura existe sobre la fiabilidad de las predicciones del WAsP afuera de sus límites operacionales. En tabla 5.1 se resumen algunos resultados obtenidos en la comparación entre medidas y predicciones del programa, para diferentes alturas y valores del parámetro RIX.

Tabla 5.1 – Resultados encontrados en literatura de evaluación de la predicción del WAsP en terrenos complejos

<i>Referencia</i>	<i>Altura medidas y distancias</i>	<i>RIX</i>	<i>Error predicción</i>
Bowen y Mortensen (1996)	10 m, con distancias menores de 6 Km.	Entre 10 y 33 %	Error entre el 2 y el 35%
Watson et al. (2004)	50 m	Hasta el 11%	Error del 12%
Berge et al. (2006)	Medidas a 10 m y 50 m	Entre 17 y 24 %	Error del 11 y 14%
Mortensen et al. (2006)	Altura buje, mínimo 30 m	Hasta el 14%	Error del 13% en la estimación de la producción eléctrica
Llombart et al. (2007)	10 m	1) Entre 10 y 30 % 2) Entre 20 y 60 %	1) Error del 5-6 % 2) Error del 15%
Mortensen et al. (2008)	10 m, con distancias entre 2 y 15 Km.	Hasta el 33%	Errores medios del 15%
Mortensen et al. (2008)	Medidas a 30 m, 40 m y 50 m	Hasta el 25%	Error máximo del 7,5%

Como se puede observar, para medidas a alturas a 10 m los errores cometidos por valores del RIX elevados son considerables y la fiabilidad las predicciones es discutible. Para medidas a alturas mayores los errores obtenidos son menores debido a menor presencia de turbulencia a esas alturas. Sin embargo, en sitios con buenos niveles de correlación y atmósfera neutra los errores máximos se mantienen entre el 5 y el 6% con valores de RIX hasta el 30% (Llombart et al., 2007). En general, se ha observado que WAsP típicamente sobreestima el speed-up orografico cuando se utiliza afuera de sus límites operacionales (Sandstrom S. (1994), Bowen et al. (1995)). Aunque en literatura no se encontraron límites exactos para la aplicación del programa, se confirma que cuanto más abrupto es el área estudiado, o sea más alto es el RIX, más la simulación se aleja de los límites operacionales del programa.

En terrenos complejos se ha propuesto un índice definido como la diferencia entre el RIX del sitio a predecir y el del sitio de medida (ΔRIX) como indicador del signo y del valor absoluto del error que se comete en las predicciones (Bowen & Mortensen, 1996). Aunque en algunos casos este índice ha resultado útil (Watson et al. (2004), Bowen & Mortensen (2006), Mortensen et al. (2008)), hay otros donde la relación con el error cometido se ha mostrado inconsistente (Berge et al., 2006; Rathmann et al., 1996). Se ha demostrado de manera

univoca que solo funciona por valores del ΔRIX mayores al 5%. La utilización de este índice no se puede entonces entender de manera absoluta y su aplicabilidad tiene que ser evaluada por cada sitio.

5.2 ArgentinaMap

ArgentinaMap es un modelo de conservación de masas desarrollado en el Centro Regional de Energía Eólica (CREE). Se basa en NOABL, un programa desarrollado en la década del 70 por el Departamento de Energía de los EE.UU. Como otros modelos de conservación de masa (por Ej., NUATMOS), pretende encontrar campos de velocidad del viento de libre divergencia que se desvíe la mínima cantidad posible de algún campo de viento inicial derivado desde medidas superficiales. El ajuste necesario para lograr divergencia cero, se determina mediante un a resolución interactiva de un conjunto de ecuaciones parciales diferenciales. Una malla de elementos finitos se establece a lo largo de la región de interés, y las variables claves se definen en los centros o las caras de cada celda de la grilla. Entonces, el campo se ajusta e n cada punto hasta que la divergencia se reduzca por debajo de un nivel de tolerancia.

5.2.1 Datos de entrada

El programa necesita como datos de entrada principalmente tres archivos:

- datos de viento de un emplazamiento;
- mapa topográfico de la zona;
- mapa de rugosidad de la zona;
- datos de estabilidad atmosférica.

Se han utilizado los mismos archivos de entrada del WASP (mapa topográfico y de rugosidad), los datos de viento no se han ajustado a la distribución de Weibull da manera de considerar el promedio real de los datos. Las condiciones de estabilidad de la capa superficial atmosférica se describen en términos de la longitud de estabilidad de Monin-Obukhov (Hernández-Walls et al., 2002) que es una medida de estabilidad térmica. Una longitud de estabilidad de valor 0 corresponde a una atmósfera térmicamente neutra en la que una porción de aire se mueve tan fácilmente vertical como horizontalmente. Un valor de longitud de estabilidad negativo equivale a una atmósfera inestable, un valor positivo a una atmósfera estable. Valores positivos de la longitud de estabilidad generalmente agudizan el contraste de la velocidad del viento entre valles y cimas de montaña (atmosfera estable), mientras valores negativos disminuyen las diferencias entre valles y montañas (atmosfera inestable), ver figura 3.13.

5.2.2 Limites operacionales y prestaciones

Como ArgentinaMap es un programa no-comercial, no hay prácticamente literatura respecto a su utilización y a la precisión de sus medidas. En general, los modelos de conservación de masa, no simulando las turbulencias del flujo, tienen los mismos límites topográficos de los modelos lineales de flujo potencial (ver apartado 5.1.2).

En el manual del programa (CREE, 2005) se destaca que hay principalmente dos factores tienen un gran efecto sobre los pronósticos de ArgentinaMap. El primero es el campo inicial de viento que deriva de las observaciones. El requerimiento más importante es que las observaciones sean precisas y representativas de las condiciones a lo largo de la región. Una característica de los modelos a conservación de masa es que permiten la utilización como datos de entrada de más de un anemómetro. Claramente sus predicciones dependen considerablemente del número de medidas que se insertan y sus resultados mejoran cuando se utilizan los datos de múltiples anemómetros. El segundo factor son los cálculos relativos dados por los ajustes verticales y horizontales del campo de viento. Estos están relacionados principalmente con el tipo de estabilidad atmosférica considerado.

5.3 WindFarmer

El WindFarmer es un programa desarrollado por Garrad Hassan & Partners durante los últimos 20 años, enfocado principalmente para el diseño de parques eólicos. Además, con un cálculo de optimización indica las posiciones mejores de los aerogeneradores para generar la máxima potencia. El programa utiliza como dato de entrada el mapa del recurso que se importa, por ejemplo, desde el WASP y no se necesitan datos topográficos y de rugosidad. WindFarmer permite hacer algunas correcciones en el cálculo de la velocidad del viento entre las cuales:

- permite elegir si utilizar una distribución de Weibull o no de los datos medidos por el anemómetro
- permite mantener la misma rosa del viento del anemómetro para todo el mapa
- tiene en cuenta la presencia de vientos locales de valle-montaña y el desprendimiento del flujo en correspondencias de obstáculos orográficos.

La resolución del mapa del recurso es muy importante en el momento que el programa interpola entre los cuatro valores más cercanos al anemómetro para dar el valor en el punto y, por eso, se ha considerado una malla de 25 m. A través del denominado “método asociacional” se pueden introducir los datos de viento utilizados por el Wasp y asociarle la malla del recurso en el punto del anemómetro. Este método permite utilizar la distribución real de los datos de viento sin aproximar a Weibull pero considera la rosa de viento del anemómetro para todo el mapa. Por esta última razón, la utilización del “método

asociación” no se considera aprovechable y las predicciones se llevaran a cabo solamente insertando el mapa de viento del WAsP.

5.4 Ventajas y limitaciones de los programas utilizados

Según las consideraciones hechas en los precedentes apartados, las diferencias entre los modelos son considerables y sus prestaciones dependen de diferentes factores. En la tabla 5.2, se resumen los datos de entrada necesarios para los dos programas (WAsP y ArgentinaMap) y las principales ventajas y limitaciones que tiene uno respecto a otro. El WindFarmer no se ha considerado en esta comparación debido a que, como dicho, su utilización está directamente relacionada con el WAsP y no puede hacer previsiones independientes del WAsP.

Tabla 5.2 – Comparación entre WAsP y ArgentinaMap

	<i>WAsP</i>	<i>ArgentinaMap</i>
Tipo de programa	Programa comercial de flujo linealizado	Programa institucional de conservación de masa
Datos de entrada	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Datos de un anemómetro ▪ Mapa topográfico ▪ Mapa de rugosidad ▪ Obstáculos 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Datos de viento de múltiples anemómetros ▪ Mapa topográfico ▪ Mapa de rugosidad ▪ Datos de estabilidad atmosférica
Ventajas	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Fácil y rápido de usar ▪ Conocido a nivel mundial ▪ Predicciones en puntos específicos 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Rápido de usar ▪ Uno o múltiples anemómetros ▪ Diferentes tipos de atmósferas ▪ Datos con o sin ajuste Weibull
Limitaciones	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Buenas predicciones con pendientes suaves ▪ Mismo régimen de viento ▪ Atmosfera neutra ▪ Ajuste forzado a Weibull ▪ Solo un anemómetro 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ No se conocen sus límites operacionales ▪ Cálculo recurso solo en malla ▪ Buenas predicciones con más de un anemómetro ▪ No es un programa comercial

El WAsP utiliza un modelo de flujo linealizado que necesita los datos de viento de un solo anemómetro, mientras por el ArgentinaMap, siendo un programa de conservación de masa, la fiabilidad aumenta considerablemente al considerar múltiples anemómetros. El ArgentinaMap permite mayores posibilidades en los datos de entrada respecto al WAsP, se pueden destacar dos factores principalmente: se puede decidir si ajustar los datos de viento a una distribución de Weibull o no hacerlo y se pueden considerar diferentes tipos de estabilidad atmosférica. El WAsP ha sido desarrollado para ser un programa comercial por lo que su estructura permite una fácil e intuitiva utilización y una rápida visualización de los resultados en diferentes formatos. Además, se puede calcular el recurso disponible en puntos específicos del mapa. El ArgentinaMap, en cambio, solo calcula el recurso en los puntos de un malla, por esto es

necesario que la resolución del malla sea lo menor posible (25 m se considera suficiente). Como precedentemente descrito, las prestaciones del WAsP son ampliamente conocidas en diferentes contextos, mientras casi no hay informaciones respecto al uso del ArgentinaMap.

Se puede concluir que los dos modelos tienen sus ventajas e inconvenientes y no se puede establecer a priori cuál es el más adecuado para su aplicación a proyectos de electrificación rural. Por esto, en el siguiente capítulo se hace un estudio comparativo de los programas descritos en dos comunidades de la sierra andina.

6 EXPERIMENTACION Y RESULTADOS

La exactitud de los programas de simulación numérica descritos en el capítulo anterior en contextos andinos y para el estudio del recurso a la escala requerida se comprobará mediante el estudio del viento en dos casos prácticos. El estudio se ha llevado a cabo en las dos primeras comunidades en donde la ONG Soluciones Prácticas - Intermediate Technology Development Group (PA-ITDG Perú) está llevando a cabo proyectos de electrificación rural mediante energía eólica. El Alumbre representa el primer proyecto piloto y Alto Perú es la siguiente comunidad que ITDG tiene previsto electrificar; el estudio del viento que se desarrolla se utilizará para la definición del proyecto de electrificación de esa área. Se han instalado dos anemómetros en cada una de las dos comunidades (El Alumbre y Alto Perú) para poder validar las predicciones hechas.

En este apartado, después de una breve introducción sobre la localización de las comunidades y los datos de viento disponibles, se describen los datos de entrada utilizados en los cálculos. Los mapas topográficos y de rugosidad son los mismos para ambos programas (WAsP y ArgentinaMap) y se tratan según aconsejado por la literatura existente sobre el WAsP. Se analiza la influencia del intervalo entre curvas de nivel, del detalle topográfico, de los cambios de rugosidad, de los obstáculos y de la estabilidad atmosférica en las predicciones sobre el flujo principal. Finalmente, después de un análisis de los factores principales que influyen en la precisión de las predicciones, se visualizan los mapas del recurso obtenidos, se comparan los errores de predicción de los diferentes programas y se comentan los resultados.

6.1 Caracterización geográfica y climatológica de la zona

Las dos comunidades están localizadas en la región de Cajamarca, en la zona norte de la sierra de Perú, una de las zonas con mayor potencial eólico a nivel nacional (Figura 6.1).

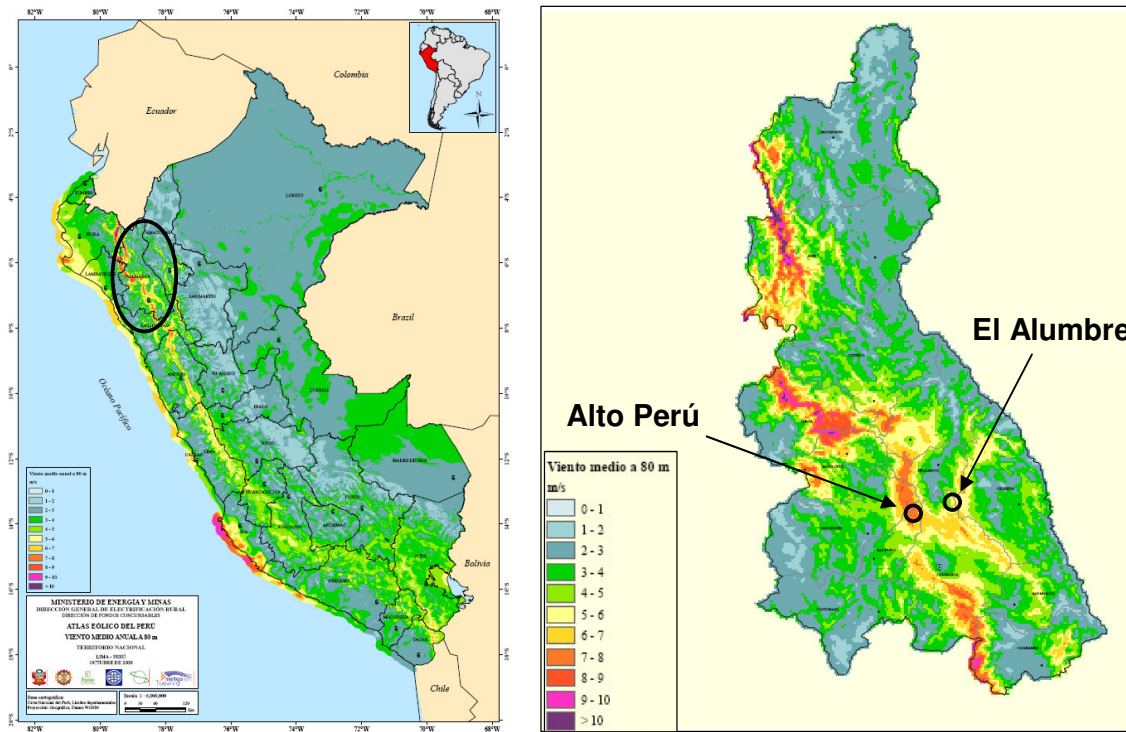


Figura 6.1 – Localización de la región de Cajamarca y de las dos comunidades en el mapa de viento medio a 80 m (Fuente: Meteosim Treuwind & Latin Bridge Business, 2008)

La climatología general en las dos comunidades es la típica de la sierra andina, donde existen principalmente dos estaciones: una época de lluvia entre diciembre y mayo y una época seca entre junio y noviembre.

6.1.1 El Alumbre

La comunidad de El Alumbre está situada en la provincia de Hualgayoc, unos 40 km al noreste de la ciudad de Cajamarca. Se encuentra a una altura de entre 3600 y 3850 m sobre el nivel del mar. La temperatura es bastante constante a lo largo de todo el año con promedios diurnos alrededor de 10°. La superficie del suelo esta constituida principalmente por pastos y la cobertura vegetal es muy escasa (Figura 6.2). En la comunidad hay 33 casas en total que se encuentran muy dispersas.



Figura 6.2 – Cobertura vegetal en el área de El Alumbre.

En la comunidad hay un anemómetro que registra datos de manera discontinua desde septiembre 2007. Los promedios mensuales se visualizan en Figura 6.3. Los meses con más viento son los de verano, principalmente agosto y septiembre, mientras hay un máximo invernal en febrero. Como se puede observar, el año entre septiembre 2007 y agosto 2008 (en color azul) muestra un régimen de vientos mayor respecto al año sucesivo entre septiembre 2008 y abril 2009 (en color naranja). Esto evidencia como para poder tener una idea completa del régimen de vientos en un área son necesarios datos de viento de varios años. En muchos casos esto no resulta posible, entonces puede ser útil recorrer a estaciones meteorológicas cercanas para identificar el año menos ventoso.

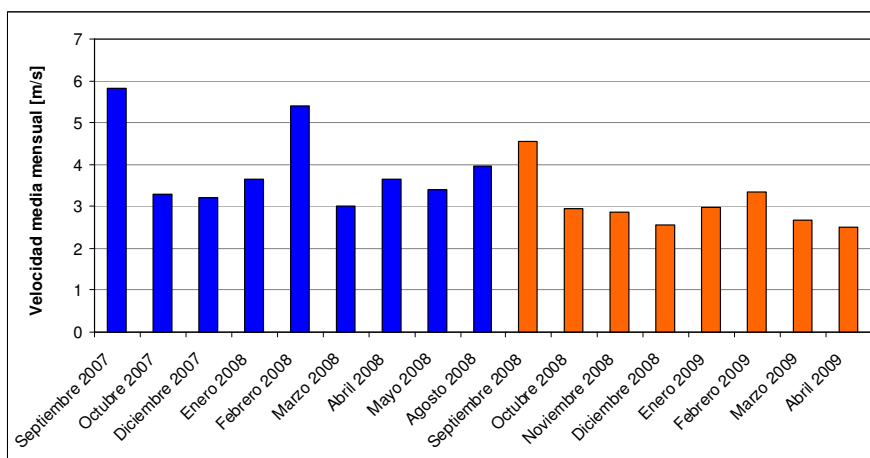


Figura 6.3 – Velocidades de viento mensuales desde Septiembre 2007 a Abril 2009 en la comunidad de El Alumbre

6.1.2 Alto Perú

La comunidad de Alto Perú está situada en la provincia de San Pablo, unos 30 km al norteoeste de la ciudad de Cajamarca. Las condiciones microclimáticas del área son muy parecidas a las de El Alumbre, con una altura de entre 3500 y 3900 m sobre el nivel del mar (s.n.m.) y una temperatura bastante constante a lo largo de todo el año con promedios diarios alrededor

de 10°. Como se puede ver en figura 6.4, la superficie del suelo está constituida principalmente por pastos y la cobertura vegetal es muy escasa. Las casas están muy dispersas a lo largo del área.



Figura 6.4 – Cobertura vegetal en el área de Alto Perú.

En la comunidad hay un anemómetro que está registrando datos de manera discontinua desde marzo 2008. Los promedios mensuales se visualizan en figura 6.5. Los meses con más viento son los de verano, entre Junio y Septiembre, como en el área de El Alumbre.

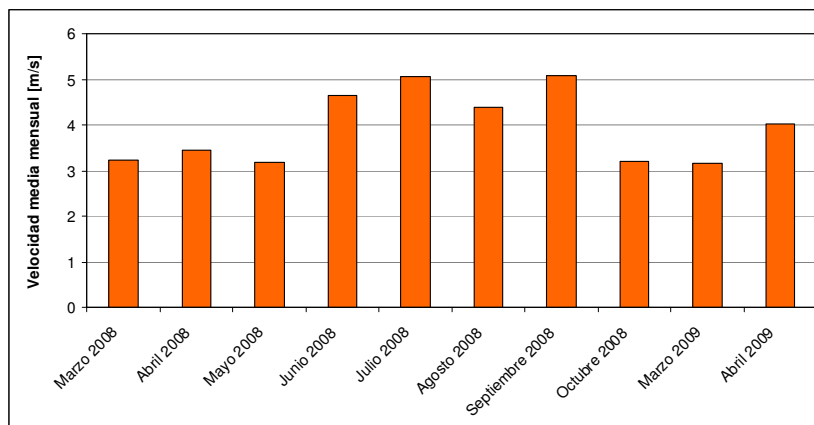


Figura 6.5 – Velocidades de viento mensuales desde Marzo 2008 a Abril 2009 en la comunidad de Alto Perú

6.2 Datos de viento

Los datos de viento se han recogido a través de la instalación de un anemómetro y de una veleta en todos los puntos de medida (dos en cada comunidad), a 10 m sobre el nivel del suelo. Estos instrumentos se han localizado a una suficiente distancia de cualquier obstáculo que pudiera influenciar las medidas (árboles o edificios). En cualquier caso, las casas tienen una altura máxima de 4 m por lo que su efecto a la altura del anemómetro es despreciable. El anemómetro y la veleta registran datos cada 2 s y los almacenan en un data-logger que promedia los valores cada 10 min, ver apartado 3.4.1.

Los datos se han dividido por meses, periodo de tiempo que se considera ser suficientemente representativo para realizar cálculos, y se han hecho comparaciones entre los valores medidos y las predicciones. Para estas comparaciones, se han utilizado solo aquellos datos que se hayan registrado al mismo tiempo con los dos anemómetros.

6.2.1 El Alumbre

Los dos anemómetros se han localizado uno cerca de la escuela en la zona más alta de la comunidad, a 3830 m, y el otro en una parte más baja, a 3650 m. La distancia en planta entre los dos anemómetros es de 1950 m.



Figura 6.6 – Posición y imágenes de los anemómetros en la comunidad de El Alumbre.

Se tienen datos de los dos anemómetros simultáneamente desde el 18 de Diciembre 2008 hasta el 25 de marzo 2009. Los promedios mensuales se visualizan en la siguiente grafica (Figura 6.7).

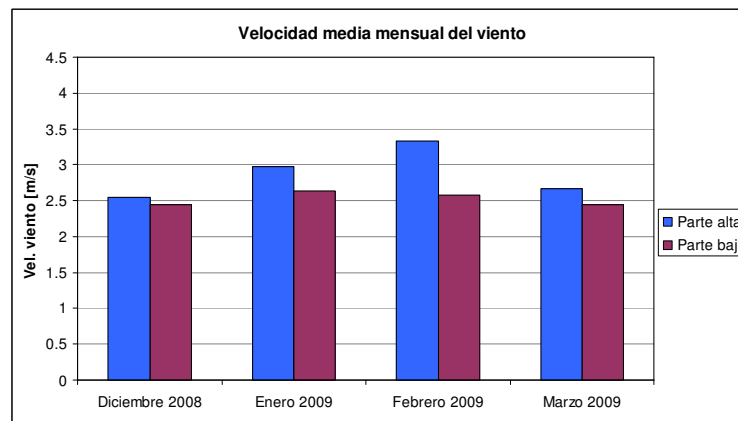


Figura 6.7 – Velocidad media mensual de los dos anemómetros en El Alumbre.

Como esperado, las velocidades de viento registradas en la parte alta (en la cima) son más elevadas de las registradas en la parte baja.

6.2.2 Alto Perú

Como en el caso de El Alumbre, los dos anemómetros se han localizado uno en la zona más alta de la comunidad, a 3890 m, y el otro en una parte más baja, cerca de la escuela, a 3570 m. La distancia en planta entre los dos anemómetros es de 2650 m.

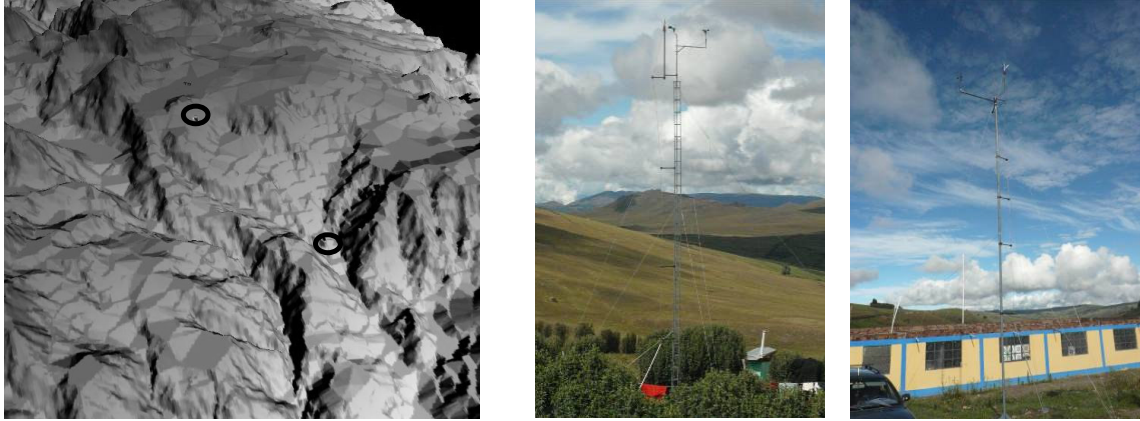


Figura 6.8 – Posición y imágenes de los anemómetros en la comunidad de Alto Perú

Se tienen datos de los dos anemómetros desde el 2 de Marzo 2009 hasta el 4 de mayo 2009. Los promedios mensuales se visualizan en la siguiente grafica (Figura 6.9).

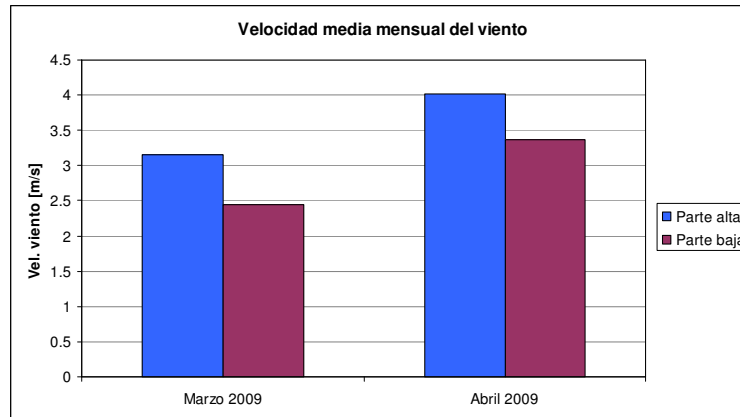


Figura 6.9 – Velocidad media mensual de los dos anemómetros en Alto Perú.

Como en el caso de El Alumbre, las velocidades más elevadas se presentan en la parte más alta de la comunidad.

6.3 Análisis de los datos de entrada

Tal como se ha descrito en el capítulo 5, además de las medidas de viento, los datos de entrada necesarios para los cálculos con los programas que se utilizan son principalmente: el mapa de rugosidad, el mapa topográfico, los obstáculos presentes (solo para el WAsP) y el tipo de estabilidad atmosférica prevalente en la zona (solo para el ArgentinaMap). Se

describen en este apartado los procesos de tratamiento y de obtención de datos de entrada representativos y se analiza la importancia de cada uno en la exactitud de las predicciones.

6.3.1 Mapa de rugosidad

La rugosidad de un área depende principalmente del tipo de utilización del suelo. Para caracterizar la rugosidad del terreno, se hace referencia generalmente al parámetro z_0 denominado longitud de rugosidad que representa la altura respecto al nivel del suelo expresado en metros, donde la velocidad del viento es nula. En el caso de no tener datos de rugosidad en el sitio estudiado, se recurre comúnmente a los valores utilizados en estudios pasados y a las tablas que se encuentran en literatura. En la tabla 6.1 se visualizan las longitudes de rugosidad utilizadas para el mapa europeo de viento (Troen & Petersen, 1989), que son los aconsejados para el WAsP.

Tabla 6.1 – Longitudes de rugosidad utilizadas por el mapa europeo de viento (Fuente: Troen y Petersen, 1989)

z_0 [m]	Terrain surface characteristics	Roughness Class
1,00	city	
0,80	forest	
0,50	suburbs	3
0,40		
0,30	shelter belts	
0,20	many trees and/or bushes	
0,10	farmland with closed appearance	2
0,05	farmland with open appearance	
0,03	farmland with very few buildings/trees	1
0,02	airport areas with buildings and trees	
0,01	airport runway areas	
0,008	mown grass	
0,005	bare soil (smooth)	
0,001	snow surfaces (smooth)	0
0,0003	sand surfaces (smooth)	
0,0002	water areas (lakes, fjords, open sea)	
0,0001	ice	

Como se ha descrito anteriormente, en las dos comunidades la superficie está cubierta por pastos con muy pocos árboles y casas aisladas (Figura 6.2 y Figura 6.4), por lo que el valor aconsejado por la tabla es $z_0 = 0,03$ m. El manual del ArgentinaMap también hace referencia a valores parecidos indicando un intervalo de entre 0,01 y 0,055 m para superficie recubiertas por pastos y 0,025 m para áreas con árboles aislados (CREE, 2005). Se han hecho pruebas con diferentes rugosidades entre 0,02 y 0,04 m con los dos programas y los cambios en las predicciones se han demostrado relativamente limitado y no se ha identificado un valor que comporte mejoras en ambos programas. El valor que se ha considerado finalmente en los cálculos es 0,03 m que resulta ser el más representativo de la longitud de rugosidad en las dos áreas estudiadas, valor indicado para la clase 1 del mapa eólico europeo (Tabla 6.1).

Es importante además identificar zonas con rugosidades diferentes, como pueden ser lagos o bosques densos, etc.; estos elementos son fácilmente detectables a través de las imágenes de

satélite. En El Alumbre se han modelado los pocos bosques presentes con una rugosidad de 0,8 m (ver tabla 6.1), aunque debido a su escaso tamaño no influyen en las predicciones del viento. En el área de Alto Perú destaca la presencia de algunas lagunas cercanas a la zona estudiada que se han definido con un valor de $z_0 = 0$ m, tal como aconsejado por el manual del WASP, y con un valor de $z_0 = 0,0002$ m en el ArgentinaMap. La definición de los contornos de estas como líneas de cambio de rugosidad se realiza a través del programa WASP MapEditor que permite superponer la imagen de satélite con la de curvas de nivel y digitalizar nueva líneas, tal como visualizado en figura 6.10.

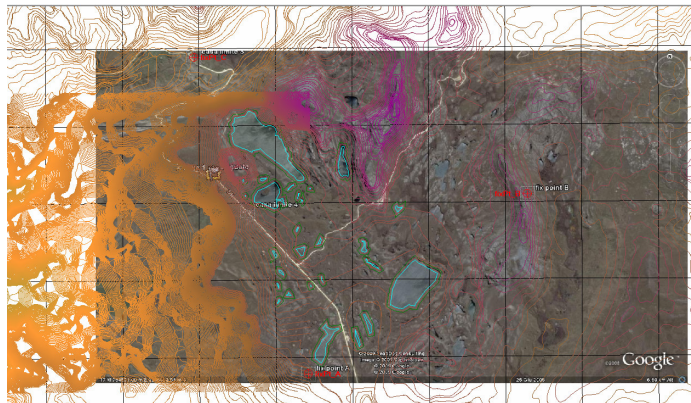


Figura 6.10 – Digitalización de las líneas de cambio de rugosidad con el WASP MapEditor

6.3.2 Mapa topográfico

Las curvas de nivel de las dos zonas han sido proporcionadas por el Organismo de Formalización de la Propiedad Informal (COFOPRI), un organismo publico descentralizado adscrito al Sector Vivienda del Ministerio de Perú, y tienen un intervalo de 25 m. Se han comprado los mapas alrededor de las comunidades para cubrir un área de mínimo 5 km desde cada anemómetro (Mortensen & Petersen, 1997). Para el ArgentinaMap, se ha comprobado que el tamaño del mapa utilizado no es fundamental, y una distancia de 1,5 km de cada anemómetro es suficiente. Más importante ha resultado el empleo de una resolución limitada, que se aconseja sea de 25 m.

6.3.2.1 Detalle topográfico

Primero, se digitalizan las cotas a los picos de las montañas y se define con la mayor precisión posible la topografía en las áreas más cercanas a los anemómetros. La presencia de elementos planos como lagos o campos de futbol resulta muy útil en este proceso. En la tabla 6.2 se muestra el error de predicción que se ha obtenido con el WASP con y sin la definición de estos elementos en el mapa topográfico; el error es el promedio de las comparaciones mensuales. Se ha considerado como referencia el anemómetro en la parte alta para de cada comunidad para predecir el de la parte baja.

Tabla 6.2 – Errores de predicción obtenidos con el WAsP sin y con la definición del mapa alrededor de los anemómetros. El mapa utilizado es el final por los dos sitios que considera la interpolación de las curvas a 2 m

	Error Predicción [%]		Error promedio [%]
	El Alumbre	Alto Perú	
Sin detalle topográfico	15,1	9,5	12,3
Con detalle topográfico	5,4	10,1	7,8

Como se puede observar, la precisión de las predicciones mejora considerablemente definiendo con mayor detalle la topografía alrededor del anemómetro en el caso de El Alumbre, donde el anemómetro en la parte alta se encuentra justo al costado de un campo de fútbol. En Alto Perú la influencia del detalle es menos importante y los resultados prácticamente no varían.

6.3.2.2 Curvas de nivel

Las curvas de nivel se interpolan para obtener el detalle requerido con intervalos a 10 m y luego a 2 m en el área más cercana a los anemómetros (Mortensen et al., 2008). En los cálculos con el WAsP, el tamaño del mapa está limitado por el programa (1□000□000 de puntos); así las curvas difícilmente se pueden interpolar por todo el mapa. Después de varias pruebas, se ha observado que una interpolación de las curvas de nivel a 10 m con distancias de 3 km de los anemómetros y 2 m hasta 1 km se puede considerar un detalle topográfico suficiente y los cambios respecto a interpolar áreas más grandes son mínimos. Se ha comprobado que efectivamente la utilización de curvas de nivel con intervalo menor afecta las predicciones con los modelos. En la tabla 6.3 se visualizan los errores de predicción promedio obtenidos con el WAsP con curvas a 25, 10 y 2 m utilizando como referencia los anemómetros en la parte alta, como en la tabla 6.2. En el mapa utilizado está definido el detalle topográfico.

Tabla 6.3 – Errores de predicción obtenidos con el WAsP utilizando mapas con diferentes curvas de nivel. El mapa utilizado es el final por los dos sitios que considera el detalle topográfico

	Error Predicción [%]		Error promedio [%]
	El Alumbre	Alto Perú	
Curvas a 25 m	4,1	21,0	12,5
Curvas a 10 m	6,0	11,7	8,9
Curvas a 2 m	5,4	10,1	7,8

En Alto Perú, las diferencias son importantes y, sin interpolar las curvas, se obtienen errores promedio de más del 20%. En el caso de El Alumbre, las mejoras que conlleva la interpolación de las curvas son menos evidentes y los errores medios en los tres casos son bastante parecidos. De la tabla destaca también como la precisión de las predicciones aumenta ligeramente utilizando curvas a 2 m respecto a las a 10 m. En figura 6.11 se visualiza el mapa topográfico final de Alto Perú con la posición de los dos anemómetros, donde se evidencia

como el intervalo entre curvas de nivel va disminuyendo al acercarse a la zona interesada por el estudio.

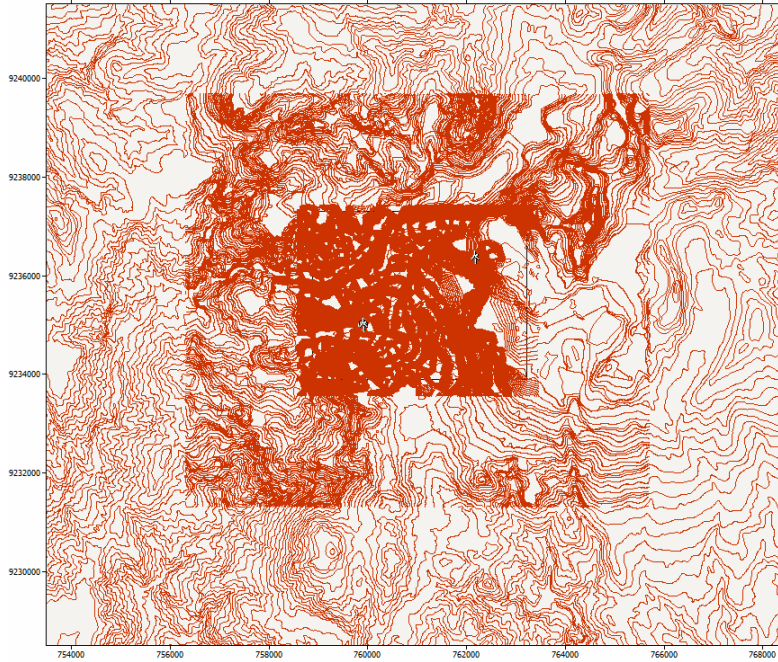


Figura 6.11 – Detalle topográfico en el área de Alto Perú.

6.3.3 Obstáculos

Otro factor que es importante tener en cuenta es la presencia de obstáculos que puedan tener efecto sobre el flujo principal. Generalmente, hay que identificar edificios o árboles muy altos en las cercanías de los anemómetros o de las áreas que se quiere evaluar. En figura 6.12, se muestra la reducción de la velocidad del viento en porcentaje debido a la presencia de un obstáculo, obtenida a partir de las ecuaciones de Pereira (1981).

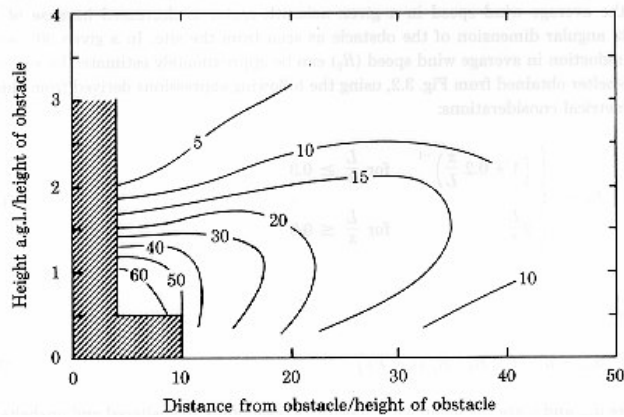


Figura 6.12 – Efecto sobre la velocidad del viento producido por un obstáculo con porosidad nula (Fuente: L.Landberg et al., 2006)

Como se puede observar, el efecto de los obstáculos influencia el flujo principal si la altura del obstáculo es superior a un tercio de la altura donde se quiere medir o predecir el viento. Cabe destacar que la reducción indicada en la figura 6.12 hace referencia a un obstáculo de porosidad nula, por lo que el efecto de los árboles, que tienen porosidades inferiores, es significativamente menor. En las dos comunidades de Alto Perú y El Alumbre, todas las casas tienen un solo piso y su altura máxima es de 3,5 m por lo que se ha comprobado que efectivamente su presencia no tiene un efecto significativo en las predicciones con el WASP a la altura de los anemómetros (10 m). Las variaciones en las predicciones son inferiores al 1% por lo que su influencia se puede considerar despreciable.

6.3.4 Estabilidad atmosférica

Mientras el WASP considera siempre un atmósfera neutralmente estable, el ArgentinaMap permite tener en cuenta diferentes tipos de estabilidad atmosférica que como se ha descrito influye significativamente sobre el perfil vertical de la velocidad del viento, ver figura 3.13. Como no se tienen datos de estabilidad atmosférica en las dos áreas estudiadas, se han llevado a cabo algunas pruebas de sensibilidad variando el tipo de atmósfera considerado. En terrenos montañosos (con un relieve mayor de 1000 m) el manual indica que la estabilidad prevalente del área difícilmente es estable, para evitar predicciones demasiado altas de la velocidad del viento en las cimas (CREE, 2005). Por esto, se han considerado las condiciones de atmósfera estable, ligeramente inestable e inestable. Los errores promedios obtenidos con los tres tipos de atmósfera, considerando como referencia el anemómetro en la parte alta de la comunidad se visualizan en la tabla 6.4.

Tabla 6.4 – Errores de predicción obtenidos con el ArgentinaMap utilizando diferentes tipos de atmósfera

	Error Predicción [%]		Error promedio [%]
	El Alumbre	Alto Perú	
Atmósfera neutra	14,9	5,3	10,1
Atmósfera lig. inestable	15,8	7,5	11,6
Atmósfera inestable	16,9	8,1	12,5

Como se puede observar, asumiendo una atmósfera inestable los errores de predicción son máximos. En los dos casos se obtienen los mejores resultados con atmósfera neutra con errores de predicción que en promedio son 2,5% inferiores respecto a asumir atmósfera inestable. Se conviene entonces que, en el caso de no tener datos de estabilidad atmosférica, es mejor asumir atmósfera neutra y esto es el tipo de atmósfera que se ha considerado en los cálculos finales.

6.4 Resultados

Se reportan en este apartado los resultados obtenidos con los diferentes programas. Los datos de entrada considerados son los aconsejados por los análisis descritos en los precedentes apartados. Primero, se describen algunos factores clave que pueden ser útiles para la interpretación de los resultados obtenidos. Sucesivamente, se visualizan los mapas del recurso eólico creados por el WAsP y el ArgentinaMap en las áreas estudiadas y, finalmente se analizan los errores resultantes de las comparaciones entre predicciones y medidas.

6.4.1 Factores influyentes en las predicciones

Tal como indicado en la descripción del programa WAsP (apartado 5.1.2), existen algunos parámetros que indican cuanto las condiciones reales se alejan de las condiciones óptimas para el buen funcionamiento del programa y nos dan una idea de la fiabilidad de las previsiones. Los factores que influyen son muchos pero se destacan principalmente 3:

- la distancia entre anemómetros;
- el parámetro RIX del área evaluada;
- la correlación entre los datos de viento.

El parámetro RIX y el coeficiente de correlación son factores que se han encontrado en la literatura específica sobre el WAsP por lo que hacen referencia principalmente a este programa. Como no hay literatura sobre el ArgentinaMap, no es posible definir a priori factores influyentes, aunque se retiene que la distancia y el RIX puedan tener efecto también sobre la exactitud de sus predicciones.

La *distancia* entre el punto de medida y el donde se quiere predecir el viento es claramente un factor relevante en la precisión de las predicciones. La figura 4.4 muestra como el error del WAsP aumenta proporcionalmente con el aumentar de la distancia.

El *RIX* (Ruggedness index), descrito en 5.1.2, nos da una idea de la extensión de la separación del flujo en una área y de cuanto el programa sale de sus límites operacionales (el valor ideal sería RIX nulo). En la Figura 6.13 se visualizan los valores del índice RIX en las dos áreas estudiadas, respectivamente El Alumbre y Alto Perú: el azul y el verde representan las zonas con RIX menor, en color amarillo y rojo están las áreas con RIX mayor del 10%. Como se puede observar, en la comunidad de El Alumbre hay valores más altos, hasta el 17%, aunque los anemómetros tienen RIX de 8 y 13% y la mayor parte del área este factor varía entre estos dos valores. En Alto Perú, la mayor parte de la comunidad tiene RIX inferior al 10% y entre los dos anemómetros los valores varían entre el 6 y el 9%.

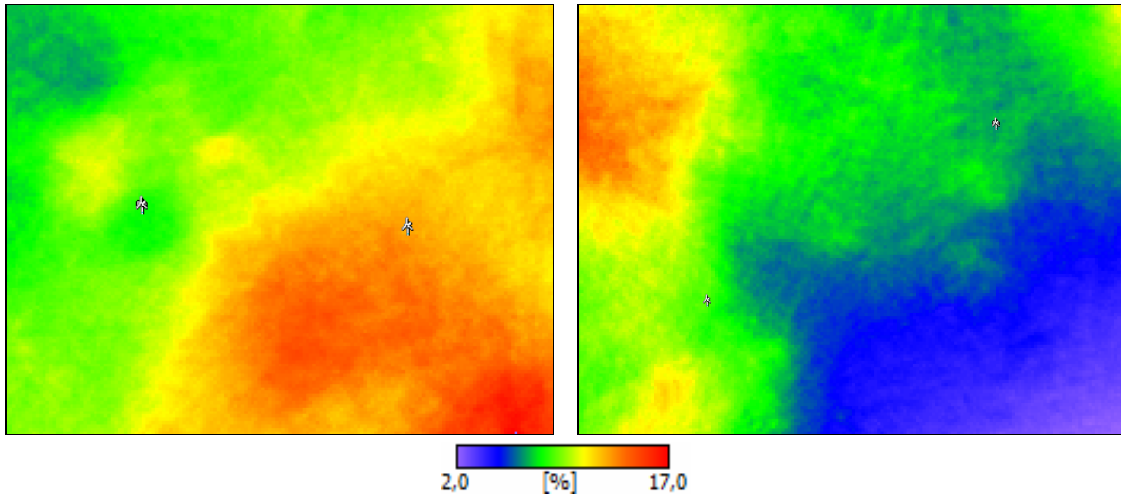


Figura 6.13 – Valor del RIX en el área de El Alumbre (izquierda) y Alto Perú (derecha)

En la literatura del WASP se relaciona el ΔRIX (ver apartado 5.1.2), definido como la diferencia de RIX entre dos puntos, y el error de las predicciones. En nuestros dos casos, probablemente debido al escaso valor de este indicador, siempre inferior al 5%, no se ha encontrado una correspondencia clara entre estos dos parámetros.

Tal como se ha definido en el apartado 5.1.2, la *correlación* entre los datos de viento de los dos anemómetros de una comunidad es un indicador de si los dos sitios están sujetos al mismo régimen de viento (condición necesaria para la obtención de predicciones fiables con el WASP). En los siguientes gráficos se muestran los niveles de correlación entre los anemómetros de El Alumbre y Alto Perú.

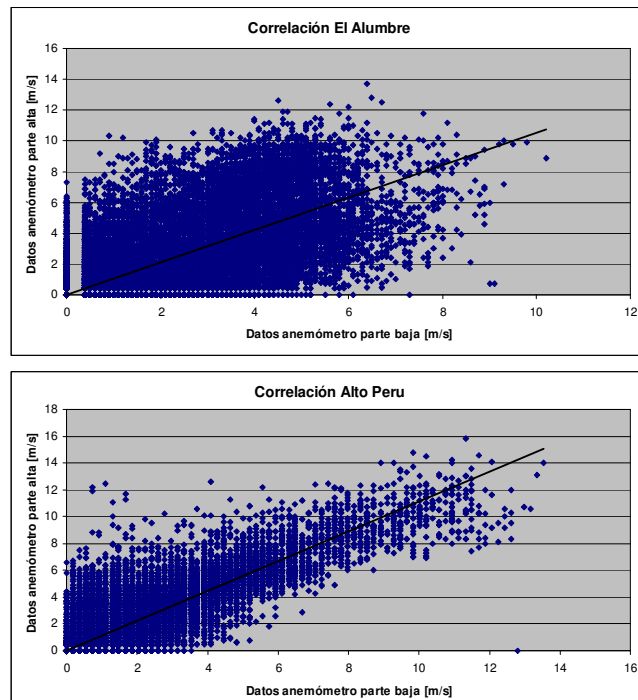


Figura 6.14 – Correlación entre datos de los dos anemómetros en El Alumbre y Alto Perú

El coeficiente de correlación entre dos variables x e y se calcula como

$$\text{corr}(x, y) = \frac{\sigma_{xy}}{\sigma_x \cdot \sigma_y}$$

Donde:

- σ_{xy} es la covarianza entre los valores;
- σ_x y σ_y son las desviaciones estándar de las dos variables.

Los coeficientes obtenidos son del 57% y del 79% respectivamente por El Alumbre y Alto Perú. En general, una correlación superior al 60% es suficiente para considerar que los dos sitios estén bajo el mismo régimen sinóptico; por lo que el coeficiente de El Alumbre corresponde a una correlación media, mientras el de Alto Perú es una correlación elevada.

En la tabla 6.5 se resumen los valores de los tres factores descritos en las dos comunidades.

Tabla 6.5 – Factores influyentes en la precisión de las predicciones con el WAsP

	<i>El Alumbre</i>	<i>Alto Perú</i>
Distancia	1950 m	2650 m
Correlación	Media	Alta
RIX	8-13%	6-9%

El valor del RIX es ligeramente superior en El Alumbre, aunque en los dos casos la mayor parte del área estudiada tiene un RIX inferior al 12%. Aunque en Alto Perú se ha encontrado un nivel de correlación superior, la distancia entre los anemómetros es mayor que en El Alumbre, por lo que no se puede establecer a priori cual de los dos sitios tiene condiciones más favorables. Los valores de RIX y correlación salen ligeramente de los valores óptimos para el buen funcionamiento del WAsP y se comprobará si para las distancias interesadas los resultados obtenidos se pueden considerar fiables aun en estas condiciones. Cabe destacar finalmente que estos son solo algunos de los factores que influyen en la fiabilidad de las predicciones y su interpretación no proporciona el valor exacto del error esperado pero nos da una idea de cuanto el programa se aleja de sus límites operacionales.

6.4.2 Mapas del recurso

Los programas utilizados calculan el viento promedio en los puntos de una malla definida y permiten así visualizar el mapa del recurso en el área interesada. De esta manera es posible tener una idea de la variabilidad del viento en una comunidad y se pueden identificar rápidamente las zonas con mayor o menor recurso. En figura 6.15 se visualizan los mapas de velocidad media del viento obtenidos con el WAsP y el ArgentinaMap en El Alumbre y Alto Perú. Se han utilizado como referencia los datos registrados durante el mes de marzo 2009 por el anemómetro en la parte alta. Se visualiza también el mapa de elevación del terreno para evidenciar su influencia sobre el flujo de viento.

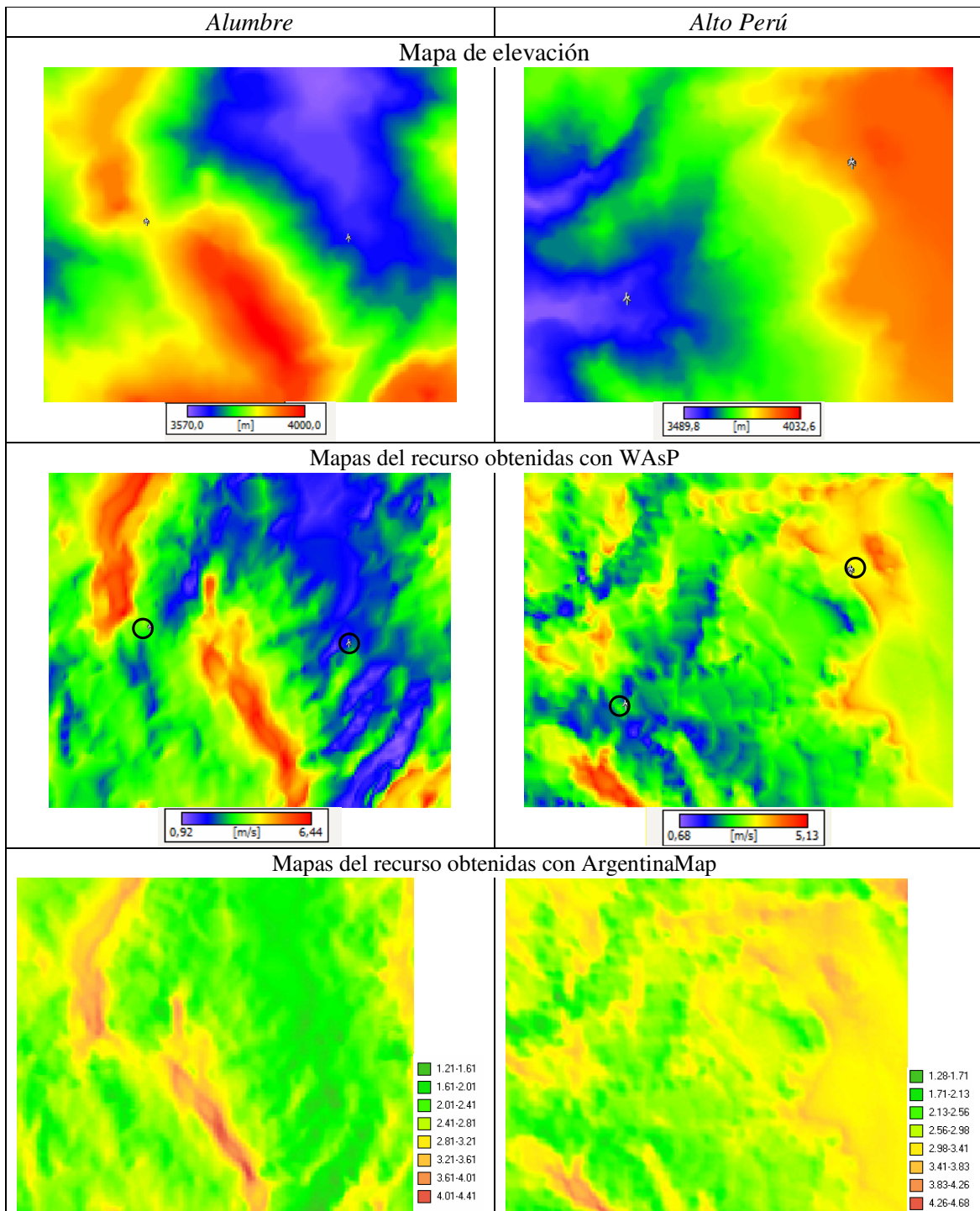


Figura 6.15 – Mapa de elevación y mapas del recurso obtenidas con el WASP y el ArgentinaMap en El Alumbre (izquierda) y Alto Perú (derecha)

Como se puede observar, hay una relación bastante clara entre la altura y la velocidad media del viento, y los máximos se alcanzan generalmente en las partes más altas de la comunidad. El WASP tiende a predecir velocidades mayores en los picos, con velocidades medias hasta 6,4 m/s en El Alumbre y 5,1 m/s en Alto Perú, mientras las predicciones del ArgentinaMap son más suaves con valores comprendidos entre 1,2 y 4,7 m/s en los dos mapas. Lo que

destaca del análisis de los mapas es la gran variabilidad del potencial eólico al interior de una comunidad: en el mapa del recurso obtenida con el WAsP en El Alumbre se puede notar como entre los dos anemómetros (indicados en negro), que están a menos de 2 km, la velocidad del viento varíe desde 1 m/s a más de 5 m/s; hasta por distancias de 100 m las diferencias pueden ser considerables.

6.4.3 Comparación entre los programas

A continuación se comparan los resultados obtenidos con los tres programas utilizados. En los cálculos se consideran como referencia los datos de un anemómetro y se analiza el error entre las predicciones y los valores medidos de velocidad del viento por el otro anemómetro. Como se ha indicado, los datos de viento dividen por meses y se hacen comparaciones por los diferentes meses. En las siguientes tablas, se resumen los promedios mensuales de las velocidades medidas por los anemómetros, las predicciones y los errores obtenidos con los diferentes programas. En la tabla 6.6 se visualizan las predicciones utilizando como referencia el anemómetro en la parte alta para predecir en la parte baja, mientras en la tabla 6.7 se resumen las predicciones utilizando como referencia el anemómetro en la parte baja.

Tabla 6.6 – Errores de predicción con los diferentes programas utilizando como referencia el anemómetro en la parte alta para predecir en la parte baja.

El Alumbre	<i>Datos anemómetros</i>		<i>WAsP</i>		<i>WindFarmer</i>		<i>ArgentinaMap</i>	
	<i>Parte alta [m/s]</i>	<i>Parte baja [m/s]</i>	<i>Predicción [m/s]</i>	<i>Error [%]</i>	<i>Predicción [m/s]</i>	<i>Error [%]</i>	<i>Predicción [m/s]</i>	<i>Error [%]</i>
Diciembre 2008	2,71	2,49	2,64	6,02	2,54	2,01	2,19	-12,01
Enero 2009	3,01	2,65	2,48	-6,42	2,4	-9,43	2,18	-17,85
Febrero 2009	3,37	2,58	2,46	-4,65	2,36	-8,53	2,25	-12,87
Marzo 2009	2,94	2,54	2,42	-4,72	2,32	-8,66	2,11	-16,81
Error promedio (valor absoluto)				5,5		7,2		14,9
Alto Perú	<i>Datos anemómetros</i>		<i>WAsP</i>		<i>WindFarmer</i>		<i>ArgentinaMap</i>	
	<i>Parte alta [m/s]</i>	<i>Parte baja [m/s]</i>	<i>Predicción [m/s]</i>	<i>Error [%]</i>	<i>Predicción [m/s]</i>	<i>Error [%]</i>	<i>Predicción [m/s]</i>	<i>Error [%]</i>
Marzo 2009	3,15	2,44	2,28	-6,56	2,27	-6,97	2,64	8,32
Abril 2009	4,02	3,36	2,9	-13,69	2,89	-14	3,44	2,32
Error promedio (valor absoluto)				10,1		10,5		5,3

Tabla 6.7 – Errores de predicción con los diferentes programas utilizando como referencia el anemómetro en la parte baja para predecir en la parte alta

El Alumbre	<i>Datos anemómetros</i>		<i>WAsP</i>		<i>WindFarmer</i>		<i>ArgentinaMap</i>	
	<i>Parte alta [m/s]</i>	<i>Parte baja [m/s]</i>	<i>Predicción [m/s]</i>	<i>Error [%]</i>	<i>Predicción [m/s]</i>	<i>Error [%]</i>	<i>Predicción [m/s]</i>	<i>Error [%]</i>
Diciembre 2008	2,71	2,49	8,34	208	8,1	199	2,69	-0,81
Enero 2009	3,01	2,65	9,77	225	9,44	214	3,00	-0,37
Febrero 2009	3,37	2,58	9,26	175	8,95	166	2,92	-13,29
Marzo 2009	2,94	2,54	7,11	142	6,91	135	2,58	-12,35
Error promedio (valor absoluto)				187,5		178,5		6,7
Alto Perú	<i>Datos anemómetros</i>		<i>WAsP</i>		<i>WindFarmer</i>		<i>ArgentinaMap</i>	
	<i>Parte alta [m/s]</i>	<i>Parte baja [m/s]</i>	<i>Predicción [m/s]</i>	<i>Error [%]</i>	<i>Predicción [m/s]</i>	<i>Error [%]</i>	<i>Predicción [m/s]</i>	<i>Error [%]</i>
Marzo 2009	3,15	2,44	3,85	22,2	3,82	21,3	2,84	-9,84
Abril 2009	4,02	3,36	5,11	27,1	5,06	25,9	3,83	-4,73
Error promedio (valor absoluto)				24,6		23,6		7,3

Comparando los resultados de las dos tablas, destaca que los errores obtenidos utilizando como referencia el anemómetro en la parte alta (Tabla 6.6) son limitados y similares por los tres programas; mientras usando como referencia el otro anemómetro (Tabla 6.7) las predicciones del WAsP y el WindFarmer son considerablemente menos exactas con errores elevados.

El WAsP comete errores pequeños en la estimación de la parte baja con tendencia a infravalorar el recurso, con errores del 5,5 y 10%, respectivamente en El Alumbre y en Alto Perú. Por otro lado, el WAsP tiende a sobre estimar el viento la estimación de la parte alta utilizando como referencia el anemómetro en la parte baja, cometiendo errores considerables. En El Alumbre se han encontrado errores de hasta el 200%; esto puede ser debido a la escasa correlación entre los datos de los dos anemómetros (Tabla 6.5). La utilización del WAsP en el caso el anemómetro esté localizado en una parte baja de la comunidad es entonces desaconsejable debido a las considerables sobreestimaciones que se pueden obtener.

El ArgentinaMap comete errores más constantes y nunca superiores al 18%. Sus predicciones resultan más precisas en la estimación del viento utilizando como referencia el anemómetro en la parte baja de la comunidad con tendencia a infravalorar el recurso con un error medio del 7%.

El WindFarmer se ha comprobado que, en todos los casos, disminuye las predicciones del WASP de entre el 2 y el 4% en El Alumbre y del 0,5-1% en Alto Perú. Su aporte en la estimación del recurso no resulta entonces aprovechable debido a que el WASP tiende a infravalorar el recurso

En conclusión, en el caso de tener a disposición un solo anemómetro, es preferible colocarlo en la parte más alta de la comunidad porque con ambos programas (el WASP y el ArgentinaMap) las predicciones son fiables. En este caso el WASP comete errores menores (promedio del 7%) y tiende a infravalorar el recurso, por lo que es el más adecuado para extrapolar las medidas al área interesada. Si el anemómetro se tiene que situar en un valle o en la parte baja del área a evaluar, se aconseja utilizar el ArgentinaMap para la estimación del recurso y los errores esperados son del orden del 7%, parecidos a los del WASP en el caso anterior, con la misma tendencia a infravalorar el viento. En general, se puede concluir que, en las condiciones topográficas y climatológicas de las comunidades analizadas y por las distancias consideradas, las evaluaciones se han mostrado fiables.

7 CONCLUSIONES

La adecuada identificación de los recursos energéticos disponibles localmente, por ejemplo el recurso eólico, puede ayudar a superar algunas de las barreras tecnológicas que frenan el desarrollo rural. En este sentido, el recurso eólico es el más disperso y variable y su evaluación es una tarea compleja. En proyectos de electrificación con sistemas micro-eólicos recientemente implementados se ha podido verificar variabilidad entre el potencial entre las casas de una misma comunidad y se ha confirmado la necesidad de un estudio del recurso en detalle. En las últimas décadas se han desarrollado diferentes herramientas informáticas para la extrapolación de las medidas de viento en un punto a toda un área que pueden ser de gran utilidad para la evaluación de las diferencias de recurso a la escala de una comunidad. Aunque su utilización en el sector privado y en el diseño de parques eólicos constituye un de-facto estándar, aun no han sido incorporados en el sector de las ONG. Los proyectos de electrificación rural tienen características distintas respecto a los proyectos de parques eólicos interconectados, por esto el estudio del recurso también tiene finalidades diferentes. El objetivo de este estudio ha sido el análisis de estas herramientas para la estimación del recurso eólico en comunidades andinas y proponer una metodología para su aplicación en proyectos de electrificación rural.

Primeramente, se ha hecho un análisis del estado del arte en la evaluación del viento con particular enfoque sobre los programas de simulación numérica; entre los modelos disponibles, los modelos a micro-escala son los que resultan más adecuados para la estimación del recurso a la escala necesaria en una comunidad. Debido a sus considerables requerimientos computacionales, de tiempo y recursos humanos, se ha descartado la utilización de modelos del tipo CFD. Los programas analizados han sido el WAsP (programa comercial de flujo linealizado), el ArgentinaMap (programa institucional de conservación de masa) y el WindFarmer (programa comercial de diseño de parques eólicos).

La validación de la metodología propuesta se ha realizado a partir de la aplicación en dos comunidades donde se han comparado las predicciones con los diferentes programas. Las comparaciones se han llevado a cabo en dos comunidades de la sierra norte peruana, El Alumbre y Alto Perú, en la región de Cajamarca. Se han ubicado los anemómetros uno en la parte alta y otro en la parte baja de cada comunidad. A partir de los resultados de este estudio, se ha analizado la sensibilidad y la influencia de los datos de entrada en la fiabilidad de las predicciones y se han evaluado las prestaciones de cada programa con respecto al estudio del viento en comunidades rurales en zonas andinas.

Del análisis de los datos de entrada se han podido constatar los siguientes puntos. En el mapa de rugosidad se ha considerado una longitud de rugosidad general de 0,03 m (clase 1 del mapa eólico europeo) y ha resultado importante la identificación de elementos con rugosidad

diferente, en particular lagos y bosques. El mapa topográfico ha demostrado tener una influencia significativa en la precisión de las predicciones, en particular modo con el WASP: se tiene que extender hasta mínimo 5 km del área que se quiere evaluar; el detalle topográfico es importante se defina con la mayor precisión posible alrededor de los puntos que se quiere evaluar, en particular el anemómetro (la presencia de campos de fútbol o lagunas puede ser de gran ayuda en la definición de nuevas curvas de nivel); las curvas de nivel se tienen que interpolar para obtener intervalos entre curvas de 10 m hasta 3 km y de 2 m hasta 1 km del área estudiada. Para el ArgentinaMap, el tamaño del mapa utilizado no es fundamental, y una extensión hasta más de 1 km de cada punto evaluado es suficiente; más importante ha resultado la utilización de una resolución limitada de la malla, que se aconseja sea de 25 m. Las casas de la comunidad, con una altura máxima de 3,5 m, parecen tener un efecto despreciable sobre el flujo principal a 10 m, donde se han realizado las medidas y es la altura del buje de los aerogeneradores. En el caso de no tener datos específicos de estabilidad atmosférica, en el área de Cajamarca de la sierra andina se aconseja asumir atmósfera neutra para estudios a micro-escala.

A partir de los resultados de los programas se han podido deducir las siguientes conclusiones. En general, es preferible ubicar el anemómetro en la parte alta de la comunidad así que los dos programas hacen previsiones fiables; el WASP en este caso comete errores menores. Si el anemómetro se tiene que localizar en la parte baja de la comunidad, la extrapolación de las medidas se hace con el ArgentinaMap. La precisión de las predicciones del ArgentinaMap es similar en los dos casos, aunque mejores resultados se obtienen con el anemómetro en la parte baja. El WindFarmer no aporta ninguna mejora univoca a las predicciones del WASP y su empleo no resulta aprovechable para los fines requeridos. Las predicciones de los dos programas en las situaciones donde mejores resultados muestran (WASP con el anemómetro en la parte alta y el ArgentinaMap con el anemómetro en la parte baja) son similares con errores inferiores al 14%, un error promedio del 7% y con tendencia a infravalorar el recurso. Considerando que el error de medida de un anemómetro a cazoletas estándar, como los utilizados, es del 5%, las evaluaciones se han mostrado fiables en las dos comunidades estudiadas. Con valores del RIX (porcentaje de terreno con pendiente inferior al 17%) inferiores al 10% en la mayor parte del área interesada, con niveles de correlación entre el 55 y el 80% y con distancias hasta 2,5 km, la metodología propuesta se puede entonces considerar adecuada para estudios del potencial eólico en la sierra andina.

Los mapas realizados confirman que el recurso varía significativamente entre zonas de la misma comunidad y las condiciones climatológicas y topográficas pueden ser muy diferentes de un sitio a otro. Sabiendo que las predicciones son mejores a menor distancia y si el sitio evaluado está en las mismas condiciones meteorológicas del anemómetro, en el caso se tenga que hacer un estudio en comunidades de mayor tamaño o con áreas sujetas a diferentes climatologías, la solución puede ser la instalación de varios anemómetros en cada comunidad. Así, se pueden hacer comparaciones, evaluar la efectiva fiabilidad de las predicciones en cada sitio y calcular cual es el error a esperarse.

Las medidas de viento tienen que identificar el mes donde el potencial eólico es menor, por lo que se necesario se realicen en la época de lluvias entre diciembre y mayo por un periodo mínimo de seis meses, aunque para que los datos sean más representativo sería mejor que las medidas se extiendan por todo un año. Debido a las considerables diferencias anuales encontradas, es recomendable disponer de datos de varios años almacenados por estaciones meteorológicas cercanas, el caso sea posible, para identificar el año con menos viento y tenerlo en cuenta en el cálculo de la energía producible.

Para contribuir a la generación y difusión del conocimiento en evaluación del recurso eólico en el ámbito de las ONG, se ha elaborado un manual de buenas prácticas, donde se resumen los pasos a realizar para la obtención de datos de entrada fiables y la correcta utilización de los programas de simulación numérica a micro-escala. Así, la implementación de estas herramientas en la estimación del recurso eólico para proyectos de electrificación rural contribuye a disminuir los problemas de inseguridad de suministro relacionados con la tecnología eólica y mejorar la eficacia y el impacto de los proyectos con energías renovables.

AGRADECIMIENTOS

El trabajo ha contado con la financiación, entre otras entidades, de la Agència Catalana de Cooperació al Desenvolupament y del Centre de Cooperació per al Desenvolupament de la UPC. El autor agradece muy especialmente toda la colaboración y el apoyo brindado por Soluciones Prácticas – ITDG e Ingeniería sin Fronteras-Cataluña proporcionado información y asesorando durante el desarrollo de este trabajo.

Además, el autor quiere mostrar su sincero agradecimiento

A Enric Velo por la oportunidad ofrecida y Laia Ferrer por sus consejos y el constante apoyo a lo largo de estos meses.

A ITDG por seguir investigando en temas como este y a todos los trabajadores de la oficina de Cajamarca por la acogida y el respaldo proporcionado. A Frank y a José por su dedicación y su colaboración.

A los pobladores de las comunidades de El Alumbre y Alto Perú por la enorme hospitalidad y su completa disponibilidad durante todo el estudio.

A Jorge y Santi por su contribución y sugerencias.

A todos los amigos en Cajamarca, por hacer de esta ciudad mi hogar durante este tiempo.

A Enri por acompañarme en esta experiencia, como siempre.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Badger J. (2006). Introduction to the Planetary Boundary Layer. Wind Energy Course, Phuket, Thailandia, 11-15 Sept

Belcher S.E., Hunt J.C.R. (1998). Turbulent flow over hills and waves, *Annu.Rev. Fluid Mech.* 1998, 30: 507-38

Berge E., Gravdahl A. R., Schelling J., Tallhaug L., Undheim O. (2006) : Wind in complex terrain: a comparison of WAsP and two CFD-models. *Proceedings of 2006 European Wind Energy Conference*. Athens, Greece. 27 February-2 March.

Batet L., Clos D., Ferrer L., Velo E. (2007). Investigación aplicada en sistemas eolicos de baja potencia. *Proceedings of: I Congrés UPC Sostenible 2015*. Barcelona, Spain. July

Batet L. (2005) Análisis de las perspectivas energéticas mundiales para el próximo cuarto de siglo en Energía, Participación y Sostenibilidad. *Ingeniería Sin Fronteras*.

Bowen A.J. and N.G. Mortensen (2004). WAsP prediction errors due to site orography. *Risø-R-995(EN)*. Risø National Laboratory, Roskilde. 65 pp.

Bowen A.J. and N.G. Mortensen (1996). Exploring the limits of WAsP: the Wind Atlas Analysis and Application Program. *Proceedings of the 1996 European Union Wind Energy Conference*, Göteborg, Sweden, May 20-24, 584-587.

Bowen A.J. and Saba T. (1995). The evaluation of software for wind turbine siting in hilly terrain. *Proceedings of 9th International Conference on Wind Engineering*. New Delhi, India.

Centro Regional de Energía Eólica (CREE) (2005), *ArgentinaMap*, Plan estratégico Nacional eólico, Ministerio de planificación federal, inversión publica y servicios, Argentina

Crespo A., Migoya E., Jiménez A. y García J. (2008). Estudios sobre recursos y turbulencia en parques eólicos, *Seminario sobre energía eólica*, 12 de noviembre de 2008.

Crespo A. (2003). La energía eólica. Fundamentos y estado normativo. *Parques eólicos. Seminario de Energías Renovables*, 24 abril 2003.

Comisión de Desarrollo Sostenible, 9ª sesión (2001), *Energy for sustainable development*. CSD-9.

Conferencia de Naciones Unidas sobre Desarrollo y Medio Ambiente (2002), Johannesburgo, 3a Cumbre de la Tierra, JPOI 2002

Consejo Mundial de la Energía, CME, 2000. www.worldenergy.org

Coppin P.A., Bradley E.F. and Finnigan J.J. (1994). Measurements of flow over an elongated ridge and its thermal stability dependence. The mean field. *Boundary-Layer Meteorology* **69**, 173-99.

Department of Energy (EUA), International Energy Annual 2002 edition, DOE 2004

Department for International Development, Energy for the poor. Underpinning the Milenium Development Goals. Reino Unido, DFID, 2002

De Paz Azin E. (2008). Manual de estudio del recurso eólico en Pocona, Ingeniería sin Fronteras.

Eidsvik K.J. (2005) A system for wind power estimation in montaneous terrain. Prediction of Askervein hill data. *Wind energy* 8, 237-249.

Escobar Portal R. (2006). Participación comunitaria y sostenibilidad de proyectos energéticos rurales. Programa de Energía y Servicios Básicos. Soluciones Practicas ITDG. www.cuademos.tpdh.org.

ESPAM Banco Mundial (2005). Brazil background study for a National Rural Electrification Strategy, Aiming for universal access, Washington D.C.

Fernández Díez P. (2008), Energía eólica. Disponible en www.libros.redsauce.net

Floyd D. (2006). Measuring Wind Speeds for small turbine sites, Oregon State University, EC-1163 E.

GH Garrad Hassan Windfarmer (2007) User Manual.

Hennessy J.P. (1980). A critique to “Trees as a local climatic indicator”, *J. Applied Meteorology*, vol. 19, 1020-1023.

Hernández-Walls R., Mascarenhas A.S., Ocampo-Torres F.J. (2002) Una relación entre la velocidad de fricción del viento y NRCS, *Ciencias Marinas*, vol. 28, n.3, 281–288.

Hewson E.W., Wade J.E. and Baker R.W. (1977). Vegetation as an indicator of high wind velocity, DOE Rep. RLO 2227/T-24/2

Hewson E.W., Wade J.E., Baker R.W. and Heald R.C. (1978). Vegetation as an indicator of high wind velocity: Subtask – Wind potential in the Pacific Northwest coastal region, DOE Rep. RLO 2227/T-24/2

Holttinen H. and Peltola E. (1993). Experiences of using WAsP and on-site measurements for siting of wind farms. Proceedings of the *1993 European Community Wind Energy Conference*, Lübeck-Travemünde Germany, 8-12 March, 673-6.

Iniesta Mora G. (2007). Recurso Eólico, Curso de Energía Eólica, ENDESA.

Internacional Energy Agency (2004). World Energy Outlook. AIE, Paris.

Jackson P.S., Hunt J.C.R. (1975). Turbulent wind flow over a low hill, *Quart. J. R. Met. Soc.* 101 929-955.

Landberg L., Mortensen N.G., Dellwik E., Badger J., Corbett J.-F., Rathmann O., Myllerup L. (2006). Long-term (1-20 years) prediction of wind resources (WAsP). In: *Introduction to wind technology*, Rhode-Saint-Genèse (BE), 20-24 February.

Landberg L., Myllerup L., Rathmann O., Petersen E.L., Jorgensen B.H., Badger J. and Mortensen N.G. (2006). Wind Resource Estimation – An Overview, Riso National Laboratory. *Wind Energy*, vol. 6, 261-271.

Llombart A., Mallet A., Burillo N., Alvarez O. and Talayero A. (2007). Influence of orography on wind resource assessment program. Proceedings of the *2007 European Wind Energy Conference and Exhibition*. Milan, Italy, 7-10 May.

Llombart A., Talayero A., Mallet A., Telmo E. (2006). Performance analysis of wind resource assessment programs in complex terrain. Proceedings of the *2006 International Conference on Renewable Energy and Power Quality*. Palma de Mallorca, Spain. 5- 7 April.

Meteosim Truewind S.L., Latin Bridge Business S.A. (2008). Atlas Eólico del Perú, Lima. Disponible en www.foner.gob.pe/atlaseolicolibro.asp.

Milanesi M., Cassola F., Burlando M., Ratto C.F. (2008), Comparison between two diagnostic models of atmospheric flow above complex terrain: the evaluation of the wind potential of La Ventosa, OSEA.

Moreno P., Gravdhal A. R., Romero M. (2003). Wind flow over complex terrain: application of linear and CFD model. Proceedings of the *2003 European Wind Energy Conference and Exhibition*. Madrid, Spain, 16-19 June.

Mortensen N.G., Rathmann O., Tindal A., Landberg L. (2008). Field validation of the Δ RIX performance indicator for flow in complex terrain, *2008 European Union Wind Energy Conference*, Bruxelles, Belgium, 31 March - 3 April.

Mortensen N.G., Petersen E.L. and Landberg L. (1993a). Wind resources, Part II: Computational Methods. Proceedings of the *1993 European Community Wind Energy Conference*, Lübeck- Travemünde Germany, 8-12 March, 611-4.

Mortensen N.G., Landberg L., Troen I. and Petersen E.L. (1993b). Wind Atlas Analysis and Application Program (WAsP), Vol. 1: Getting Started. Vol. 2: User's Guide. Risø National Laboratory, Roskilde, Denmark, January.

Mortensen N.G., Petersen E.L. (1997). Influence of topographical input data on the accuracy of wind flow modelling in complex terrain. Proceedings of the *1997 European Wind Energy Conference*. Dublin, Ireland, pp. 317-320.

ONG Energía, Desarrollo y Vida (EDEV), Curso: Usos de la Energía Eólica para generar energía en bajas potencias, Ministerio de Energía y Minas, Lima, 2004

Perera (1981). Shelter behind two-dimensional solid and porous fences. *J. Wind Eng. and Industrial Aerodyn.* 8, 93-104

Petersen E.L., Troen I., Frandsen S. and Hedegaard K. (1981). Windatlas for Denmark. A rational method for wind energy siting, Risø-R-428, Risø National Laboratory, Roskilde, Denmark.

Petersen E.L., Mortensen N.G., Landberg L., Hojstrupand J., Frank H. (1997). Wind Power Meteorology, Riso National Laboratory, Roskilde, Denmark.

Putnam P.C. (1948). Power from the wind, van Nostrand, 233 pp.

Rathmann O., Mortensen N.G., Landberg L. and Bowen A. (1996). Assessing the accuracy of WAsP in non-simple terrain. Wind Energy Conversion 1996. Proceedings of the *18th British Wind Energy Association Conference*, Exeter, England, 25-27 September, 413-418.

Reed R., Brower M., Kreiselman J. (2004). Comparing sitewind with standard models for energy output estimation, *2004 European Wind Energy Conference and Exhibition*. London (UK), 2-25 November.

Rodríguez Amenado J. L., Burgos Día J. C. y Arnalte Gómez S., Sistemas eólicos de producción de energía eléctrica, Editorial Rueda S.L, 2003.

Sánchez Campos T. (2006) Programas de energías renovables. La experiencia de ITDG en América Latina. International Programmes, Practical Action. www.cuademos.tpdh.org

Sandstrom S. (1994). Wasp – A comparison between model and measurements. Proceedings of the 5th European Wind Energy Association Conf. Thessaloniki-Macedonia, Greece, Vol 3, 70-74.

Stull R.B. An Introduction to Boundary Layer Meteorology. Kluwer Academic Publishers, Dordrecht, 666 pp., 1988

Taylor P.A., and Teunissen H.W. (1987). The Askervein Hill Project: Overview and background data. *Boundary-Layer Meteorology* 39, 15-39.

Tennekes H. (1973). The logarithmic wind profile. *Journal of Atmospheric Science* 30, 234–238.

Troen I. and Petersen E.L. (1989). European Wind Atlas. Published for the Commission of the European Communities, Brussels, Belgium, by Risø National Laboratory, Roskilde, Denmark, ISBN 87-550-1482-8, 656 pp.

UNEP (Plan de Naciones Unidas para el Medioambiente), GEF (Global Environment Facility), NREL (National Renewable Energy Laboratory), Solar and Wind Energy Resource Assessment (SWERA) project, www.swera.unep.net

United Nation General Assembly, United Nations Millennium Declaration. A/RES/55/2, 2000

United Nations Development Program, World Energy Assessment. Energy and the challenge of Sustainability. UNDP, 2000

United Nations Development Program, Human Development Report. HDI, 2004

United Nations Development Program, World Energy Assessment 2004 update, UNDP, 2004

United Nations Development Program, Energy for sustainable development, UNDP, 2004

United Nations Development Program, Energizing Millennium Development Goals. A Guide to Energy's Role in Reducing Poverty, 2005

UNDP-ESMAP. Energy Services for the Millennium Development Goals. A joint publication of the UNDP, UN Millennium Project, the World Bank, and the joint UNDP-World Bank Energy Sector Management Assistance Programme (ESMAP), 2005

United Nations Energy, The energy challenge for achieving the millennium development goal. UN-Energy, 2005

Van der Hoven I. (1957). Power Spectrum of Horizontal Wind Speed Spectrum in the Frequency Range from 0.0007 to 900 Cycles per Hour. *Journal of Meteorology* 14, 160

Velo García E. (2006). Desafíos del sector de la energía como impulsor del desarrollo humano. www.cuademos.tpdh.org

Velo García E. Servicios básicos y desarrollo en entornos rurales deprimidos (SBERD). Grupo de Investigación en Cooperación y Desarrollo Humano (GRECDH), Universitat Politècnica de Catalunya, Julio 2007

Venäläinen A., Sahlgren V., Podsechin V and Huttula T. (2003). Small-scale variability of the wind field over a typical Scandinavian lake, *Boreal Env. Res.* 8: 71-81. ISSN 1239-6095

Villá Salvador I. y Snej Oriá J. (2006). *La energía con relación a otros factores de desarrollo: WEHAB y objetivos del Milenio.* www.cuademos.tpdh.org

Villarrubia M., Energía eólica, apuntes de la asignatura “Aprovechamiento de la energía eólica”, Universitat de Barcelona, 2006

Wade J.E. and Hewson E.W. (1979). Trees as a local climatic indicator, *Journal of Applied Meteorology*, 18, 1182-1187.

Watson G., Douglas N., Hall S. (2004). Comparison of wind flow models in complex terrain. *Proceeding of European Wind Energy Conference and Exhibition.* London (UK), 2-25 November 2004.

Walmsley J.L., Troen I., Lalas D.P. and Mason P.J. (1990). Surface-layer flow in complex terrain: Comparison of models and full-scale observations. *Boundary-Layer Meteorology* 52, 259-81.

WindSim documentation. www.windsim.com

WindFarmer documentation www.garradhassan.com/products/ghwindfarmer

Wood N. (1995). The onset of separation in neutral, turbulent flow over hills. *Boundary-Layer Meteorology* 76, 137-64