

Resumen

La Unión Europea se ha marcado como objetivo común para el 2020 lograr alcanzar que el 20% de la producción de energía generada provenga de fuentes de energía limpia. Algunos países como Finlandia han llegado a proyectar la obtención en un futuro no muy lejano de más del 100% del consumo actual en energías renovables; otros como Suecia lideran desde el 2013 este ranking mundial con más de un 50% de energía limpia del total que genera.

Este estudio pretende aportar un granito de arena más en nuestro país y analizar la implantación de una nueva instalación eólica en la zona de Caseres, Terra Alta Tarragona, donde ya se encuentran actualmente varios parques eólicos en funcionamiento.

Utilizando las fuentes de datos públicas realizaremos este informe que pretende ser un primer estudio lo más preciso posible para ver la viabilidad económica de dicha implantación, teniendo en cuenta al mismo tiempo minimizar el impacto medioambiental de nuestra elección. Para ello seleccionaremos una zona lo más favorable posible, analizaremos diversos modelos de aerogeneradores para asegurar una selección óptima según las posibilidades de distribución en la parcela elegida y concluiremos con la viabilidad económica de la instalación teniendo en cuenta los costes de la financiación y de la obra civil necesaria para la implantación.



Sumario

RESUMEN	1
SUMARIO	3
1. PREFACIO	5
1.1. Origen del proyecto.....	5
1.2. Motivación.....	6
2. INTRODUCCIÓN	7
2.1. Objetivos del proyecto	7
2.2. Alcance del proyecto.....	7
3. ESTUDIO EÓLICO	9
3.1. Introducción.....	9
3.2. Efecto Coriolis	9
3.3. El viento geostrófico.....	11
3.4. Vientos de superficie.....	11
3.5. Brisas marinas	11
3.6. Vientos locales: vientos de montaña	12
3.7. La energía en el viento: área de barrido del rotor y tubo de corriente	12
3.8. Beneficios de la energía eólica.....	13
3.8.1. Venta de energía eólica.....	14
3.9. Sensores de viento	16
3.10. Presentación de los datos del viento: velocidad dirección	18
3.10.1. Variación de la velocidad con la altura.....	19
3.10.2. Influencia del relieve	20
3.11. Recurso eólico zonal.....	20
3.11.1. Rosa de los vientos.....	22
4. ESTUDIO DE ALTERNATIVAS	24
4.1. Introducción.....	24
4.2. Alternativas propuestas	24
4.3. Análisis multicriterio	38
4.3.1. Introducción.....	38
4.3.2. Valoración	38
4.3.3. Solución adoptada	39

5. SELECCIÓN DE AEROGENERADORES	40
5.1. Descripción de aerogeneradores	40
5.2. Análisis técnico de varios modelos.....	43
5.3. Dimensionamiento.....	59
6. ESTUDIO ECONÓMICO	62
6.1. Introducción	62
6.2. Costes.....	62
6.3. Ingresos	66
6.4. Saldo.....	68
6.5. Indicadores	70
6.6. Confirmación de la elección del modelo.....	71
6.7. Valoración de la situación actual	74
7. ESTUDIO MEDIOAMBIENTAL	77
7.1. Introducción	77
7.2. Descripción y localización del parque	77
7.3. Energía eólica y medio ambiente	79
7.3.1. Impacto sobre la flora y erosión	80
7.3.2. Impacto sobre la fauna y avifauna	81
7.3.3. Impacto visual	83
7.3.4. Ruido.....	85
7.3.5. Campos electromagnéticos.....	87
7.4. Identificación de los principales impactos	88
7.4.1. Línea Eléctrica	88
7.4.2. Parque eólico	88
7.5. Medidas preventivas y correctoras.....	90
7.6. Plan de vigilancia ambiental	91
CONCLUSIONES	93
AGRADECIMIENTOS	94
BIBLIOGRAFÍA	95
BIBLIOGRAFÍA COMPLEMENTARIA	97

1. Prefacio

1.1. Origen del proyecto

Después de oír muchas cosas sobre las energías renovables, no siempre buenas y algunas contradictorias, uno se pregunta hasta que punto son importantes e imprescindibles en el desarrollo, así como que parte de lo que se dice es cierto y si realmente aún no siendo perfectas son el camino a seguir.

Por un lado uno oye que las energías renovables han experimentado un crecimiento espectacular en los últimos años e incluso que algunos países europeos serán capaces en los próximos años de afrontar todo su consumo energético exclusivamente con energía limpia. Véase el ejemplo de Finlandia entre otros muchos países europeos que van por ese camino.

“Finlandia: a la vanguardia de un sistema 100% renovable

Finlandia se coloca también por encima del 38% de consumo renovable, un dato favorecido por la posibilidad de desarrollo de la eólica en el archipiélago Aland.

Además, los expertos de la Universidad Tecnológica de Lappeeranta (LUT) han modelado un sistema con gran capacidad instalada de energía solar (unos 35 GW) y de energía eólica (unos 44 GW), lo que podría generar más de 166 TWh de electricidad anualmente, una cifra que doblaría el nivel actual de consumo final.” Citado en Eolicacat.net [1]

O que el 2013, la energía eólica ocupó el primer puesto en producción energética en un año completo en España, hecho que ocurría por primera vez en la historia y que además era la primera vez que algo así sucedía en todo el mundo. Web de AEE [2]

O que la energía eólica tiene un efecto reductor en el precio de la energía que consumimos. Citado en varios sitios como por ejemplo *“El efecto reductor de la eólica sobre los precios del mercado eléctrico por su bajo coste de generación frente a las tecnologías convencionales fue en 2015 de 12 euros. **Esto significa que, si no hubiese existido la tecnología eólica, el precio medio anual del mercado eléctrico hubiera sido de 62,32 euros/MWh, un 23,8% más alto.**”* citado de la web de AEE [2] o bien *“El 8 de mayo a la 1 de la tarde Alemania alcanzó un nuevo récord en generación de energía renovable: las renovables (solar, eólica, hidráulica y biomasa) suministraban 55 GW de los 63 GW que consume. **Esto hizo que los precios de la***

electricidad fueran negativos durante unas horas.” citado en un artículo de la web de Xataka [3]. En la figura 1.1 siguiente vemos los precios, generación y consumo eléctricos.

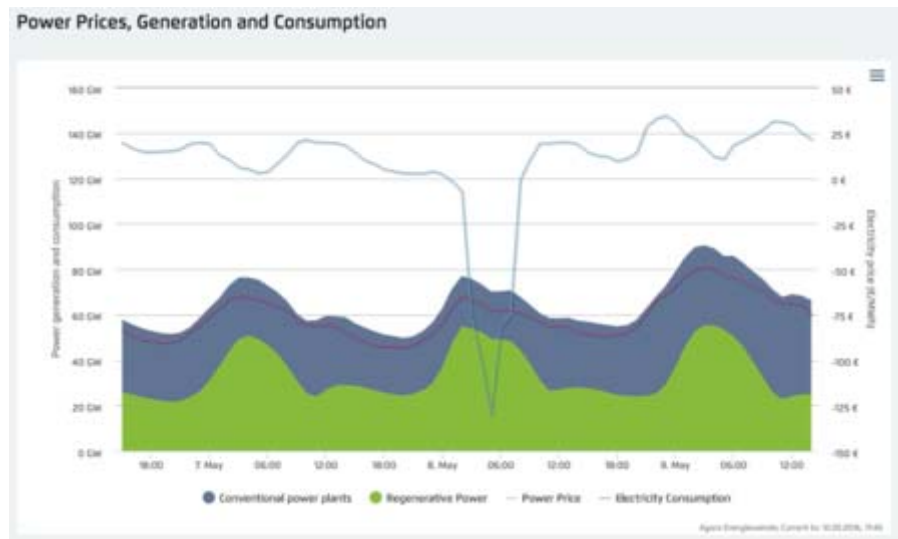


Figura 1.1 Precios, generación y consumo eléctricos

Y por otro que la energía es cara, no competitiva y que el simple hecho de que se esté usando es porque está subvencionada por el estado.

“La CNE define al régimen especial como un tratamiento que se otorga a la producción de energía eléctrica procedente de instalaciones cuya potencia instalada no supera los 50 MW, que utilizan fuentes de energía renovables (solar, eólica, hidráulica, y biomasa), residuos y cogeneración. En 2014 el 38 % de la electricidad generada en España correspondió a este régimen. Esta energía es cara. Salvo casos puntuales no es competitiva y su existencia se debe a que está subvencionada (prima).” Citado en Prima y déficit de tarifa del Sector eléctrico [4]

1.2. Motivación

Dado que elegí la especialización en Fluidotecnia, de toda la parte de energías renovables me decanté por máquinas hidráulicas como son los molinos de viento y saber así de primera mano lo que cuesta implantar un parque eólico, si realmente son rentables, que cantidad de energía son capaces de producir y si realmente merecen el calificativo de energía limpia y responderme así muchas de las dudas que se me creaban al leer los distintos artículos.

2. Introducción

2.1. Objetivos del proyecto

Puesto que la zona de la Terra Alta de Tarragona tiene ya una gran capacidad eólica instalada, nos asegura que ya es una zona excelente y con mucho potencial eólico y que no será una pérdida de tiempo y recursos el buscar otra zona óptima para la instalación de un nuevo parque.

El objetivo será buscar una zona idónea para la instalación del parque y ver si con la nueva política de precios para las energías renovables, los peajes por uso de la red eléctricas y el cambio de política en las subvenciones, se puede hacer económicamente viable priorizando el minimizar el impacto medioambiental antes que maximizar el número de molinos instalados.

2.2. Alcance del proyecto

Para cumplir esos objetivos realizaremos el estudio siguiendo los siguientes pasos lógicos :

- **Calcular el potencial eólico disponible.** Imprescindible tanto para seleccionar la zona como para orientar adecuadamente los molinos instalados.
- **Disponibilidad del terreno.** Ya sea valorando el acceso y complejidad del terreno para la instalación de los molinos, como por contar con una red eléctrica cercana y fuera de espacios protegidos (impacto ambiental).
- **Selección del aerogenerador.** Hay mucha variedad de marcas y modelos, que serán mejores o peores según la franja de velocidades del viento para los que estén diseñados para trabajar. La elección de modelo adecuado puede mejorar sensiblemente la rentabilidad, o en el caso que nos hemos planteado mantener la rentabilidad pero permitir la instalación de menos molinos.
- **Estudio económico.** Valorando los costes de la obra civil y de la financiación necesaria para llevar a cabo el proyecto, verificar que es económicamente viable con el dimensionamiento elegido, buscando que sea sostenible y con un margen de

rentabilidad razonable para compensar las posibles variaciones causadas tanto por usar datos públicos y no medidos en el lugar, así como por la incertidumbre propia de la meteorología, con la variabilidad del viento que conlleva los distintos años.

- **Impacto ambiental.** Análisis de los distintos elementos en los que puede interferir la instalación, ya sea por dañar visualmente el paisaje, como por el ruido causado por los aerogeneradores o a la fauna existente entre otros.

3. Estudio eólico

3.1. Introducción

El término “eólico” proviene del latín “aeolicus”, perteneciente o relativo a Eolo, Dios de los vientos en la mitología griega.

La energía eólica es pues la energía obtenida del viento. Para ello se interpone un molino orientado perpendicularmente a la dirección principal del viento, de manera que el movimiento de las palas impulsadas por él se convierte en energía mecánica (antiguos molinos) o eléctrica (aerogeneradores actuales).

Actualmente suministra más del 3% del consumo mundial de electricidad y se espera que para 2020 se supere el 5%. A más largo plazo, la Agencia Internacional de la Energía prevé que la energía del viento pueda cubrir el 9% de la demanda eléctrica mundial y más del 20% en Europa. Además, junto con la solar y otras renovables, son y serán cada vez más imprescindibles a medida que se perfeccione su rendimiento en países en desarrollo.

Para explicar brevemente los conceptos teóricos básicos nos basaremos en los puntos tratados en el libro Energías Renovables para el desarrollo[5].

3.2. Efecto Coriolis

Debido a la rotación del globo terrestre, cualquier movimiento en el hemisferio norte es desviado hacia la derecha, si se mira desde nuestra posición en el suelo(en el hemisferio sur lo es hacia la izquierda). Esta fuerza aparente que hace que la trayectoria se curve es conocida como fuerza de Coriolis, en honor al matemático francés Gustave-Gaspard Coriolis(1792- 1843).

La fuerza de Coriolis afecta a los vientos globales de la siguiente forma. El viento sube desde el ecuador y se desplaza hacia el norte y el sur en las capas más altas de la atmósfera. Alrededor de los 30° de latitud en ambos hemisferios, la fuerza de Coriolis evita que el viento se desplace

más allá. En esa latitud se encuentra un área de altas presiones, por lo que el aire empieza de nuevo a descender. Este efecto se puede ver en la figura 3.1.

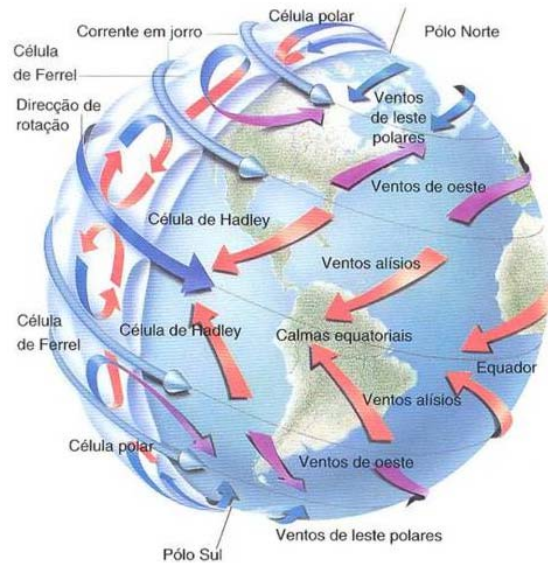


Figura 3.1. Efecto Coriolis

Cuando el viento asciende desde el ecuador, se forma un área de bajas presiones cerca del nivel del suelo que atrae los vientos del norte y del sur, mientras que en los polos habrá altas presiones debido al aire frío. Teniendo en mente la fuerza de curvatura de la fuerza de Coriolis, obtenemos los siguientes resultados generales de las direcciones del viento dominantes:

Latitud	90-60°N	60-30°N	30-0°N	0-30°S	30-60°S	60-90°S
Dirección	NE	SO	NE	SE	NO	SE

La atmósfera tiene un espesor de solo 10km, lo que representa 1/1.200 veces el diámetro del globo terrestre. Es en esta parte de la atmósfera, conocida con el nombre de troposfera, donde tienen lugar todos los fenómenos meteorológicos.

Las direcciones dominantes del viento son importantes para el emplazamiento de un aerogenerador, ya que obviamente queremos situarlo en un lugar en el que haya el mínimo

número de obstáculos posibles para las direcciones dominantes del viento. Sin embargo, la geografía local puede influir en los resultados de la tabla anterior.

3.3. El viento geostrófico

Los vientos que hasta ahora se han considerado como globales son en realidad los vientos geostróficos. Tales vientos geostróficos se generan principalmente por las diferencias de temperatura, así como por las de presión, y apenas se ven influidos por la superficie de la Tierra. Los vientos geostróficos se encuentran a una altura de 1.000m a partir del nivel del suelo. La velocidad de los vientos geostróficos puede medirse utilizando globos sonda.

3.4. Vientos de superficie

Los vientos reciben una influencia mucho mayor de la superficie terrestre a altitudes de hasta 100m. Se frenan por la rugosidad de la superficie de la Tierra y por los obstáculos que encuentran en su camino. Las direcciones del viento cerca de la superficie serán ligeramente diferentes de las de los vientos geostróficos, debido a la rotación de la Tierra (fuerza de Coriolis). Tratándose de energía eólica, interesará conocer los vientos de superficie y cómo calcular la energía aprovechable del viento.

Aunque los vientos globales son importantes en la determinación de los vientos dominantes de un área determinada, las condiciones climáticas locales influyen de forma determinante en las direcciones de viento más comunes. La dirección del viento depende, así, de la suma de los efectos global y local.

3.5. Brisas marinas

Durante el día, la tierra se calienta más rápidamente que el mar por efecto del sol. El aire sube, circula hacia el mar y crea una depresión a nivel del suelo que atrae el aire frío del mar. Este efecto se llama brisa marina. A menudo hay un período de calma al anochecer, cuando las temperaturas del suelo y del mar se igualan. Durante la noche, los vientos soplan en

sentido contrario. Normalmente, en las horas nocturnas la brisa terrestre tiene velocidades inferiores, debido a que la diferencia de temperaturas entre la tierra y el mar es menor. El conocido monzón del sureste asiático es, en realidad, una manifestación a gran escala de las brisas marina y terrestre, cuya dirección varía según la estación, dado que la tierra se calienta o enfría más rápidamente que el mar.

3.6. Vientos locales: vientos de montaña

Las regiones montañosas muestran modelos de clima muy interesantes. Un ejemplo es el viento del valle que se origina en las laderas que dan al sur (o en las que dan al norte en el hemisferio sur). Cuando las laderas y el aire próximo a ellas están calientes, la densidad del aire disminuye, el aire asciende hasta la cima siguiendo la superficie de la ladera. Durante la noche, la dirección del viento se invierte, para formar un viento que fluye ladera abajo. Si el fondo del valle está inclinado, el aire puede ascender y descender por valle; este efecto es conocido como viento cañón. Los vientos que soplan en las laderas a sotavento pueden ser bastante potentes. Ejemplos de ellos son el foehn de los Alpes Europa y el chinook en las Montañas Rocosas. Otros sistemas de viento de locales son el mistral, que sopla a lo largo valle del Ródano hasta el mar Mediterráneo, y el siroco, un viento del sur proveniente del Sahara que sopla hacia el Mediterráneo.

3.7. La energía en el viento: área de barrido del rotor y tubo de corriente

El área del rotor determina cuanta energía del viento es capaz de capturar una turbina eólica. Dado que el área del rotor aumenta con el cuadrado de diámetro del rotor, una turbina que sea dos veces más grande recibirá cuatro veces más energía.

El rotor de la turbina eólica debe frenar el viento cuando captura su energía cinética y la convierte en energía rotativa. Esto implica que el viento se moverá más lentamente en la parte izquierda que en la derecha. Dado que la cantidad de aire que pasa a través del área barrida por el rotor desde la derecha (por segundo) debe ser igual a la que abandona el área por la izquierda, el aire ocupará una mayor sección transversal (diámetro) detrás del plano del rotor.

Este efecto puede apreciarse en la figura 3.2, donde se muestra un tubo imaginario llamado de corriente, alrededor del de la turbina eólica.

El tubo de corriente muestra como el viento, moviéndose lentamente hacia la izquierda, ocupará un gran volumen en la parte posterior del rotor.

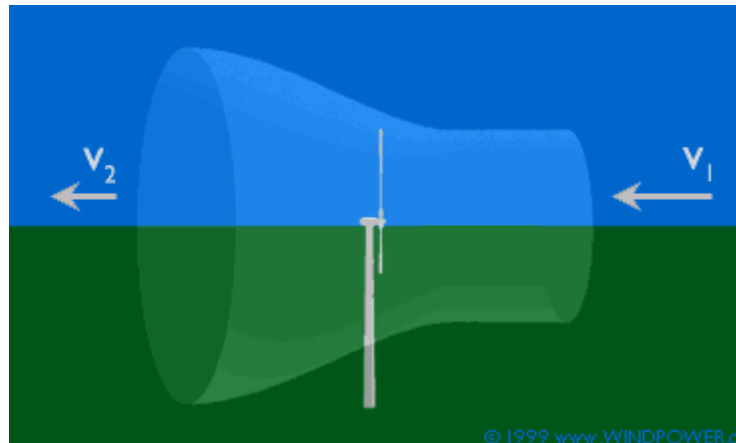


Figura 3.2. Tubo de corriente alrededor de la turbina eólica

3.8. Beneficios de la energía eólica

La energía eólica es una fuente de energía renovable, no contamina, es inagotable y reduce el uso de combustibles fósiles, origen de las emisiones de efecto invernadero que causan el calentamiento global. Además, es una energía autóctona, disponible en la práctica totalidad del planeta, lo que contribuye a reducir las importaciones energéticas y a crear riqueza y empleo de forma local.

Por todo ello, la producción de electricidad mediante energía eólica y su uso de forma eficiente contribuyen al desarrollo sostenible.

De todas estas ventajas, es importante destacar que la energía eólica no emite sustancias tóxicas ni contaminantes del aire como producen las termoenergéticas, que pueden ser muy perjudiciales para el medio ambiente y el ser humano. Estas sustancias pueden acidificar los ecosistemas terrestres y acuáticos, y corroer edificios. Los contaminantes de aire pueden desencadenar enfermedades del corazón, cáncer y enfermedades respiratorias como el asma.

Tampoco generan residuos ni contaminación del agua, un factor importantísimo teniendo en cuenta la escasez de agua en muchas zonas del planeta.

En resumen, los beneficios de la energía eólica son:

- Energía que se renueva
- Inagotable
- No contaminante
- Reduce el uso de combustibles fósiles
- Reduce las importaciones energéticas
- Genera riqueza y empleo local
- Contribuye al desarrollo sostenible

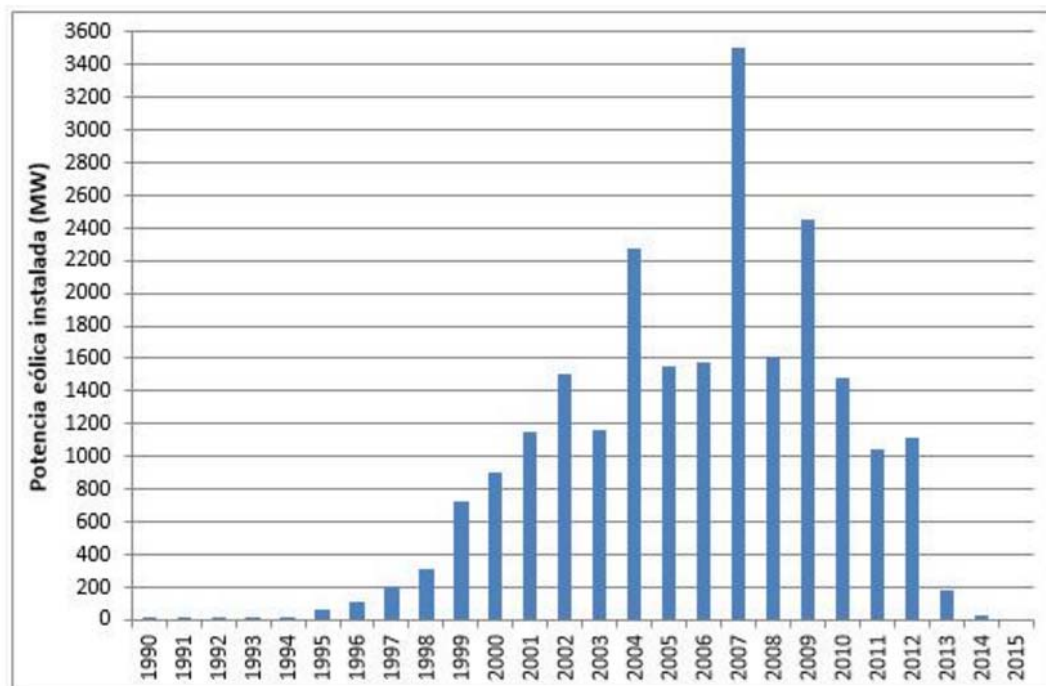
3.8.1. Venta de energía eólica

La energía eólica así como muchas de las energías renovables puede aprovecharse tanto para abastecer lugares donde no se dispone de una instalación eléctrica adecuada por tratarse por ejemplo de aldeas de zonas en desarrollo o lugares incomunicados o desasistidos largos períodos de tiempo, donde no se podría almacenar o abastecer de combustible para crear esa energía necesaria de forma sostenible; como para verter en la red eléctrica y obtener así unos beneficios por su venta.

En España, la venta de electricidad mediante energías renovables estuvo muy bien subvencionada, especialmente con la reforma del 2008 al 2014, en la que se convirtió en una inversión segura y muy rentable, en la que el Estado garantizaba un precio fijo considerablemente elevado durante los primeros 20 años y otro algo más moderado para el resto de años de vida útil de la instalación. El objetivo estaba claro, se pretendía llegar al objetivo de producción de energía limpia marcado por Europa, lo que permitió en pocos años un crecimiento del 40%.

Actualmente con la reforma que se hizo la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico y el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, que regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos (el anterior Régimen Especial), el futuro de las nuevas instalaciones es incierto. Se puede consultar en la Orden IET/2212/2015, de 23 de octubre[6] , pero resumiendo y sin entrar en datos concretos, se incorporan una serie de conceptos nuevos como rentabilidad razonable, venta a precio de mercado con una posible prima según varias condiciones, cobro de un peaje por el uso de la red eléctrica y posiblemente la parte más conflictiva el hecho de tener que financiar hasta con el 2% de los ingresos, posibles nuevos déficit causados por bajadas del precio del kW.

Como el BOE es complejo de entender se adjunta una imagen (figura 3.3) con la evolución de la potencia eólica instalada durante los últimos años, como se suele decir una imagen vale más que mil palabras, la potencia eólica instalada en el 2015, después de 16 años de crecimiento , fue de 0 MW.



Evolución de la potencia eólica instalada año a año en España | AEE

Figura 3.3. Evolución de la potencia eólica instalada (web de Eolicat[1])

3.9. Sensores de viento

Para poder calcular los recursos eólicos disponibles en la zona nos interesa medir la dirección y velocidad del viento. La velocidad se mide con el anemómetro y la dirección con la veleta.

Los anemómetros miden la velocidad instantánea del viento, pero las ráfagas de viento desvirtúan la medida, de manera que la forma más acertada es tomar el valor medio de medidas tomadas a intervalos de 10 minutos durante largos períodos de tiempo.

Por ello, existe gran diversidad de anemómetros:

- Los de empuje están formados por una esfera hueca y ligera (Daloz) o una pala (Wild), cuya posición respecto a un punto de suspensión varía con la fuerza del viento, lo cual se mide en un cuadrante.
- El anemómetro de rotación está dotado de cazoletas (Robinson) o hélices unidas a un eje central cuyo giro, proporcional a la velocidad del viento, es registrado convenientemente; en los anemómetros magnéticos, dicho giro activa un diminuto generador eléctrico que facilita una medida precisa.
- El anemómetro de presión hidrodinámica que se basa en el tubo de Pitot. Cuando el viento impacta sobre una superficie, en ella se produce una presión adicional que depende de esa velocidad, si esta presión se capta adecuadamente, y se conduce a un instrumento medidor, tendremos un anemómetro de presión (figura 3.4). Para capturar esta presión se utiliza el llamado tubo de Pitot, un tubo con uno de sus extremos generalmente doblado en forma de L y colocado de frente al viento (que medirá así la presión dinámica y estática), y el otro con un orificio lateral perpendicular a la dirección del viento (con lo que sólo medirá la presión estática). En este ejemplo en concreto (la figura 3.4) la parte en forma de U se graba una escala y dentro se coloca un líquido coloreado. La diferencia de presión entre los extremos del tubo de Pitot hará que la columna líquida se desplace de un lado, la diferencia de altura será proporcional a la velocidad del viento incidente en la boca del tubo y servirá como indicador de esta.

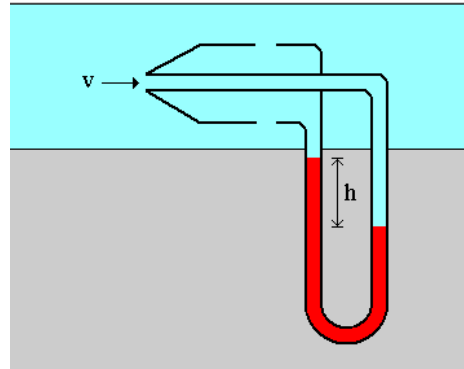


Figura 3.4. Anemómetro de presión hidrodinámica usando el tubo de pitot

El modelo más utilizado es el anemómetro de rotación (figura 3.5). Está dotado de cazoletas o hélices unidas a un eje central cuyo giro, proporcional a la velocidad del viento, es registrado convenientemente, en los anemómetros magnéticos, dicho giro activa un diminuto generador eléctrico que facilita una medida precisa.



Figura 3.5. Anemómetro de rotación

La dirección acostumbra a medirse a través de una veleta (figura 3.6), que se coloca próxima al anemómetro, instalándose todo el conjunto en la misma torre.

Igual que ocurre con la velocidad, la dirección sufre continuas fluctuaciones. El sistema determina una dirección media, promediando los valores instantáneos durante un período igual al usado en el cálculo de la velocidad (generalmente es también de 10 minutos).

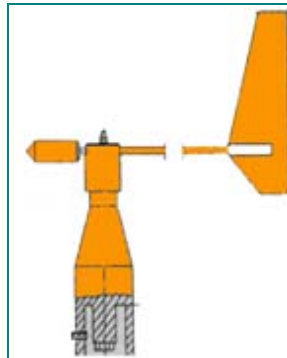


Figura 3.6. Veleta

3.10. Presentación de los datos del viento: velocidad dirección

La distribución de direcciones de viento es de vital importancia a la hora de ubicar las turbinas eólicas en terrenos no uniformes, e incluso para conocer la variabilidad direccional del régimen de vientos al que debe responder el sistema de orientación de la máquina.

La rosa de las frecuencias normalizada se obtiene a partir de las frecuencias de ocurrencia observadas en intervalos de dirección y velocidad dados.

Lo más habitual es dividir los 360° en 16 sectores:

N, NNE, NE, ENE, E, ESE, SE, SSE, S, SSO, SO, OSO, O, NO, NNO

Cada sector corresponde a 22,5°; correspondiendo el N desde 348,75° a 11,25°, el NNE desde 11,25° a 33,75°, etc.

La rosa de los vientos se trata pues de un diagrama polar que representa el tanto por ciento de viento con la dirección indicada y, en módulo, su escala de velocidad media. Se toma como período de referencia un año (8760h).

3.10.1. Variación de la velocidad con la altura

La velocidad del viento varía verticalmente en función de la altura del suelo debido a la rugosidad del terreno. Pero partir de cierta altura, esta variación de la velocidad no depende de la superficie del terreno sino del régimen atmosférico, manteniéndose la velocidad constante o con mínimas variaciones respecto a la altura sobre el suelo.

La capa donde la velocidad del viento es independiente de la rugosidad del terreno recibe el nombre de capa superficial.

- La capa superficial tiene una altura de 200 m.
- Permite conocer el régimen de viento en cada una de las posiciones de los aerogeneradores del parque eólico y por tanto la producción global del parque eólico.

Presenta el interés práctico de permitir la extrapolación de los valores de velocidad de una posición (por ejemplo allí donde se ha colocado la torre de medición) a otra posición, en la cual se vaya a situar los aerogeneradores del parque eólico

Para caracterizar las condiciones de un terreno, se define el parámetro z_0 , denominado longitud de rugosidad, como la altura respecto al nivel del suelo expresada en metros, donde la velocidad del viento es nula. De esta forma, una superficie lisa, por ejemplo un lago presenta una longitud de rugosidad muy pequeña (prácticamente la velocidad se puede suponer nula en la propia superficie del agua), mientras que un terreno boscoso o con edificios presenta un valor elevado (la velocidad del viento se hará nula en una zona próxima a la superficie de las copas de los árboles). Se adjunta tabla 3.1 resumen.

Z_0 (m)	
1.00	Ciudad Bosque
0.50	Suburbios
0.30	Cinturones verdes
0.20	Arbolado abundante
0.10	Campo
0.05	Campo abierto
0.03	campo sin construcciones sin arbolado
0.01	Pistas de aeropuertos hierba cortada
5.10-3	Terreno descubierto
10-3	Superficies nevadas
3.10-4	Superficies de arena
10-4	Agua (lagos, mar)

Tabla 3.1. Tabla de rugosidades en función del terreno[7]

En este caso tenemos zonas con arbolado, por lo que la rugosidad se considerará de 0,15.

3.10.2. Influencia del relieve

El relieve del terreno es otro factor que influye en la velocidad del viento. Las elevaciones del terreno pueden ocasionar un aumento de velocidad (aceleración) si el perfil es de forma y pendiente suave o pueden disminuir la velocidad (frenado) si se trata de fuertes pendientes, crestas o bordes agudos.

Las colinas suaves, con pendientes desprovistas de alta vegetación u obstáculos y cimas redondeadas, son lugares potencialmente adecuados para la instalación de aerogeneradores, que aprovechan el efecto acelerador del relieve.

Por el contrario, las fuertes pendientes son peores lugares debido a la formación de zonas de turbulencia, que no sólo reducen la energía que puede obtener el aerogenerador, sino que producen esfuerzos mecánicos de fatiga sobre la máquina acortando la vida útil. 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.

3.11. Recurso eólico zonal

Como se puede ver en la figura 3.7 del Atlas eólico del IDAE[8], la zona del sur de Cataluña es idónea para la instalación del parque eólico objeto de este estudio, con velocidades del viento a partir de 5 m/s.

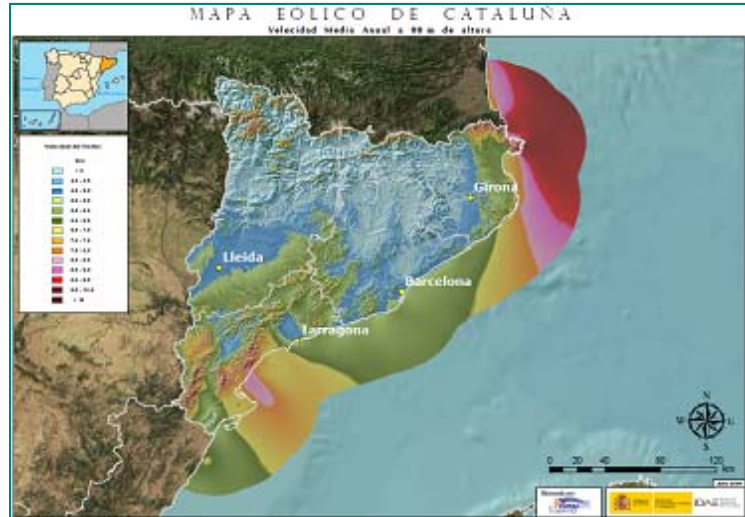


Figura 3.7. Mapa eólico de Cataluña[8]

En Cataluña existe un amplio parque eólico como se puede ver en la figura 3.8. En el municipio de Caseres existen dos, el de Mudéfer y el de Mudéfer II, señalados en la tabla 3.2.

Cataluña

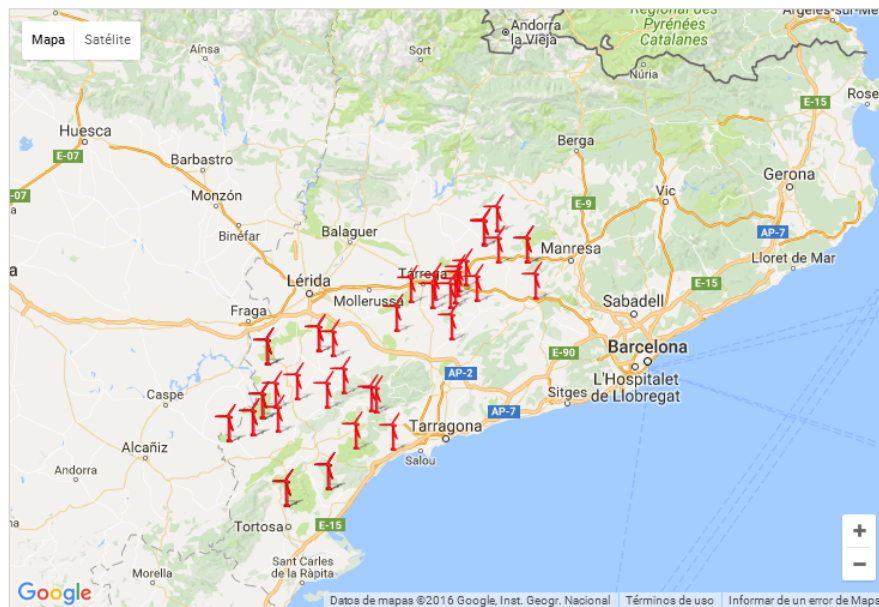


Figura 3.8. Parques instalados en Cataluña según el AEE[2]

Localizacion	Parque eolico	Sociedad promotora	Termino municipal	Provincia	Potencia instalada MW	Nº de aerogeneradores	Potencia unitaria KW	Marca del aerogenerador	Modelo	Tecnología
73	Coll del Panissot	Parc Eólic Coll de Panissot, S.L.U.	Almatret	Lleida	9	3	3000	Alstom-Ecotènia	ECO110	DFIG
74	Els Escambrons	ACCIONA ENERGÍA	Almatret	Lleida	48	16	3000	ACCIONA WIND POWER	AW 3000	DFIG
75	Parc Eolic Almatret	Element Power	Almatret	Lleida	49,4	22 y 3	2000 y 1800	VESTAS	V90	DFIG
125	Barbers	TARRACO EÓLICA ASCÓ, S.A.	Asoó	Tarragona	30	12	2500	NORDEX	N90	
154	Torre Madrina (Fase A)	Parc Eolic Torre Madrina, S.L.U.	Batea y Gandesa	Tarragona	24	10	2500	GE	GE 2,5 xl	DFIG
155	Torre Madrina (Fase B)	Parc Eolic Torre Madrina, S.L.U.	Batea y Gandesa	Tarragona	24	10	2500	GE	GE 2,5 xl	DFIG
156	Coll de Moro I y II	Parc Eolic Coll de Moro, S.L.U.	Batea, Gandesa, Bot y Vilalba dels Arcs	Tarragona	48	20	2500	GE	GE-2.5	DFIG
160	Les Rotes	TARRACO EÓLICA LES GARRIGUES, S.A.	Bellaguarda y La Granadella	Lleida	44	22	2000	VESTAS	V90	DFIG
195	Serra Voltorera	Parc Eólic Serra Voltorera, S.L.U.	Cabra del Camp, Barberà de la Conca, Montblanc y Pira	Tarragona	16	10	1670	Alstom-Ecotènia	ECO74	DFIG
238	Mudéfer	SOCIEDAD CATALANA D 'ENERGIES RENOVABLES (CATER) (PARC EOLIC MUDEFER, S.L.)	Caseres	Tarragona	45	25	1800	VESTAS	V90	DFIG
239	Mudéfer II	SOCIEDAD CATALANA D 'ENERGIES RENOVABLES (CATER) (PARC EOLIC MUDEFER, S.L.)	Caseres	Tarragona	12,6	7	1800	VESTAS	V90	DFIG



Tabla 3.2. Tabla de parques eólicos en Caseres según el AEE[2]

3.11.1. Rosa de los vientos

El parque esta situado en el término municipal de Caseres, en Tarragona. Se ha elegido este lugar, por que es una zona hay viento con mucha frecuencia y es bastante regular, dos requisitos fundamentales para construir un parque eólico.

Para mostrar la información sobre las distribuciones de velocidades del viento y la frecuencia de variación de las direcciones del viento, puede dibujarse la llamada rosa de los vientos basándose en observaciones meteorológicas de las velocidades y direcciones del viento.

La rosa esta dividida en dieciséis sectores, cada uno indicando una dirección de Oeste Noroeste. Un vistazo a la rosa de los vientos es extremadamente útil para orientar los aerogeneradores. Si una gran parte de la energía del viento viene de una dirección en particular, lo que se deseará cuando se coloque una turbina eólica, será tener la menor cantidad de obstáculos posibles en esa dirección, así como un terreno lo más liso posible.

Utilizando el Atlas eólico del IDAE[8], la figura 8 nos muestra en que puntos podemos consultar las mediciones, y las figura 3.9 y 3.10 un ejemplo de los datos que obtenemos junto con la representación gráfica en forma de rosa de los vientos.

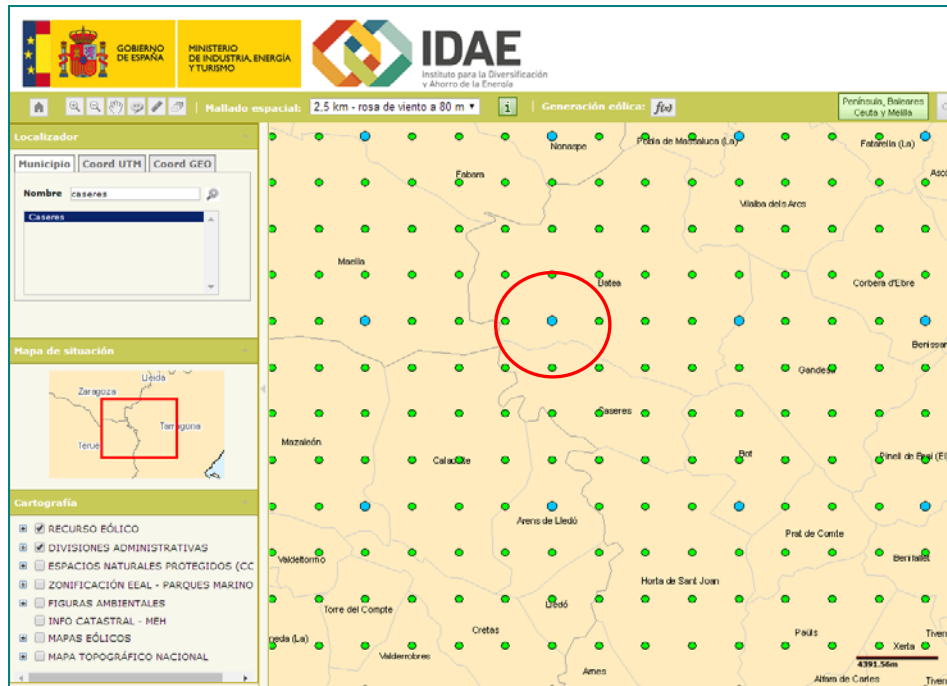


Figura 3.9. Zona de medición

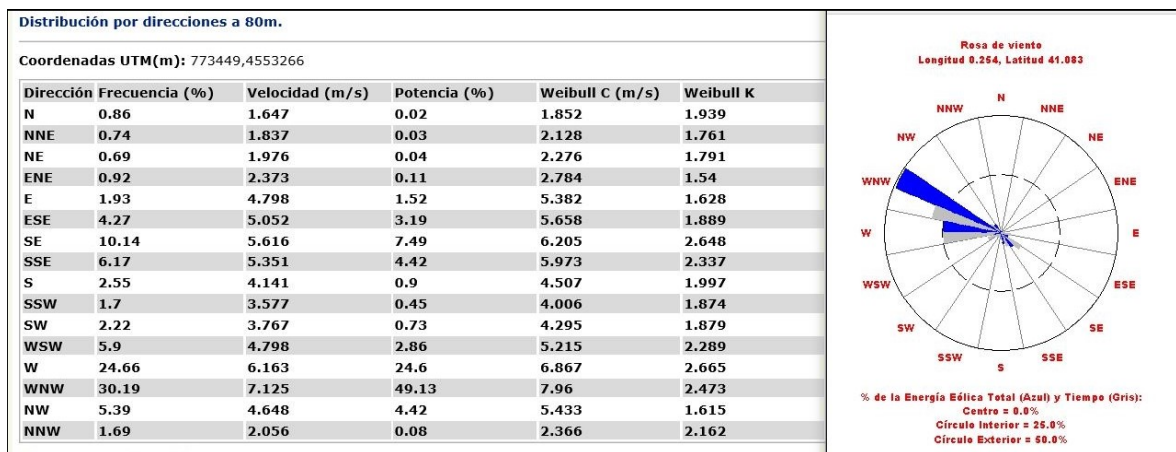


Figura 3.10. Datos y rosa de los vientos

Fi

4. Estudio de alternativas

4.1. Introducción

Una vez visto como obtener el potencial eólico de la zona estudiada, vamos a analizar las distintas zonas posibles del municipio que no están ya ocupadas por los otros parques instalados, de manera que se pueda llevar a cabo una evaluación crítica y objetiva de las conveniencias de los distintos emplazamientos para el problema que se plantea en este proyecto.

La elección de la solución más favorable es el resultado de un proceso en el que convergen condiciones de tipo tecnológico, medioambientales y económicas.

Es por ello que son diversos los enfoques desde los que se puede abordar el problema. A continuación se procederá a un estudio de las distintas soluciones a nivel, fundamentalmente funcional y económico, sin descartar otros aspectos ambientales o estéticos. Se valorarán distintas alternativas y se les asignará una puntuación en cada apartado considerado. Este análisis conjunto de parámetros se lleva a cabo por la complejidad que radica en valorar individualmente cada uno de los aspectos.

4.2. Alternativas propuestas

En este apartado se hace un análisis detallado de las propiedades que tiene cada alternativa. Los puntos a considerar serán la calidad del recurso eólico, distancia a la red eléctrica, impacto medioambiental, impacto visual, complejidad de la ejecución y que la zona no pertenezca a un espacio protegido.

Es necesario adjuntar plano del ICGC[8] (figura 4.1), donde se puede ver la zona coloreada en verde, que es la zona protegida, parámetro fundamental a considerar en el estudio pues no se podría llevar a cabo el proyecto en esa zona.



Figura 4.1. Mapa de zonas protegidas del ICGC[8]

La figura 4.2 muestra la red eléctrica zonal, con el fin de ver la distancia del parque a la red más próxima.

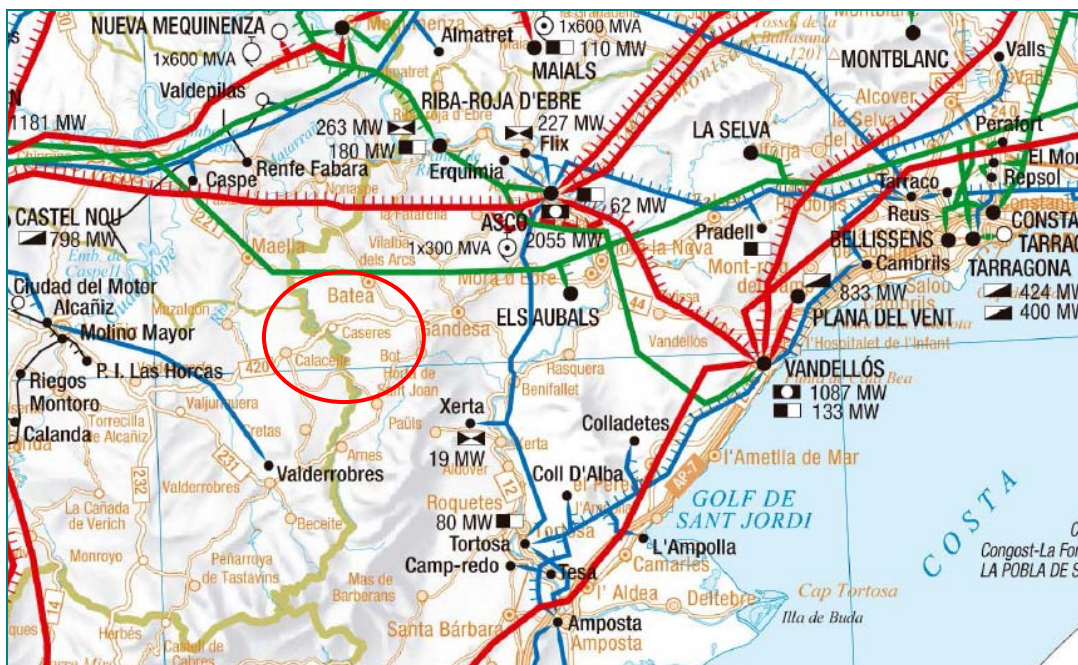


Figura 4.2. Red eléctrica zonal según REE[10]

Por último se utiliza los datos del IDEC[11] en la figura 4.3, donde se pueden ver los parques eólicos existentes actualmente.

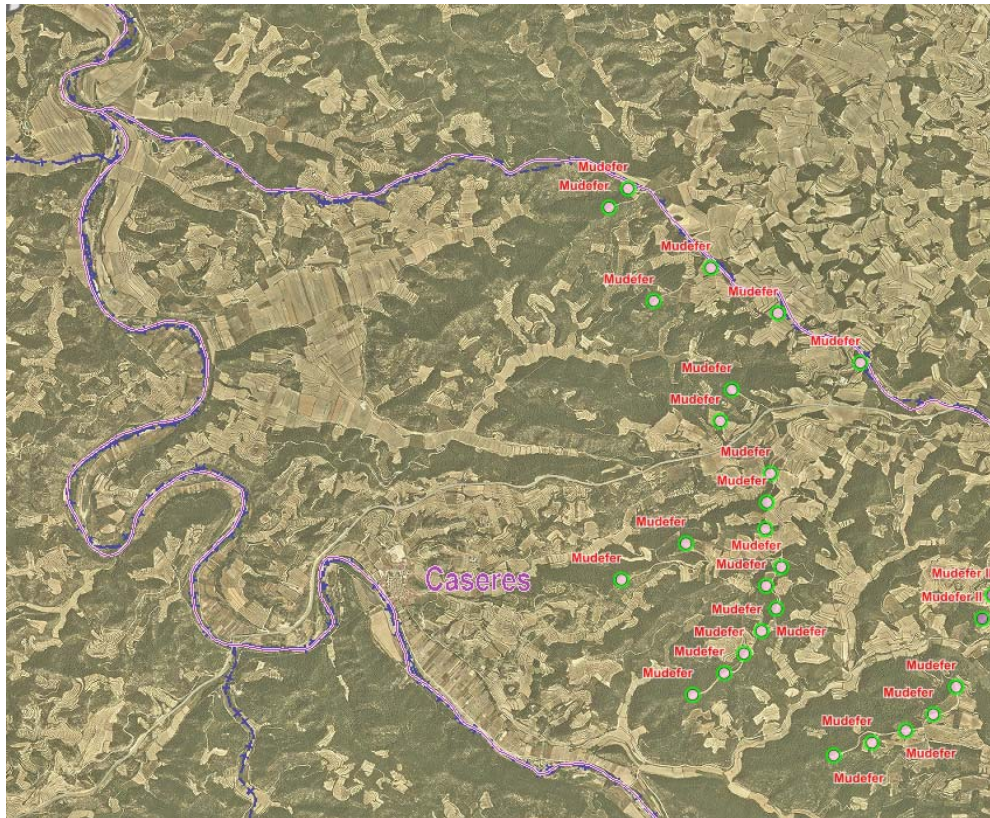


Figura 4.3. Mapa de parques eólicos existentes[11]

Los emplazamientos posibles en el municipio son:

- Emplazamiento 1 (figura 4.4).

En la figura 4.5 se muestra la rosa de los vientos zonal. En la tabla 4.1 la distribución por direcciones y en la tabla 4.2 las horas de viento anuales por direcciones.

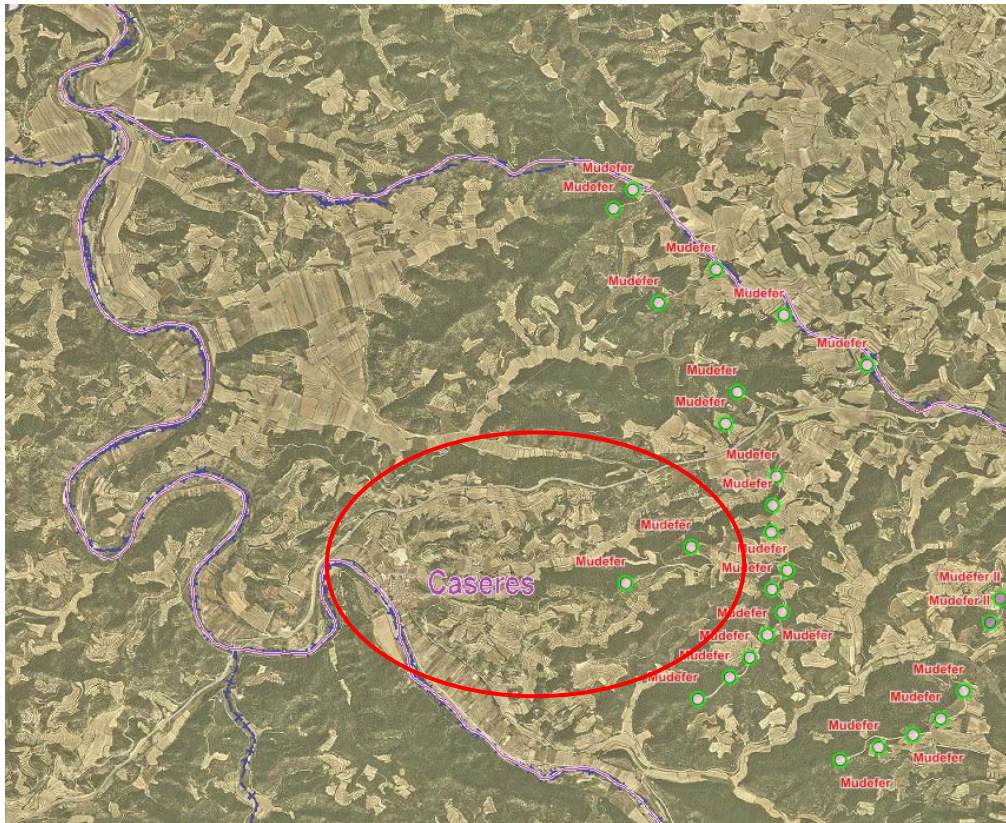


Figura 4.4. Planta del emplazamiento 1

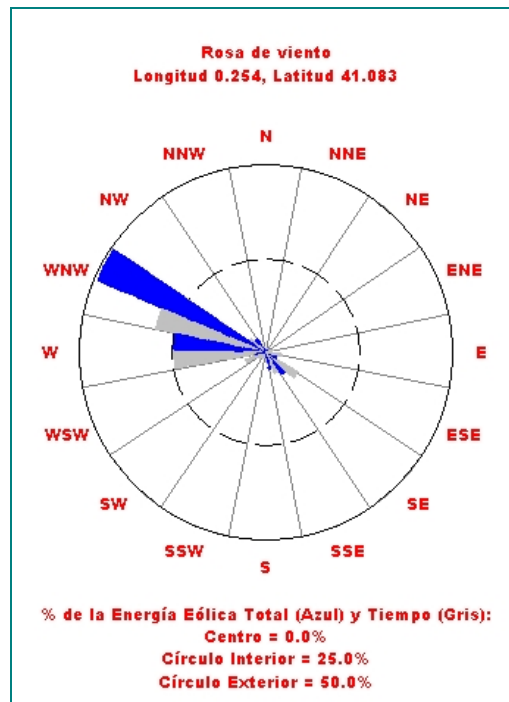


Figura 4.5. Rosa de los vientos del emplazamiento 1[8]

Información					
Distribución por direcciones a 80m.					
Coordenadas UTM(m): 775949,4548266					
Dirección	Frecuencia (%)	Velocidad (m/s)	Potencia (%)	Weibull C (m/s)	Weibull K
N	0.85	1.786	0.02	2.023	1.925
NNE	0.65	1.799	0.02	2.059	1.927
NE	0.58	1.978	0.02	2.317	1.738
ENE	0.89	2.597	0.11	2.982	1.45
E	2.2	5.283	1.68	5.956	1.648
ESE	4.34	5.315	2.67	5.956	1.94
SE	9.6	5.621	4.99	6.135	2.642
SSE	7.29	5.665	4.21	6.292	2.52
S	3.14	4.759	1.21	5.212	2.059
SSW	1.7	3.943	0.4	4.433	2.078
SW	1.72	3.828	0.44	4.347	1.851
WSW	4.19	5.334	2.17	5.892	2.239
W	21.84	7.005	24.06	7.851	2.6
WNW	33.07	7.879	52.77	8.859	2.558
NW	6.23	5.429	5.15	6.306	1.753
NNW	1.69	2.252	0.08	2.631	2.329

Tabla 4.1. Distribución por direcciones del emplazamiento 1[8]

DIRECCIÓN	FRECUENCIA %	VELOCIDAD (m/s)	HORAS
N	0,85	1,786	74
NNE	0,65	1,799	57
NE	0,58	1,978	51
ENE	0,89	2,597	78
E	2,2	5,283	193
ESE	4,34	5,315	380
SE	9,6	5,621	841
SSE	7,29	5,665	639
S	3,14	4,759	275
SSW	1,7	3,943	149
SW	1,72	3,828	151
WSW	4,19	5,334	367
W	21,84	7,005	1.913
WNW	33,07	7,879	2.897
NW	6,23	5,429	546
NNW	1,69	2,252	148
SUMA			8758,248

Tabla 4.2. Distribución de horas de vientos anuales por direcciones del emplazamiento 1

Este emplazamiento ubicado al este de la población de Caseres, se caracteriza por tener una buena accesibilidad tanto para la ejecución de las obras como para el mantenimiento de las instalaciones al estar cercano a la carretera nacional N-420 y a otras carreteras secundarias de la población.

El viento sería favorable en esta posición, según refleja la rosa de los vientos medido en el punto más cercano (figura 5), optimizando el recurso eólico disponible; en la dirección más favorable WNW, el viento tiene una velocidad de 7,879 m/s con una frecuencia del 33,07% del tiempo al año y si nos fijamos en las horas de viento desde esa dirección y de las más cercanas prácticamente 2/3 partes del año se tendrían los aerogeneradores perfectamente orientados.

Se encuentra en una zona que no supone un gran impacto ambiental al no estar en ninguna zona protegida, ni tampoco supone un gran impacto sobre el ecosistema ya que es una zona poco vegetada.

Sin embargo se tendría que contemplar como aspectos negativos que al estar cerca del casco urbano el impacto visual sería elevado y especialmente que sería una zona demasiado cercana a otro parque eólico existente, con lo que colocar los aerogeneradores en determinadas zonas podría apantallar a otros de la otra instalación vecina. La red eléctrica no la consideraremos un factor determinante pues con la cantidad de instalaciones eólicas que hay y la poca distancia entre las parcelas estudiadas no aportaría una diferencia sustancial.

- Emplazamiento 2 (figura 4.6).

En la figura 4.7 se muestra la rosa de los vientos zonal. En la tablas 4.3 la distribución por direcciones y en la tabla 4.4 las horas de viento anuales por direcciones.

Este emplazamiento se encuentra ubicado al norte de la población, también tiene muy buena accesibilidad al igual que el emplazamiento 1. Aunque no tan cercana y ser algo más montañosa.

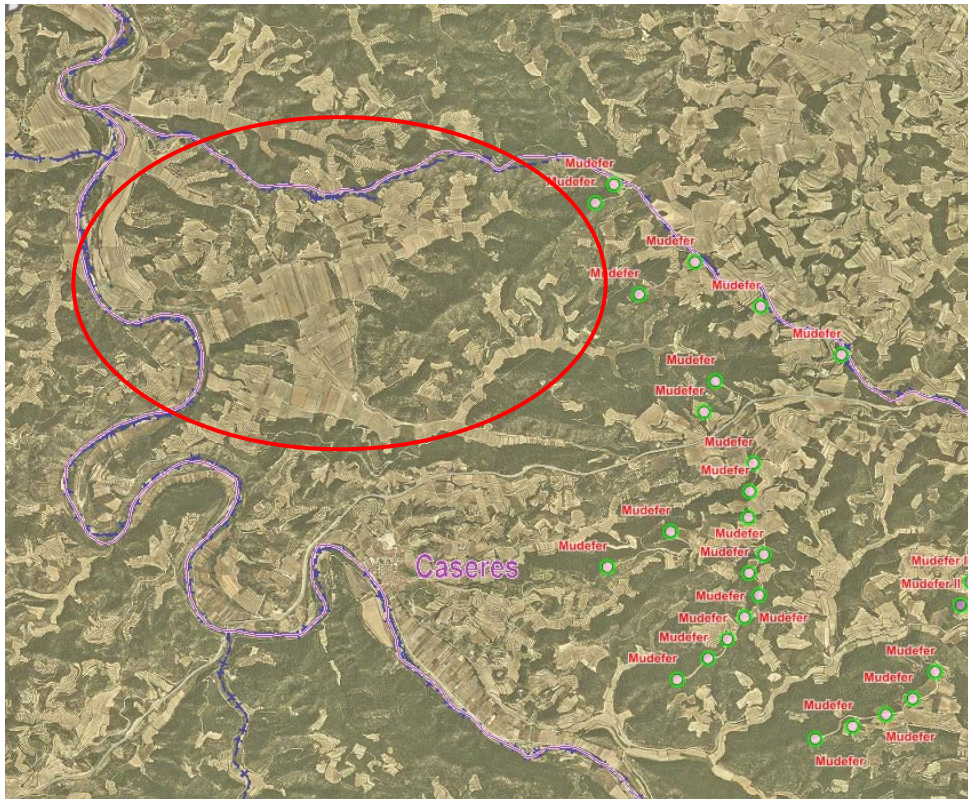


Figura 4.6. Planta del emplazamiento 2

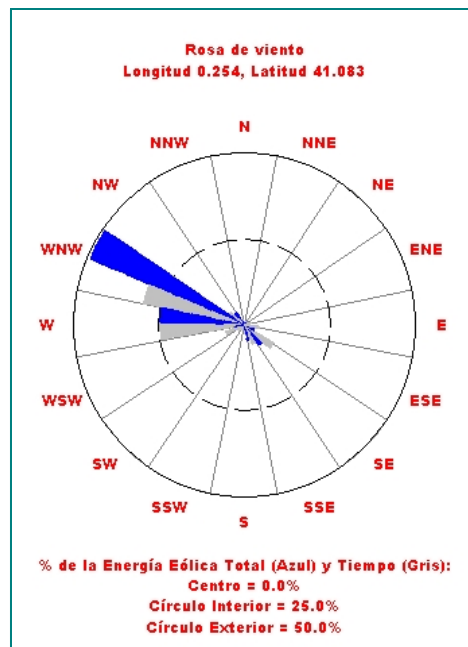


Figura 4.7. Rosa de los vientos del emplazamiento 2[8]

Información					
Distribución por direcciones a 80m.					
Coordenadas UTM(m): 773449,4550766					
Dirección	Frecuencia (%)	Velocidad (m/s)	Potencia (%)	Weibull C (m/s)	Weibull K
N	0.89	2.001	0.02	2.261	1.965
NNE	0.74	2.141	0.03	2.504	1.792
NE	0.69	2.338	0.03	2.732	1.826
ENE	0.93	2.941	0.12	3.509	1.548
E	2	5.848	1.55	6.578	1.657
ESE	4.3	6.142	3.14	6.884	1.92
SE	9.7	6.739	6.78	7.418	2.632
SSE	6.25	6.599	4.68	7.403	2.354
S	2.73	5.258	1.08	5.723	2.033
SSW	1.81	4.528	0.53	5.079	1.926
SW	2.22	4.731	0.78	5.424	1.932
WSW	5.91	5.918	2.97	6.461	2.317
W	23.78	7.483	23.48	8.352	2.677
WNW	30.58	8.698	49.86	9.734	2.497
NW	5.74	5.777	4.87	6.759	1.643
NNW	1.74	2.499	0.08	2.865	2.209

Tabla 4.3. Distribución por direcciones del emplazamiento 2[8]

DIRECCIÓN	FRECUENCIA %	VELOCIDAD (m/s)	HORAS
N	0,89	2,001	78
NNE	0,74	2,141	65
NE	0,69	2,338	60
ENE	0,93	2,941	81
E	2	5,848	175
ESE	4,3	6,142	377
SE	9,7	6,793	850
SSE	6,25	6,599	548
S	2,73	5,258	239
SSW	1,81	4,528	159
SW	2,22	4,731	194
WSW	5,91	5,918	518
W	23,78	7,483	2.083
WNW	30,58	8,698	2.679
NW	5,74	5,777	503
NNW	1,74	2,499	152
SUMA		8760,876	

Tabla 4.4. Distribución de horas de vientos anuales por direcciones del emplazamiento 2

La rosa de los vientos al igual que en el resto también es excelente (figura 4.7). En la dirección más favorable WNW, el viento tiene una velocidad media elevada de 8,698 m/s con una frecuencia del 30,58% del tiempo al año.

No supone impacto ambiental al no estar en ninguna zona protegida, ni sobre el ecosistema ya que es una zona poco vegetada. Al no estar muy cerca del casco urbano el impacto visual no es importante. La rugosidad del terreno nos influirá en la complejidad de ejecución de la obra que en esta zona será de 0,15 (tabla 3.1), al ser una zona de campo con arbolado aunque no muy abundante. Y la accesibilidad a la red eléctrica será tan buena como en cualquier otra parcela.

- o Emplazamiento 3 (figura 4.8).

En la figura 4.9 se muestra la rosa de los vientos zonal. En la tablas 4.5 la distribución por direcciones y en la tabla 4.6 las horas de viento anuales por direcciones.

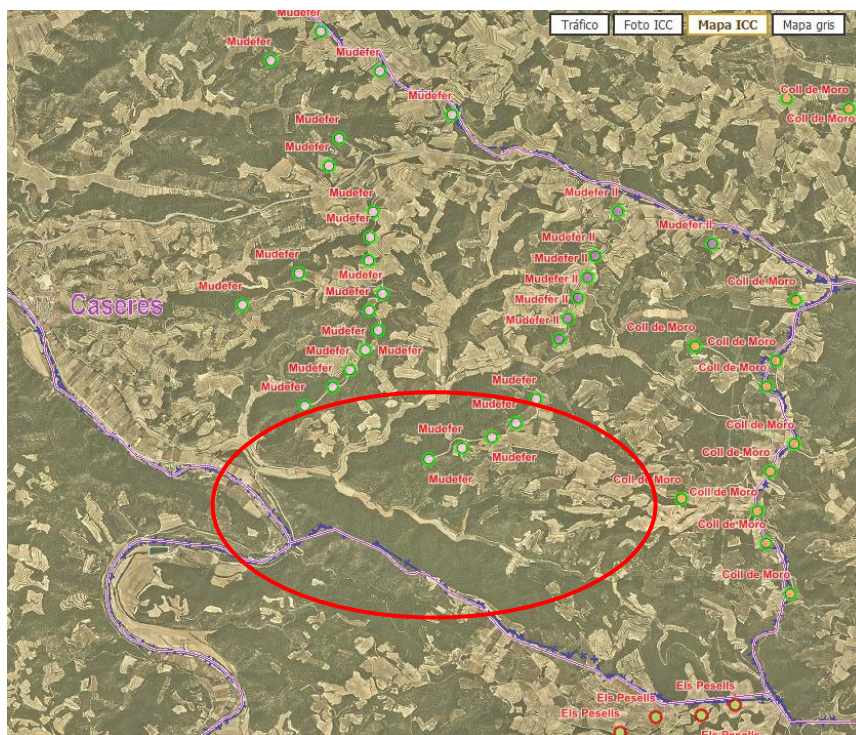


Figura 4.8. Planta del emplazamiento 3

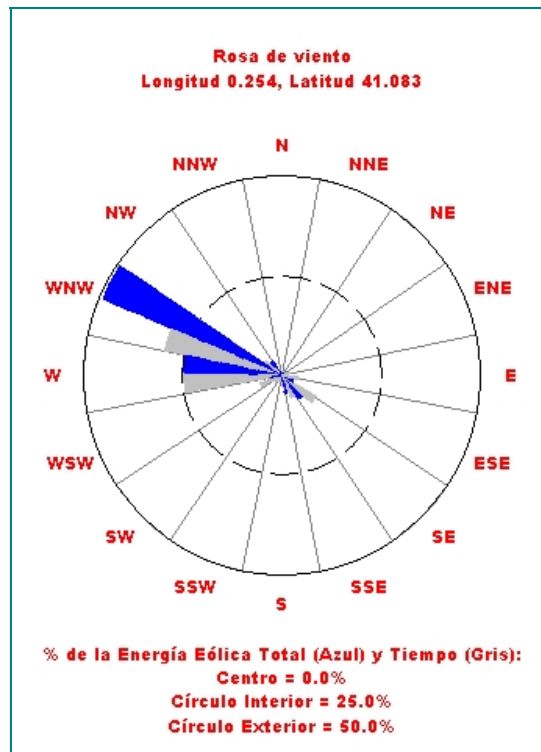


Figura 4.9. Rosa de los vientos del emplazamiento 3[8]

Información					
Distribución por direcciones a 80m.					
Coordenadas UTM(m): 778449,4545766					
Dirección	Frecuencia (%)	Velocidad (m/s)	Potencia (%)	Weibull C (m/s)	Weibull K
N	0.84	1.887	0.02	2.137	1.91
NNE	0.64	1.894	0.02	2.144	1.956
NE	0.55	2.069	0.02	2.416	1.704
ENE	0.88	2.73	0.1	3.088	1.423
E	2.25	5.56	1.7	6.266	1.636
ESE	4.36	5.534	2.54	6.199	1.948
SE	9.66	5.823	4.66	6.334	2.654
SSE	7.54	5.871	4.04	6.501	2.541
S	3.24	4.981	1.21	5.459	2.065
SSW	1.67	4.057	0.36	4.56	2.085
SW	1.59	3.849	0.34	4.364	1.838
WSW	3.68	5.601	1.92	6.199	2.183
W	21.45	7.475	24.33	8.373	2.578
WNW	33.63	8.324	53.45	9.354	2.559
NW	6.34	5.79	5.21	6.697	1.774
NNW	1.68	2.386	0.08	2.794	2.349

Tabla 4.5. Distribución por direcciones del emplazamiento 3[8]

DIRECCIÓN	FRECUENCIA %	VELOCIDAD (m/s)	HORAS
N	0,84	1,887	74
NNE	0,64	1,894	56
NE	0,55	2,069	48
ENE	0,88	2,73	77
E	2,25	5,56	197
ESE	4,36	5,534	382
SE	9,66	5,823	846
SSE	7,54	5,871	661
S	3,24	4,981	284
SSW	1,67	4,057	146
SW	1,59	3,849	139
WSW	3,68	5,601	322
W	21,45	7,475	1.879
WNW	33,63	8,324	2.946
NW	6,34	5,79	555
NNW	1,68	2,386	147
SUMA			8760,000

Tabla 4.6. Distribución de horas de vientos anuales por direcciones del emplazamiento 3

Este emplazamiento se ubica al Sureste de la población y se caracteriza por tener también una buena accesibilidad al igual que los anteriores.

La rosa de los vientos (figura 4.9) indica como en el resto de zonas un gran potencial eólico. En la dirección más favorable WNW, el viento tiene una velocidad de 8,324m/s con una frecuencia del 33,63% del tiempo al año, por lo que se coloca en el segundo mejor emplazamiento a nivel de recursos.

A nivel de impacto visual, al estar alejado del casco urbano y tras una colina, es inapreciable.

Desafortunadamente hay aspectos negativos importantes. El emplazamiento se encuentra demasiado cercano, sino en ella, a una zona protegida, por lo que realmente pasa a ser bastante desfavorable la elección de esta opción ya que tiene gran impacto sobre el ecosistema. El resto de elementos dejan ya de ser importantes por lo que se consideran en la tabla por completar el estudio.

- Emplazamiento 4 (figura 4.10).

En la figura 4.11 se muestra la rosa de los vientos zonal. En la tablas 4.7 la distribución por direcciones y en la tabla 4.8 las horas de viento anuales por direcciones.

Este emplazamiento, se ubica en una zona intermedia entre el emplazamiento 2 y la propia población de Caseres. Lo que le propociona una adecuada comunicación para el transporte terrestre tanto para las obras como para su mantenimiento.

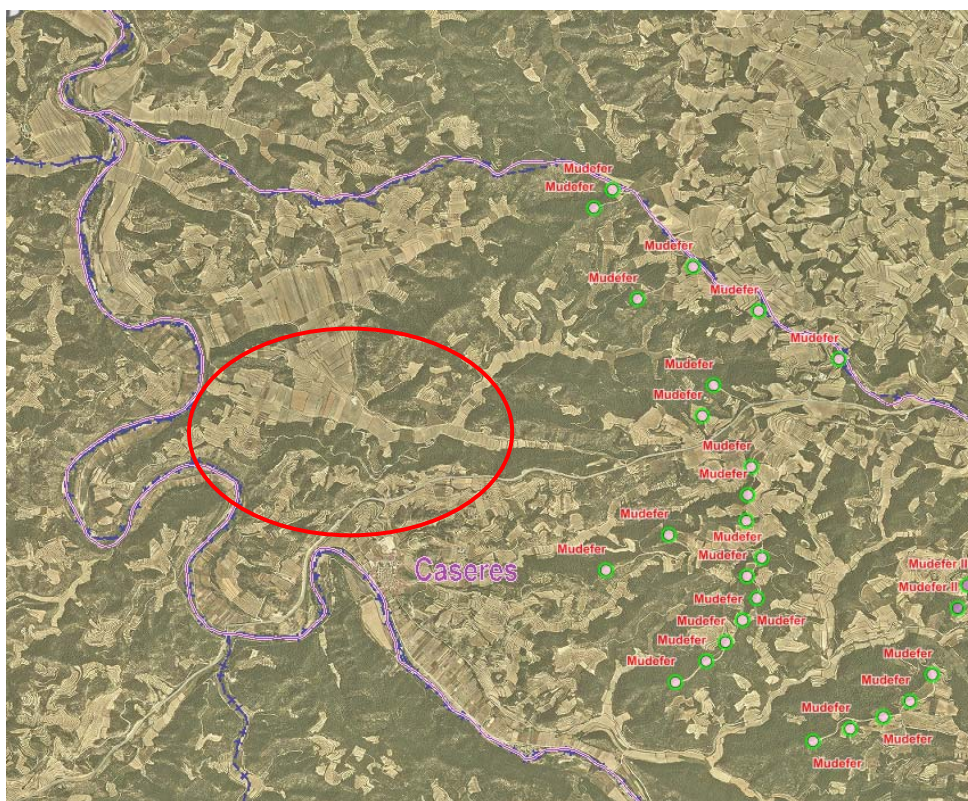


Figura 4.10. Planta del emplazamiento 4

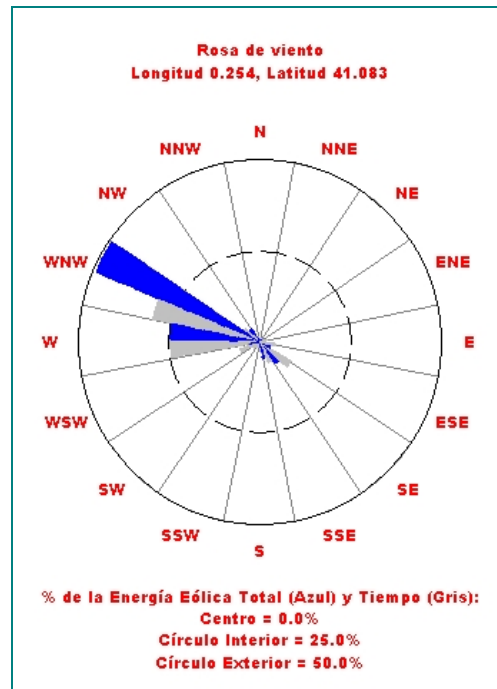


Figura 4.11. Rosa de los vientos del emplazamiento 4[8]

Información					
Distribución por direcciones a 80m.					
Coordenadas UTM(m): 773449,4548266					
Dirección	Frecuencia (%)	Velocidad (m/s)	Potencia (%)	Weibull C (m/s)	Weibull K
N	0.95	1.754	0.02	1.986	1.996
NNE	0.75	1.766	0.02	2.069	1.832
NE	0.7	1.974	0.03	2.322	1.845
ENE	0.94	2.621	0.14	3.165	1.541
E	2.19	5.065	1.65	5.713	1.665
ESE	4.36	5.236	2.87	5.891	1.993
SE	8.89	5.646	5.44	6.186	2.628
SSE	6.47	5.75	4.76	6.46	2.411
S	3.19	4.9	1.6	5.425	2.049
SSW	2.01	4.179	0.66	4.672	2.014
SW	2.19	4.198	0.79	4.822	1.999
WSW	5.75	5.23	3.03	5.727	2.33
W	22.48	6.525	22.32	7.295	2.679
WNW	30.98	7.589	50.7	8.521	2.526
NW	6.37	5.328	5.89	6.186	1.709
NNW	1.79	2.181	0.08	2.5	2.279

Tabla 4.7. Distribución por direcciones del emplazamiento 4[8]

DIRECCIÓN	FRECUENCIA %	VELOCIDAD (m/s)	HORAS
N	0,95	1,754	83
NNE	0,75	1,766	66
NE	0,7	1,974	61
ENE	0,94	2,621	82
E	2,19	5,065	192
ESE	4,36	5,236	382
SE	8,89	5,646	779
SSE	6,47	5,75	567
S	3,19	4,9	279
SSW	2,01	4,179	176
SW	2,19	4,198	192
WSW	5,75	5,23	504
W	22,48	6,525	1.969
WNW	30,98	7,589	2.714
NW	6,37	5,328	558
NNW	1,79	2,181	157
SUMA			8760,876

Tabla 4.8. Distribución de horas de vientos anuales por direcciones del emplazamiento 4

La rosa de los vientos es adecuada, como no podía ser de otro modo (figura 4.11). En la dirección más favorable WNW, el viento tiene una velocidad de 7,589 m/s con una frecuencia del 30,98% del tiempo al año, que es una excelente velocidad media pero que de los cuatro emplazamientos considerados es el que tiene la peor medición. Además por la orientación de las colinas, no permitiría la colocación de varios aerogeneradores en la dirección óptima.

En cuanto al impacto visual es el más cercano al casco urbano, por lo que a priori sería también negativo o al menos peor que en las otras zonas más alejadas. Y en cuanto al impacto ambiental, al ser zonas agrícolas y zonas arboladas, lejos de cualquier zona protegida sería mínimo.

El acceso a la red eléctrica es similar al del resto de emplazamientos por lo que no sería un elemento diferenciador.

4.3. Análisis multicriterio

4.3.1. Introducción

El objetivo del análisis multicriterio es comparar las alternativas posibles y escoger la tipología más viable a nivel económico, constructivo, funcional, estético y ambiental.

Para realizar el análisis multicriterio se definen una serie de indicadores de todo tipo y se asignan unos pesos relativos a cada uno, en función de su trascendencia. Después se puntúa cada alternativa según cada indicador. Con la suma de las calificaciones de forma ponderada se llega a la solución adoptada finalmente.

4.3.2. Valoración

La valoración de las alternativas se lleva a cabo para cada grupo de manera separada (tabla 4.9). Debido a que el análisis multicriterio no es un análisis que requiera un nivel de precisión muy elevado ya que es un tanto subjetivo, se consideran las puntuaciones de cada indicador de 0 a 1 con intervalos de 0,25. La tabla 4.10 muestra en ranking por categorías de cada emplazamiento.

Se analizan los siguientes parámetros: aprovechamiento de recursos eólicos, complejidad de ejecución en base al tipo de terreno que nos encontramos, el impacto sobre el ecosistema, impacto visual según cercanía al casco urbano, zonas protegidas y cercanía a la red eléctrica.

Concepto	Baremo	Emplazamiento 1		Emplazamiento 2		Emplazamiento 3		Emplazamiento 4	
		Valoración	Puntuación	Valoración	Puntuación	Valoración	Puntuación	Valoración	Puntuación
Aprovechamiento de recursos	20	0,50	10,00	1,00	20,00	0,75	15,00	0,50	10,00
Complejidad de ejecución	15	0,75	11,25	0,50	7,50	0,25	3,75	0,75	11,25
Impacto sobre el ecosistema	15	0,75	11,25	0,75	11,25	0,25	3,75	0,75	11,25
Impacto visual	15	0,25	3,75	0,75	11,25	0,75	11,25	0,25	3,75
Zonas protegidas	20	1,00	20,00	1,00	20,00	0,25	5,00	1,00	20,00
Coste de transporte eléctrico	15	0,50	7,50	0,50	7,50	0,50	7,50	0,50	7,50
Total	100		63,75		77,50		46,25		63,75

Tabla 4.9. Resultado del análisis multicriterio

	Emplazamiento 1	Emplazamiento 2	Emplazamiento 3	Emplazamiento 4
Concepto	Posición	Posición	Posición	Posición
Aprovechamiento de recursos	3	1	2	3
Complejidad de ejecución	1	2	3	1
Impacto sobre el ecosistema	1	1	2	1
Impacto visual	2	1	1	2
Zonas protegidas	1	1	2	1
Coste de transporte eléctrico	1	1	1	1

Tabla 4.10. Ranking por categorías

4.3.3. Solución adoptada

Como se puede apreciar en la tabla de valoración, la alternativa que sale con un mejor resultado es el emplazamiento 2. Es la que tiene mayor puntuación global una vez analizados todos los parámetros.

Las parcelas afectadas son 1, 2, 3, y 12, como se ve en la figura 4.12.

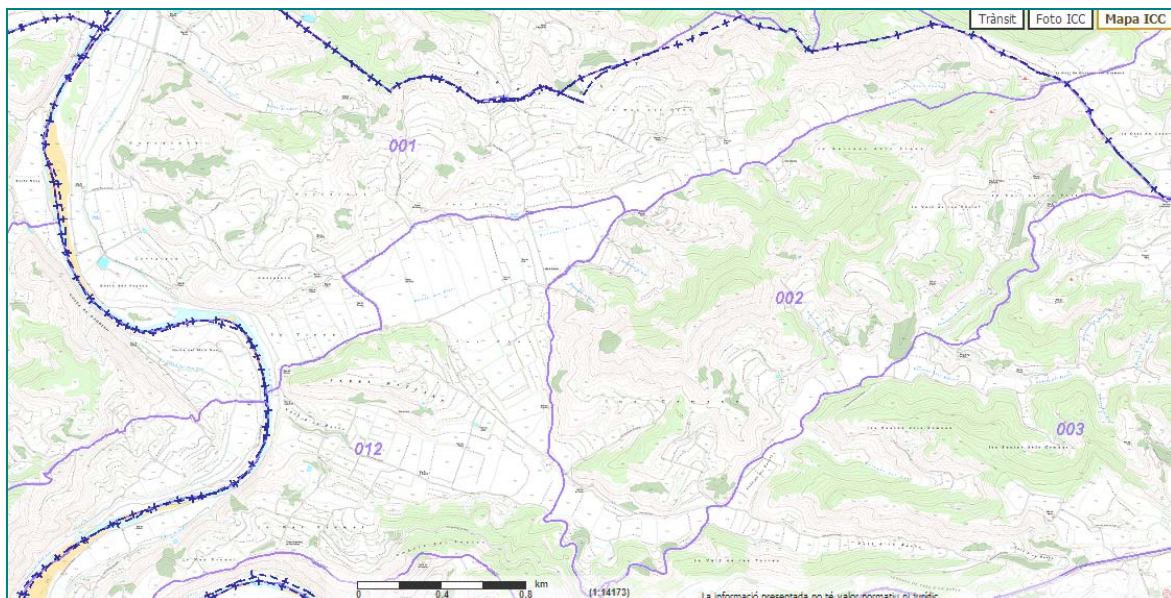


Figura 4.12. Parcelas afectadas para el emplazamiento elegido[11]

5. Selección de aerogeneradores

5.1. Descripción de aerogeneradores

Un aerogenerador es un dispositivo que convierte la energía cinética del viento en energía eléctrica. Las palas de un aerogenerador giran entre 13 y 20 revoluciones por minuto, según su tecnología, a una velocidad constante o bien a velocidad variable, donde la velocidad del rotor varía en función de la velocidad del viento para alcanzar una mayor eficiencia.

Los aerogeneradores tienen una vida media superior a 25 años. La rápida evolución de la tecnología del viento ha propiciado el aumento de la durabilidad de los aerogeneradores.

Para explicar brevemente los conceptos teóricos básicos nos basaremos en los puntos tratados en la web de ACCIONA[12].

El funcionamiento de un aerogenerador puede explicarse en función de las siguientes fases:

- Orientación automática

El aerogenerador se orienta automáticamente para aprovechar al máximo la energía cinética del viento, a partir de los datos registrados por la veleta y anemómetro que incorpora en la parte superior. La barquilla gira sobre una corona situada al final de la torre.

- Giro de las palas

El viento hace girar las palas, que comienzan a moverse con velocidades de viento de unos 3,5 m/s y proporcionan la máxima potencia con unos 11 m/s. Con vientos muy fuertes (25 m/s) las palas se colocan en bandera y el aerogenerador se frena para evitar tensiones excesivas.

- Multiplicador

El rotor (conjunto de tres palas engarzadas en el buje) hace girar un eje lento conectado a una multiplicadora que eleva la velocidad de giro desde unas 13 a unas 1.500 revoluciones por minuto.

➤ Generación

La multiplicadora, a través del eje rápido, transfiere su energía al generador acoplado, que produce electricidad.

➤ Evacuación

La energía generada es conducida por el interior de la torre hasta la base y, desde allí, por línea subterránea hasta la subestación, donde se eleva su tensión para inyectarla a la red eléctrica y distribuirla a los puntos de consumo.

➤ Monitorización

Todas las funciones críticas del aerogenerador están monitorizadas y se supervisan desde la subestación y el centro de control, para detectar y resolver cualquier incidencia.

El funcionamiento de un aerogenerador se caracteriza por su curva de potencia que indica el rango de velocidades de viento en las que se puede operar y la potencia que se necesita para cada caso.

Las partes de la turbina se pueden ver con detalle en la figura 5.1.

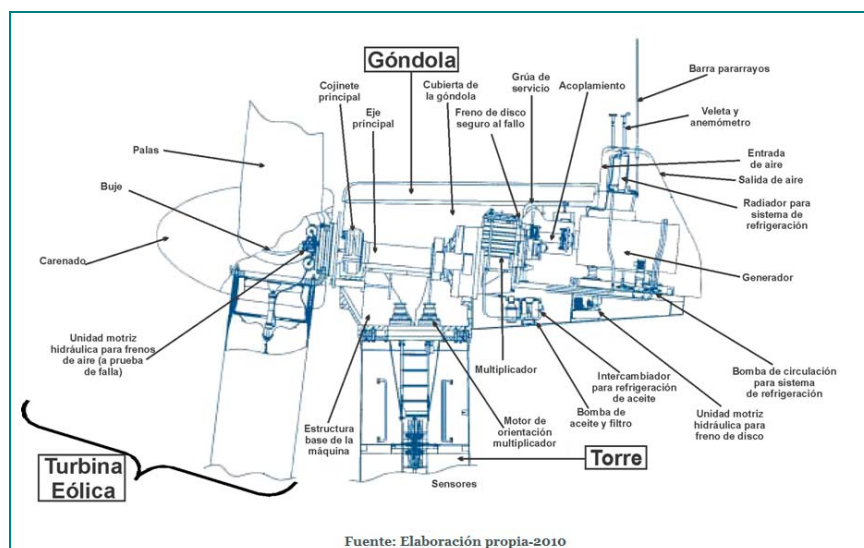


Figura 5.1. Partes de la turbina de un aerogenerador

Cada aerogenerador posee un microprocesador que se encarga de controlar y regular sus variables de puesta en marcha, funcionamiento y parada. Éste lleva toda esta información y datos a la central de control de la instalación. Cada uno de estos aerogeneradores incorpora, en la base de la torre, un armario con todos los componentes eléctricos (interruptores automáticos, transformadores de intensidad, protectores de sobre tensión, etc.) que facilitan el transporte de la energía eléctrica generada hasta la conexión de red o puntos de consumo.

En la figura 5.2 se puede ver una vista general de las partes principales del parque.

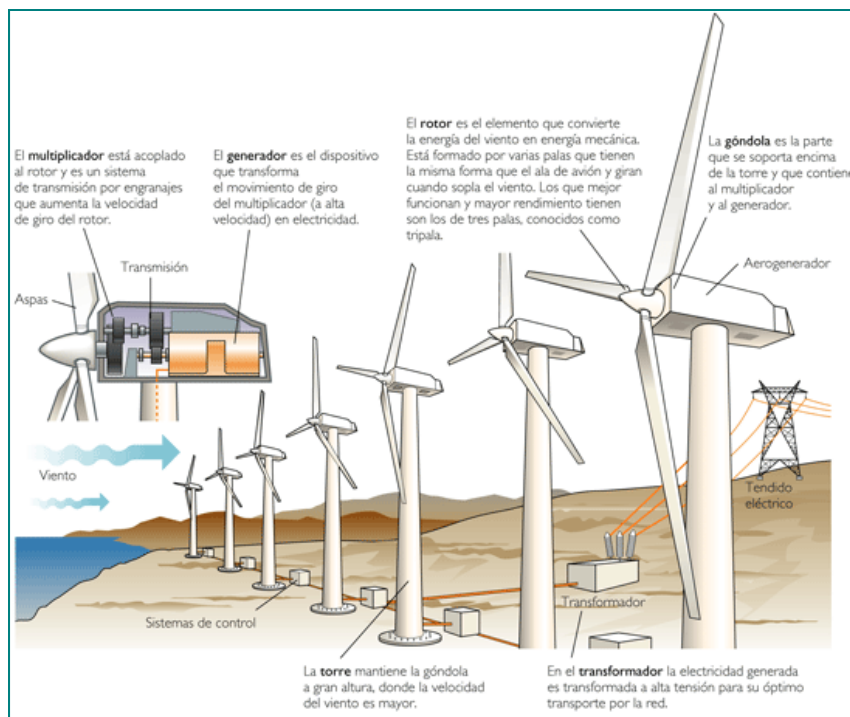


Figura 5.2. Vista general de los componentes principales del parque eólico

Los aerogeneradores actuales de eje horizontal están constituidos por una cimentación de hormigón armado adecuada al terreno y a las cargas del viento, sobre la cual se levanta una torre, típicamente de acero, de estructura de celosía, o bien de tipo tubular de acero u hormigón armado para mejorar su aspecto.

La torre del aerogenerador está unida a la cimentación en su parte inferior y soporta la góndola.

La cimentación es de hormigón armado, suele estar formado por una zapata y un pedestal. La unión entre la torre y la cimentación se suele hacer con brida de cimentación, se embebe una brida en la zapata, y una serie de espárragos unen la brida de base de torre a esta zapata. La última virola de la torre va embebida en la cimentación. Esto se puede ver en la figura 5.3.



Figura 5.3. Vista de la cimentación

5.2. Análisis técnico de varios modelos

Los positivos resultados obtenidos por la tecnología eólica en las últimas décadas ha dado lugar a un rápido desarrollo en los últimos años. Como exponente de ello cabe citar que actualmente existe mas de una veintena de fabricantes en el mundo, con plenas garantías de curva de potencia y disponibilidad (tanto por ciento del tiempo útil que el aerogenerador está operativo), la cual puede llegar al 95% frente al 80% o 90% logrado por las centrales eléctricas convencionales. Los fabricantes elegidos con disponibilidad de modelos para realizar el estudio comparativo energético son :

ENERCON

GE-ENERGY

VESTAS

NORDEX

Se ha utilizado la información de la web thewindpower.net[13].

Los modelos seleccionados con diferentes potencia son los de la tabla 5.1.

ENERCON	E48
ENERCON	E44
GE-ENERGY	1.7-100
VESTAS	V90/1800
VESTAS	V90/2000
ENERCON	E82
NORDEX	N117
NORDEX	N90

Tabla 5.1. Modelos elegidos para nuestros cálculos

Las curvas de potencia para estos modelos son los de la figura 5.4.

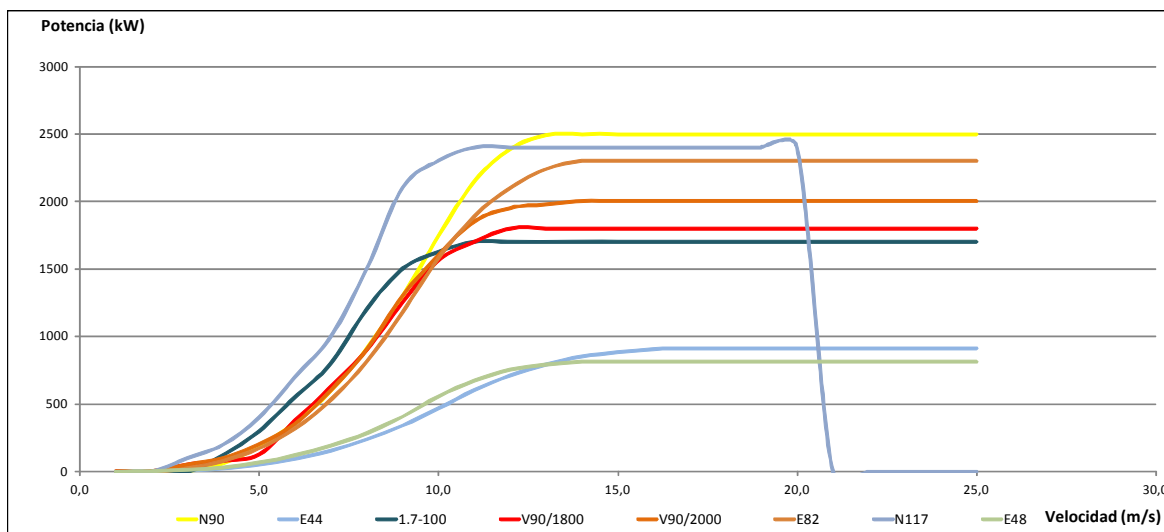


Figura 5.4. Curvas de potencias de los aerogeneradores por modelos

La velocidad del viento cambia continuamente, por lo que es necesario describirlo de forma estadística. Es conveniente establecer un modelo de las frecuencias de las velocidades del viento que venga descrito por una función matemática continua en vez de por una tabla de valores discretos.

Hay varias funciones que se pueden utilizar para describir la frecuencia de la distribución de velocidades del viento. Las más utilizadas son las funciones de Weibull y Rayleigh.

En este estudio utilizaremos la Weibull, donde c y k son los parámetros de Weibull y v las velocidades del viento.

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

Con:

- v velocidad del viento (m/s)
- $p(v)$ función densidad de probabilidad de Weibull
- c factor de escala(m/s), valor que suele ser próximo a la velocidad media
- k factor de forma que caracteriza la asimetría o sesgo de la función probabilidad

Seguidamente se calcularán los parámetros Weibull para las diferentes alturas de los aerogeneradores seleccionados. Para ello nos basaremos en los datos proporcionados por el IDAE de donde se obtienen los parámetros Weibull para diferentes alturas como se ve en la tabla 5.1.

Información				
Media anual				
Coordenadas UTM(m): 770948,4552366				
Elevación (m): 278				
Rugosidad (m): 0.15				
	30m.	60m.	80m.	100m.
Velocidad (m/s)	4.74	5.53	5.88	6.13
Weibull C (m/s)	5.39	6.22	6.57	6.83
Weibull K	2.111	2.069	2.02	1.961

Tabla 5.1. Información del IDAE de parámetros Weibull para diferentes alturas

A continuación necesitaremos conocer las curvas características de cada modelo en función de su altura donde se reflejen la relación velocidades-frecuencia para obtener los datos de energía de cada modelo. Para ello utilizaremos los parámetros Weibull del IDAE y con su función de densidad obtenemos la siguiente tabla 5.2 .

VELOCIDAD (m/s)	FREC. 60 m	FREC. 80 m	FREC. 100 m
1	0,0461	0,0441	0,0443
2	0,0899	0,0835	0,0806
3	0,1223	0,1126	0,1067
4	0,1389	0,1284	0,1210
5	0,1394	0,1308	0,1237
6	0,1265	0,1219	0,1167
7	0,1053	0,1053	0,1029
8	0,0809	0,0848	0,0855
9	0,0576	0,0641	0,0672
10	0,0382	0,0456	0,0501
11	0,0237	0,0306	0,0356
12	0,0137	0,0194	0,0241
13	0,0074	0,0117	0,0156
14	0,0037	0,0066	0,0096
15	0,0018	0,0036	0,0057
16	0,0008	0,0018	0,0032
17	0,0003	0,0009	0,0017
18	0,0001	0,0004	0,0009
19	0,0000	0,0002	0,0005
20	0,0000	0,0001	0,0002
21	0,0000	0,0000	0,0001
22	0,0000	0,0000	0,0000
23	0,0000	0,0000	0,0000

Tabla 5.2. Relación velocidad-frecuencia para las diferentes alturas

Las funciones de distribución Weibull obtenidas para las diferentes alturas son las de la figura 5.5.

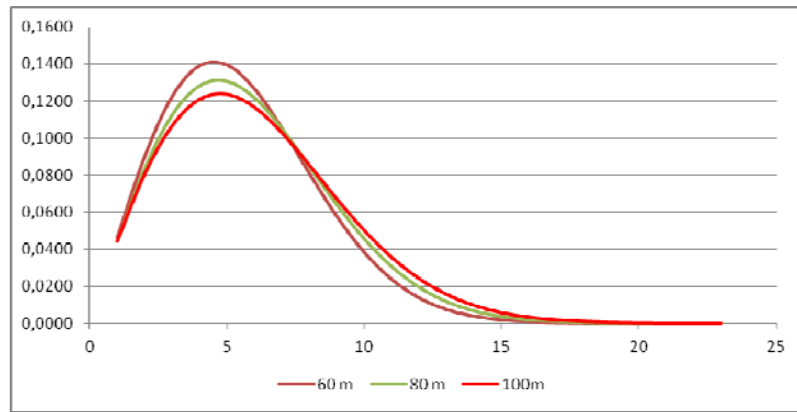


Figura 5.5. Distribución Weibull para diferentes alturas

Calcularemos para los diferentes modelos seleccionados los parámetros Weibull.

Al tener cada modelo un rango de alturas, elegiremos una altura para cada modelo como se ve en la tabla 5.3 .

	E48	E44	1.7-100	V90/1800	V90/2000	E82	N117	N90
	ENERCON	ENERCON	GE-ENERGY	VESTAS	VESTAS	ENERCON	NORDEX	NORDEX
Altura torre(m)	65	50	85	90	100	95	100	65
Potencia Nominal(Kw)	800	5.900	1700	1800	2000	2300	2400	2500

Tabla 5.3. Tabla de alturas de torre seleccionadas para cada modelo

Para calcular las siguientes distribuciones de Weibull a otras alturas hay que calcular los valores de viento a diferentes alturas. Los resultados se desarrollan en el Anejo A adjunto.

$$v = v_{ref} \times \left(\frac{z}{z_{ref}}\right)^{\alpha}$$

$$\alpha = \frac{1}{\ln\left(\frac{z}{z_0}\right)}$$

Con:

V_{ref} velocidad del viento a la velocidad de referencia

z la altura de la torre

z_{ref} la altura donde se han tomado los datos de viento

α coeficiente de Hellman's

z_0 rugosidad del terreno en este caso 0,15

Realizaremos los cálculos a estas alturas tomando como referencia las del IDAE pero nos quedaremos con los proporcionados por ellos para nuestros cálculos finales.

Esta ley empírica nos permite calcular, del total de las horas de un año, cuantas tendrán vientos de una determinada velocidad.

De ese modo, con las 8.760 horas del año, iremos multiplicando por la probabilidad para cada velocidad. Obtendremos un histograma de velocidades de este tipo (figura 5.6):

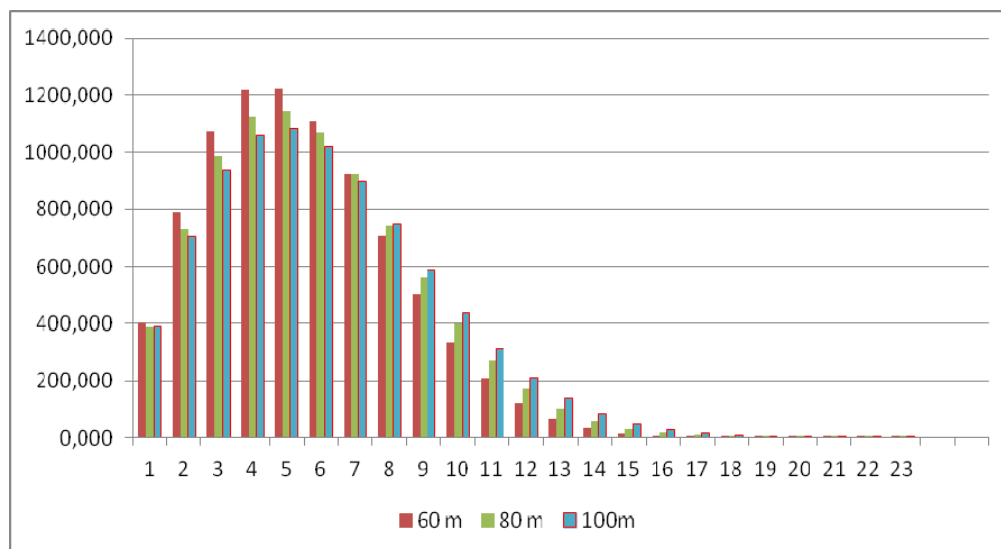


Figura 5.6. Histograma de velocidades diferentes alturas

Una vez tenemos las frecuencias del viento para cada altura podemos calcular la energía generada al año por cada modelo gracias a las curvas de potencia.

Un parámetro a tener en cuenta es el factor de carga de la turbina elegida. El factor de carga es la producción anual de energía dividida por la producción teórica máxima si la máquina estuviera funcionando a su potencia nominal (máxima) durante las 8.760 horas del año. Un factor de carga entre 20-40% se considera razonable para alargar la vida útil de los aerogeneradores.

$$FC(\%) = \frac{\text{Energía}_{-}\text{anual}}{\text{Potencia} \times 8.760} \times 100$$

Para cada modelo obtenemos los siguientes datos de las figuras 5.7 al 5.14 y las tablas 5.4 al 5.11 :

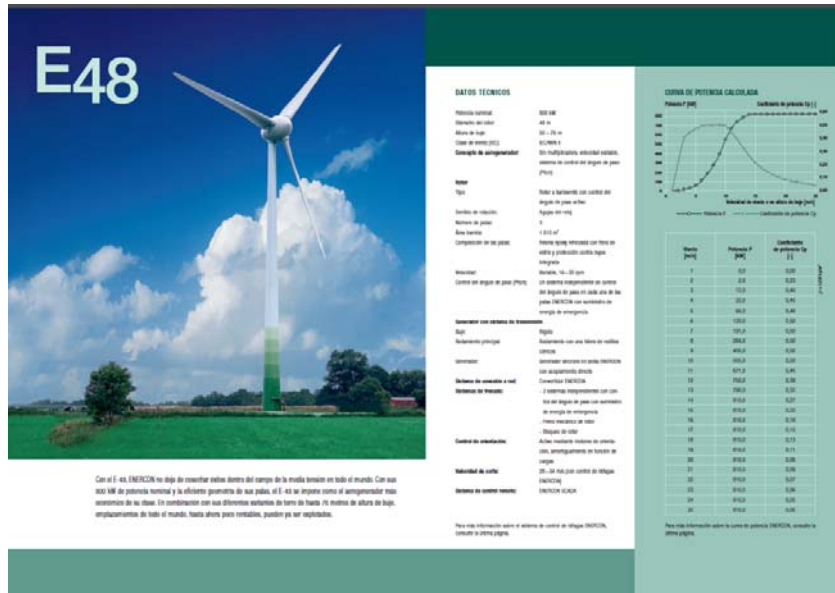


Figura 5.7. Ficha técnica del E48

ENERCON E48				
VELOCIDAD(m/s)	POTENCIA(kw)	WEIBULL(%)	HORAS/AÑO	MW/h AÑO
1	0	0,0461	403,66	0,00
2	2	0,0899	787,40	1,57
3	12	0,1223	1071,23	12,85
4	32	0,1389	1217,02	38,94
5	66	0,1394	1220,87	80,58
6	120	0,1265	1108,26	132,99
7	191	0,1053	922,09	176,12
8	284	0,0809	708,44	201,20
9	405	0,0576	504,96	204,51
10	555	0,0382	334,95	185,90
11	671	0,0237	207,20	139,03
12	750	0,0137	119,70	89,78
13	790	0,0074	64,66	51,08
14	810	0,0037	32,68	26,47
15	810	0,0018	15,46	12,52
16	810	0,0008	6,85	5,55
17	810	0,0003	2,84	2,30
18	810	0,0001	1,11	0,90
19	810	0,0000	0,40	0,33
20	810	0,0000	0,14	0,11
21	810	0,0000	0,04	0,04
22	810	0,0000	0,01	0,01
23	810	0,0000	0,00	0,003
24	810	0,0000	0,00	0,000
25	810	0,0000	0,00	0,000
			SUMA	1362,79

FACTOR DE CARGA	19,45%
------------------------	--------

Tabla 5.4. Producción del E48

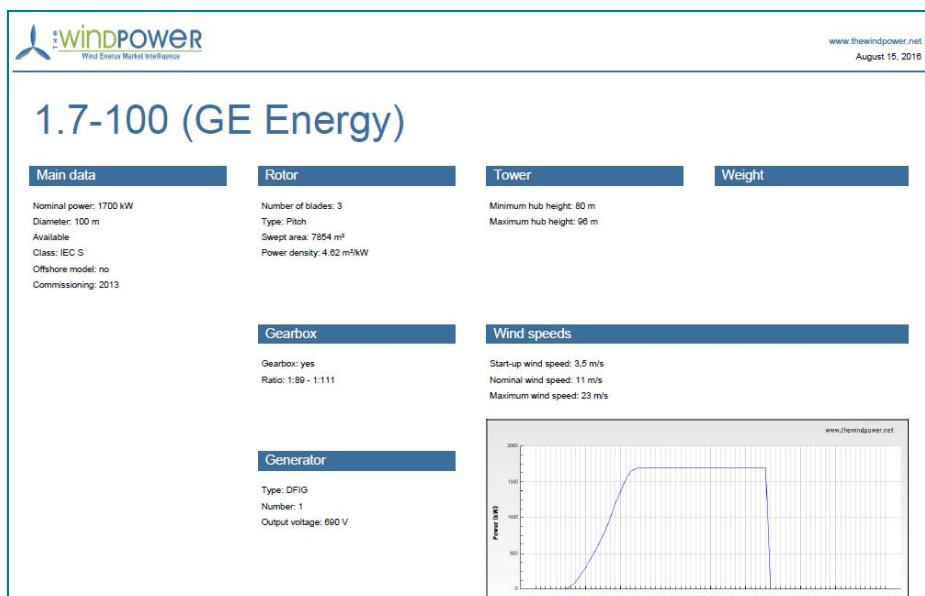


Figura 5.9. Ficha técnica del E1.7-100

GE-ENERGY 1.7-100				
VELOCIDAD(m/s)	POTENCIA(kw)	WEIBULL(%)	HORAS/AÑO	MW/h AÑO
1	0	0,0443	386,09	0,00
2	0	0,0806	731,35	0,00
3	0	0,1067	986,04	0,00
4	125	0,1210	1124,82	140,60
5	300	0,1237	1145,94	343,78
6	550	0,1167	1067,92	587,36
7	800	0,1029	922,03	737,62
8	1200	0,0855	743,12	891,75
9	1500	0,0672	561,81	842,72
10	1625	0,0501	399,72	649,55
11	1700	0,0356	268,27	456,05
12	1700	0,0241	170,12	289,20
13	1700	0,0156	102,06	173,51
14	1700	0,0096	57,99	98,58
15	1700	0,0057	31,23	53,08
16	1700	0,0032	15,94	27,11
17	1700	0,0017	7,73	13,13
18	1700	0,0009	3,55	6,04
19	1700	0,0005	1,55	2,64
20	1700	0,0002	0,64	1,09
21	1700	0,0001	0,25	0,43
22	1700	0,0000	0,09	0,16
23	1700	0,0000	0,03	0,06
24	1700	0,0000	0,00	0,00
25	1700	0,0000	0,00	0,00
			SUMA	5314,46

FACTOR DE CARGA	35,69%
------------------------	--------

Tabla 5.6. Producción del 1.7-100

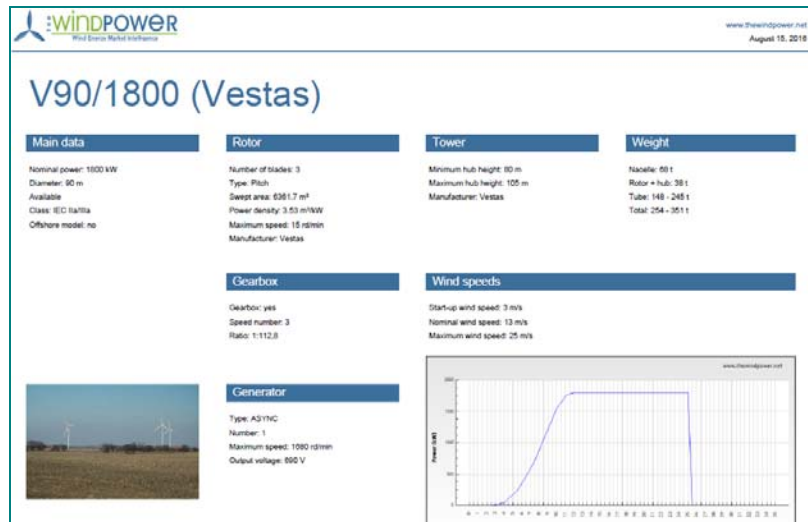


Figura 5.10. Ficha técnica del V90/1800

V90/1800				
VELOCIDAD(m/s)	POTENCIA(kW)	WEIBULL(%)	HORAS/AÑO	MW/h AÑO
1	0	0,0441	386,09	0,00
2	0	0,0835	731,35	0,00
3	50	0,1126	986,04	49,30
4	75	0,1284	1124,82	84,36
5	125	0,1308	1145,94	143,24
6	375	0,1219	1067,92	400,47
7	625	0,1053	922,03	576,27
8	900	0,0848	743,12	668,81
9	1250	0,0641	561,81	702,26
10	1563	0,0456	399,72	624,76
11	1700	0,0306	268,27	456,05
12	1800	0,0194	170,12	306,21
13	1800	0,0117	102,06	183,71
14	1800	0,0066	57,99	104,38
15	1800	0,0036	31,23	56,21
16	1800	0,0018	15,94	28,70
17	1800	0,0009	7,73	13,91
18	1800	0,0004	3,55	6,39
19	1800	0,0002	1,55	2,79
20	1800	0,0001	0,64	1,16
21	1800	0,0000	0,25	0,46
22	1800	0,0000	0,09	0,17
23	1800	0,0000	0,03	0,06
24	1800	0,0000	0,00	0,00
25	1800	0,0000	0,00	0,00
		SUMA		4409,69

FACTOR DE CARGA	27,97%
------------------------	--------

Tabla 5.7. Producción del V90/1800

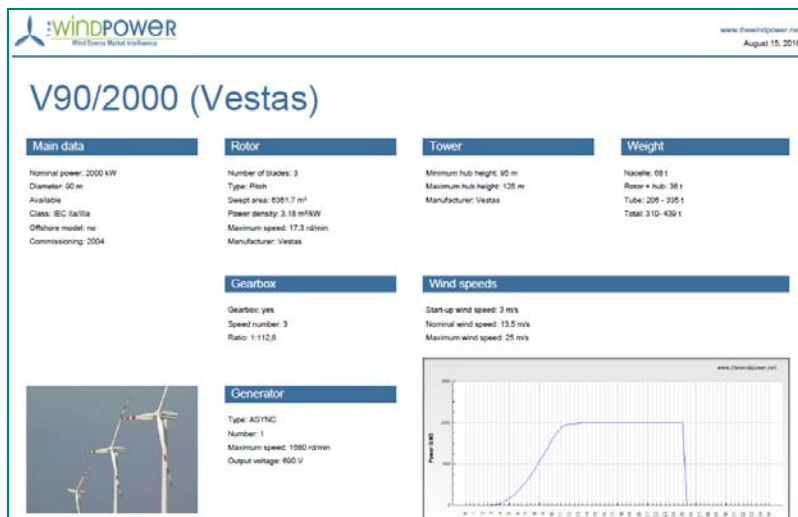


Figura 5.11. Ficha técnica del V90/2000

V90/2000				
VELOCIDAD(m/s)	POTENCIA(kW)	WEIBULL(%)	HORAS/AÑO	MW/h AÑO
1	0	0,0443	387,84	0,00
2	0	0,0806	706,16	0,00
3	50	0,1067	934,71	46,74
4	100	0,1210	1059,65	105,97
5	200	0,1237	1083,42	216,68
6	350	0,1167	1022,43	357,85
7	600	0,1029	901,73	541,04
8	900	0,0855	748,83	673,95
9	1300	0,0672	588,41	764,94
10	1600	0,0501	438,97	702,36
11	1850	0,0356	311,68	576,61
12	1950	0,0241	211,01	411,47
13	1975	0,0156	136,40	269,39
14	2000	0,0096	84,28	168,57
15	2000	0,0057	49,83	99,66
16	2000	0,0032	28,21	56,41
17	2000	0,0017	15,30	30,59
18	2000	0,0009	7,95	15,90
19	2000	0,0005	3,96	7,93
20	2000	0,0002	1,90	3,79
21	2000	0,0001	0,87	1,74
22	2000	0,0000	0,38	0,77
23	2000	0,0000	0,16	0,32
24	2000	0,0000	0,00	0,00
25	2000	0,0000	0,00	0,00
			SUMA	5052,68

FACTOR DE CARGA	28,84%
------------------------	--------

Tabla 5.8. Producción del V90/2000

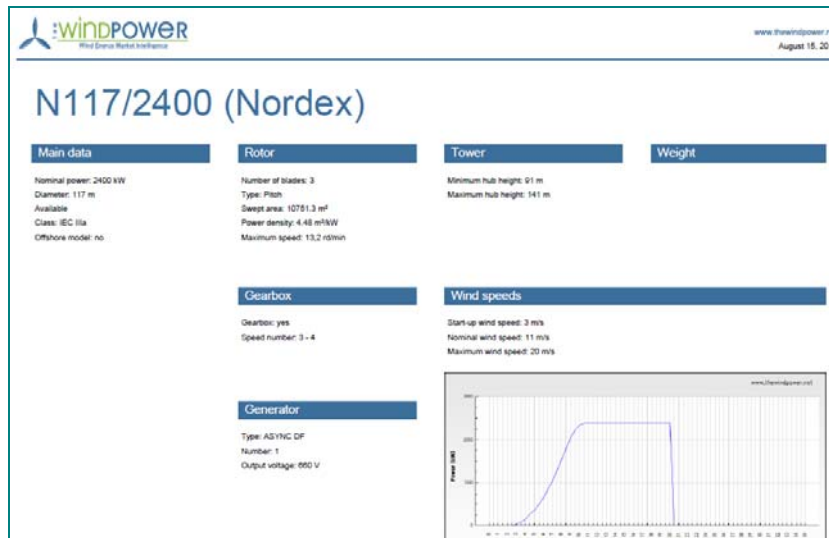


Figura 5.13. Ficha técnica del N117

N117				
VELOCIDAD(m/s)	POTENCIA(kw)	WEIBULL(%)	HORAS/AÑO	MW/h AÑO
1	0	0,0443	387,84	0,00
2	0	0,0806	706,16	0,00
3	100	0,1067	934,71	93,47
4	200	0,1210	1059,65	211,93
5	400	0,1237	1083,42	433,37
6	700	0,1167	1022,43	715,70
7	1000	0,1029	901,73	901,73
8	1500	0,0855	748,83	1123,25
9	2100	0,0672	588,41	1235,67
10	2300	0,0501	438,97	1009,64
11	2400	0,0356	311,68	748,04
12	2400	0,0241	211,01	506,42
13	2400	0,0156	136,40	327,36
14	2400	0,0096	84,28	202,28
15	2400	0,0057	49,83	119,59
16	2400	0,0032	28,21	67,69
17	2400	0,0017	15,30	36,71
18	2400	0,0009	7,95	19,08
19	2400	0,0005	3,96	9,51
20	2400	0,0002	1,90	4,55
21	0	0,0001	0,87	0,00
22	0	0,0000	0,38	0,00
23	0	0,0000	0,16	0,00
24	0	0,0000	0,00	0,00
25	0	0,0000	0,00	0,00
			SUMA	7766,01

FACTOR DE CARGA	36,94%
------------------------	--------

Tabla 5.10. Producción del N117

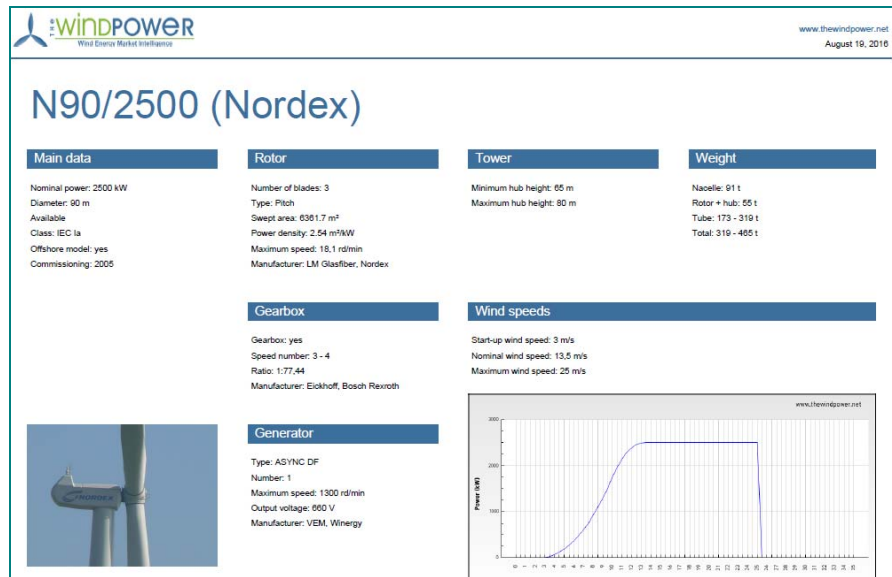


Figura 5.14. Ficha técnica del N90

N90				
VELOCIDAD(m/s)	POTENCIA(kW)	WEIBULL(%)	HORAS/AÑO	MW/h AÑO
1	0	0,0441	386,09	0,00
2	0	0,0835	731,35	0,00
3	5	0,1126	986,04	6,19
4	62	0,1284	1124,82	79,02
5	188	0,1308	1145,94	221,02
6	363	0,1219	1067,92	360,76
7	599	0,1053	922,03	466,88
8	912	0,0848	743,12	521,14
9	1299	0,0641	561,81	511,32
10	1744	0,0456	399,72	445,93
11	2149	0,0306	268,27	337,53
12	2389	0,0194	170,12	218,41
13	2492	0,0117	102,06	125,87
14	2500	0,0066	57,99	66,32
15	2500	0,0036	31,23	33,15
16	2500	0,0018	15,94	15,78
17	2500	0,0009	7,73	7,16
18	2500	0,0004	3,55	3,10
19	2500	0,0002	1,55	1,28
20	2500	0,0001	0,64	0,51
21	2500	0,0000	0,25	0,19
22	2500	0,0000	0,09	0,07
23	2500	0,0000	0,03	0,02
24	2500	0,0000	0,00	0,00
25	2500	0,0000	0,00	0,00
			SUMA	3421,66

FACTOR DE CARGA	15,62%
------------------------	--------

Tabla 5.11. Producción del N90

Se obtiene que el modelo más eficiente es el Nordex 117 con una producción de 7766,01MWh, seguido por los modelos GE-Energy 1.7-100 y Vestas V90/2000, para los que realizaremos el estudio económico. Se resume en la figura 5.15 la producción anual por modelos.

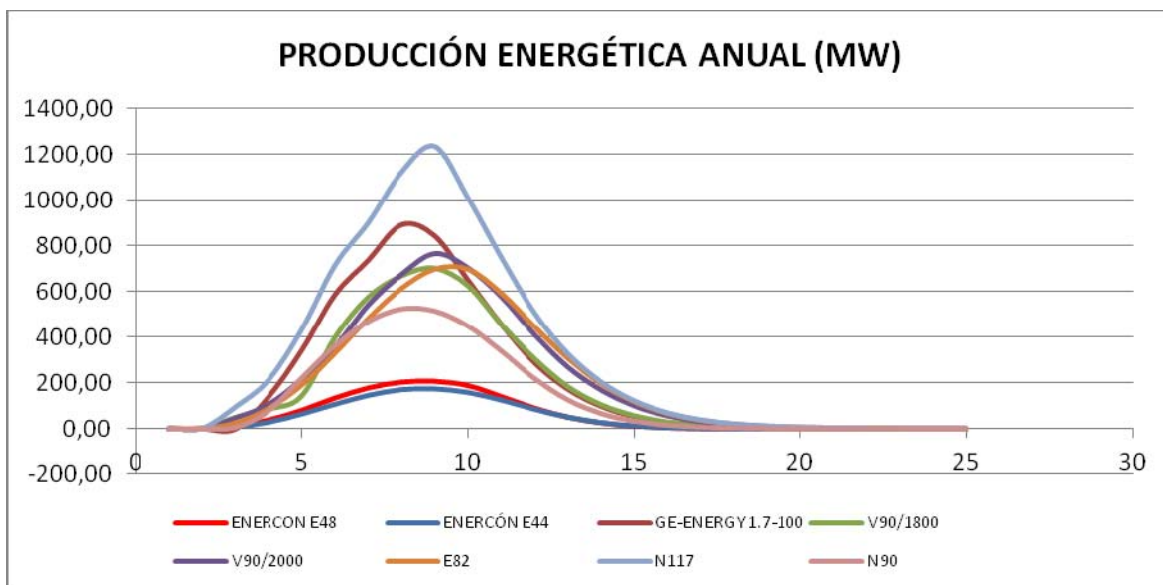


Figura 5.15. Producción energética para los distintos modelos

En la tabla 5.12 siguiente vemos la producción total por modelos y la comparativa de factores de carga.

	ENERCON E48	ENERCON E44	GE-ENERGY 1.7-100	V90/1800	V90/2000	E82	N117	N90
ENERGÍA GENERADA(GW)	1,36	1,16	5,31	4,41	5,05	4,89	7,77	3,42
FACTOR DE CARGA(horas)	1703	1292	3126	2450	2526	2124	3236	1369
FACTOR DE CARGA(%)	19,45%	14,75%	35,69%	27,97%	28,84%	24,25%	36,94%	15,62%
NÚMERO DE AEROGENERADORES	14	14	14	14	14	14	14	14
PRODUCCIÓN TOTAL (GW/hora año)	18	15	71	59	67	65	103	46

Tabla 5.12. Producción total y factores de carga por modelos

5.3. Dimensionamiento

Es necesario comentar un factor a tener en cuenta, que es el efecto estela. Se denomina así al efecto apantallamiento que se produce si una máquina no está suficientemente alejada de la otra, dado que la energía que el aerogenerador extrae del viento hace que el aire que sale de la turbina sea más lento por lo que los siguientes aerogeneradores recibirían un viento menor. Si la distancia entre las máquinas es suficiente el efecto será poco o nada importante.

Conociendo el rotor de la turbina eólica, la rosa de los vientos, la distribución Weibull y la rugosidad en las diferentes direcciones, se puede calcular con exactitud la pérdida de energía debida al apantallamiento entre aerogeneradores, pero como en este caso el estudio se realiza con datos aproximados por el IDAE y no medidos in situ y se respeta la distancia recomendada entre aerogeneradores para su distribución en las parcelas elegidas, se utilizará un coeficiente reductor para simular la pérdida de energía por ese efecto que suele ser del orden del 5% (según se sugiere en la publicación Energías Renovables para el desarrollo[2]).

El modelo que se elegirá a priori es el que genera mayor energía anualmente, N117, y se colocará el número suficiente para aprovechar las mejores ubicaciones respetando sino ampliando las distancias recomendadas entre aerogeneradores, que según la fuente anterior [2], se colocarán separados una distancia de unos 7 diámetros en la dirección del viento y 4 diámetros en dirección perpendicular a los mismos.

Esto da lugar a la colocación de 14 aerogeneradores, con la orientación WNW, tal y como se muestra en la figura 14, número que parece adecuado para no sobrecargar el paisaje y proporcionar al mismo tiempo una producción de energía razonable.

Otro dato a tener en cuenta para la elección de este modelo es el factor de carga, con una turbina de 2400kW, que produce anualmente 7.769,4 MWh es de :

$$\frac{7.766.000}{365 \times 24 \times 2400} \times 100 = 36,94\%$$

Aunque podría parecer un porcentaje bajo y el sentido común podría incitarnos a optimizar el tamaño del aerogenerador y coger uno más pequeño y por lo tanto más barato y que trabajará de ese modo al límite del diseño, no hay que olvidar que la instalación se calcula para funcionar durante 25 años y que un factor de carga bajo alarga la vida de todos los elementos del aerogenerador y hace disminuir el número de averías.

Es por ello que en principio vale más la pena tener simultáneamente una alta producción de energía con un factor de carga bajo y ya en el estudio económico se determina si se amortiza el mayor coste de un aerogenerador más grande.

En la figura 5.16 tenemos la posición de los aerogeneradores en el emplazamiento elegido y las distancias entre ellos con la separación adecuada según recomendaciones.

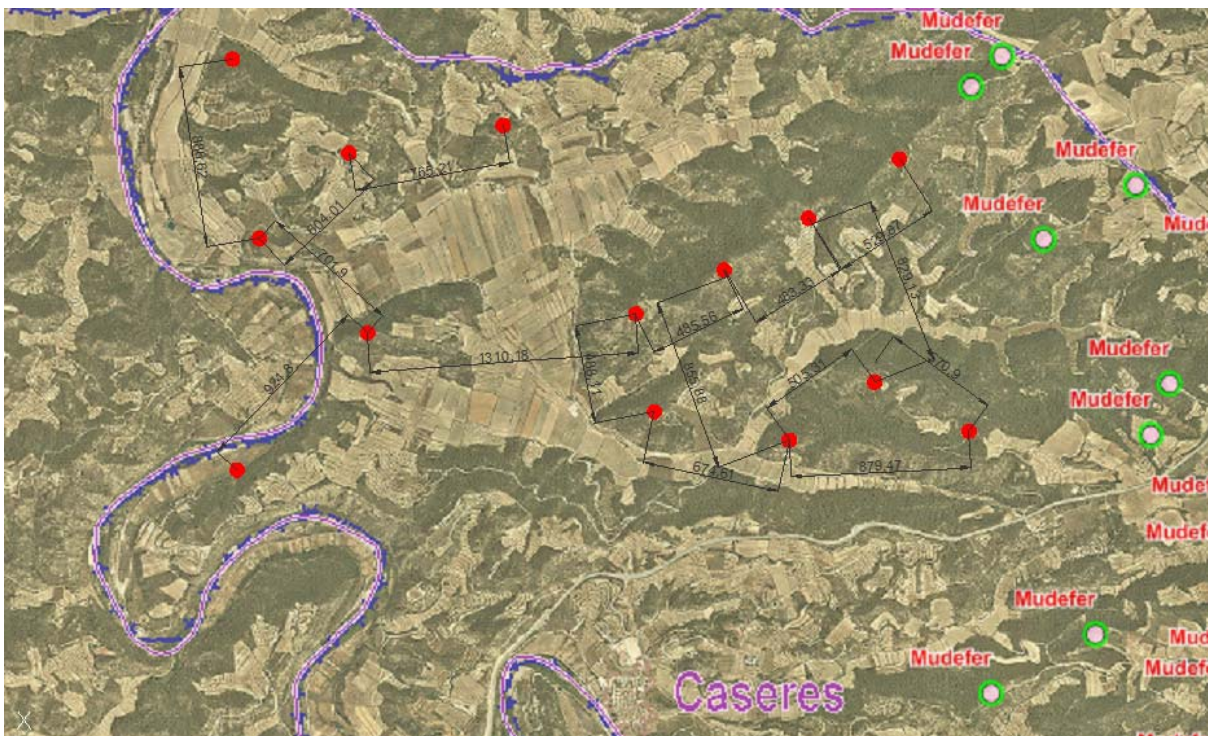


Figura 5.16. Situación de los aerogeneradores

Anualmente con esta elección produciremos:

$$\text{Energía anual} = \text{Energía anual unitaria} \times \text{n}^\circ \text{ aerogeneradores} \times 0,95$$

NORDEX 117

Energía producida anual	103.288	MWh
Número de aerogeneradores	14	

Por lo tanto, produciremos

$$\frac{103.288}{365 \times 24} = 11,8MW$$

11,8MW al año con este modelo y 14 aerogeneradores.

6. Estudio económico

6.1. Introducción

Una vez se conoce el presupuesto total de la obra, hay que llevar a cabo un estudio de viabilidad económica para calcular la rentabilidad del parque eólico ubicado en el municipio Caseres.

El análisis económico se basa en la confrontación de los conjuntos de ingresos y gastos durante un período de 25 años y tiene el objetivo de evaluar la viabilidad económica del proyecto.

Vamos a evaluar 5 casos: el modelo NORDEX 117 que hemos elegido, el modelo G-ENERGY 1.7-100 con 14 molinos, el G-ENERGY 1.7-100 produciendo la misma energía que el NORDEX 117, el V90/2000 con 14 molinos y el V90/2000 produciendo la misma energía que el NORDEX 117.

6.2. Costes

Los costes se pueden determinar en 4 puntos:

- Presupuesto.

El presupuesto de la obra a ejecutar consiste en una parte inicial de obra civil que comprende toda la parte de apertura de accesos al parque; una parte de instalación eléctrica; otro capítulo con la instalación de los aerogeneradores incluidas cimentaciones de los mismos; subestación eléctrica donde está el transformador de alta a media tensión necesaria para el funcionamiento de los aerogeneradores; edificio de control de telecomunicaciones, y, en varios, se incluyen el Estudio de Seguridad y Salud y las medidas preventivas y correctoras según indicaciones del Estudio de Impacto Ambiental.

Se desglosa en la siguiente tabla resumen y se detalla en el Anejo B adjunto, donde la partida más importante será la compra de los aerogeneradores.

1	OBRA CIVIL	526.826,21
2	INSTALACIÓN ELÉCTRICA	1.560.297,01
3	AEROGENERADORES	39.778.880,10
4	SUBESTACIÓN	2.300.000,00
5	EDIFICIO DE CONTROL	175.000,00
6	VARIOS	30.000,00
	TOTAL EJECUCIÓN MATERIAL	44.371.003,32

➤ Financiación:

Parte del proyecto será financiado y parte aportada por socios accionistas y empresas de capital risk, en este caso se considerará un 50% de aportación.

Para la financiación restante, nos encontramos con que la realidad es compleja, las operaciones se conceden a un interés variable según un scoring asignado al cliente en función de su comportamiento histórico con la entidad, la estimación de la cuenta de resultados y según el capital inicial aportado, al que se le aplicaría una cobertura con derivados para asegurar un tipo de interés fijo o un límite superior para garantizar una estabilidad durante la operación y además con un seguimiento anual sobre varios aspectos, principalmente si se va cumpliendo con los ingresos previstos al presentar el proyecto y que determinarían una serie de bonificaciones y penalizaciones al tipo de interés.

Después de consultar con una entidad bancaria parece ser que sería razonable simplificar la operación para el cálculo de este estudio con un tipo de interés del 3,75% a tipo fijo, con una comisión de entrada del 3% y una duración de 10 años. Lo que nos supondría si el proyecto no se desviara de las previsiones una cuota constante.

➤ Alquiler del terreno:

Después de buscar diversas fórmulas y en vista de la volatilidad del precio de la electricidad a la que se estará sujeto a lo largo de vida útil de la instalación, se acuerda alquilar el terreno estrictamente necesario a un precio pactado de un 3,5% de los beneficios obtenidos por la

venta de la energía generada, con un incremento del 0,5% anual como valor aproximado del IPC de los próximos años. De esta manera los costes no se dispararían respecto a los beneficios obtenidos si el precio bajará mucho y los propietarios de los terrenos podrán seguir destinando el uso de los mismos a la misma finalidad, que según se ha podido comprobar en el lugar, la mayoría eran viñedos, otros cultivos y terrenos de caza.

➤ Mantenimiento:

La experiencia demuestra que durante los primeros años los costes por mantenimiento son prácticamente nulos pero que aumenta con el paso de los años. Por lo general para los aerogeneradores nuevos suele estar de promedio entre el 1,5 y el 2% del precio inicial de la turbina [5, pág.178].

El resumen de los costes se muestra en la tabla 6.1.

COSTES ANUALES AÑOS 1-10	NORDEX 117-2400kW	GE-ENERGY 1.7-100	GE-ENERGY 1.7-100	V90/2000	V90/2000
PRESUPUESTO (€)	44.371.003,32 €	35.299.003,32 €	50.915.063,29 €	41.347.003,32 €	65.649.929,00 €
APORTACIÓN (50%)	22.185.501,66 €	17.649.501,66 €	25.457.531,65 €	20.673.501,66 €	32.824.964,50 €
CRÉDITO (50%)	22.185.501,66 €	17.649.501,66 €	25.457.531,65 €	20.673.501,66 €	32.824.964,50 €
PERIODO AMORTIZACIÓN (años)	10	10	10	10	10
TIPO DE INTERES (%)	3,75%	3,75%	3,75%	3,75%	3,75%
COMISIÓN PRIMER AÑO(%)	665.565,05 €	529.485,05 €	763.725,95 €	620.205,05 €	984.748,94 €
CUOTA ANUAL (€)	2.663.890,65 €	2.119.237,29 €	3.056.774,72 €	2.482.339,53 €	3.941.408,11 €
ALQUILER TERRENO (€)	161.024,16 €	110.191,98 €	165.287,98 €	104.765,17 €	164.630,08 €
OPERACIÓN, MANTENIMIENTO Y EXPLOTACIÓN (€)	546.000,00 €	420.000,00 €	630.000,00 €	504.000,00 €	792.000,00 €
TOTAL COSTES ANUALES(€)	3.370.914,81 €	2.649.429,28 €	3.852.062,69 €	3.091.104,70 €	4.898.038,19 €

Tabla 6.1. Tabla de costes anuales

A partir del año 11 los gastos serán debidos al alquiler del terreno y a los costes de operación, mantenimiento y explotación

6.3. Ingresos

Los ingresos provienen exclusivamente de la venta de la electricidad producida. Para ello tendremos en cuenta la producción calculada anteriormente para cada aerogenerador, corregido por las pérdidas en el transporte eléctrico así como por la indisponibilidad de los aerogeneradores tanto por avería como por otras causas. Estas pérdidas las aproximaremos a un 2% para las pérdidas eléctricas y un 5% por la indisponibilidad.

En lo que se refiere al precio de venta de la electricidad, la nueva reforma la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico y el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, que regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos no garantiza un precio de venta como sucedía en la reforma anterior, sino que como el resto de productores deben presentarse a subasta y vender al precio formado según oferta y demanda. Según el boletín, se considera que el precio medio estimado de la electricidad para calcular los ingresos del 2017 en adelante es de 52 eur/MWh.

	2015	2016	2017 en adelante
Precio considerado para estimar los ingresos procedentes de la venta de energía (€/MWh).....	49,52	49,75	52,00

Real Decreto 413/2014, de 6 de junio

A esto hay que restarle los costes que deben soportar los productores de energía eléctrica para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico y el Real Decreto 1544/2011, de 31 de octubre, por el que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución. Estos peajes son uno de valor fijo de 0,50 €/MWh) y otro variable que es un impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica (IVPEE) que establece la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética, con un valor fijo del 7% proporcional a la facturación.

Para determinar que instalación sería la más rentable se considerara que el precio es constante a lo largo de los 25 años y se realizara después un estudio de cómo le afectaría la variación del precio de venta de la electricidad y respecto a los beneficios que se hubieran obtenido con las tarifas del modelo retributivo anterior, obtenidos de la tarifa b.2.1 (para producción exclusivamente eólica en plantas ubicadas en tierra) del RD-661/2007[14] que era para los primeros 20 años de 73 eur/MWh y para los siguientes 61,2 eur/MWh.

En la tabla 6.2 siguiente tenemos los ingresos anuales considerando el precio constante a lo largo de los 25 años.

INGRESOS ANUALES AÑOS 1-25	NORDEX 117-2400kW	GE-ENERGY 1.7-100	GE-ENERGY 1.7-100	V90/2000	V90/2000
PRODUCCIÓN BRUTA (MWh/año)	103.288	70.682,00	106.023,00	67.201,00	105.601,00
INDISPONIBILIDAD DE LOS AEROGENERADORES	5%	5%	5%	5%	5%
PÉRDIDAS ELÉCTRICAS	2%	2%	2%	2%	2%
PRODUCCIÓN NETA (MWh/año)	96.057,84	65.734,26	98.601,39	62.496,93	98.208,93
TARIFA REGULADORA (€/kWh)	0,051500	0,051500	0,051500	0,051500	0,051500
PRODUCCIÓN EUROS ANUAL BRUTO(€)	4.946.978,76 €	3.385.314,39 €	5.077.971,59 €	3.218.591,90 €	5.057.759,90 €
PRODUCCIÓN EUROS ANUAL NETO(€)	4.600.690,25 €	3.148.342,38 €	4.722.513,57 €	2.993.290,46 €	4.703.716,70 €

Tabla 6.2. Tabla de ingresos anuales del año 1 al 25

Los resultados del estudio de cómo le afectaría la variación de tarifa eléctrica se muestra en la tabla 6.3 siguiente.

INGRESOS ANUALES AÑOS 1-20	NORDEX 117-2400kW	GE-ENERGY 1.7-100	GE-ENERGY 1.7-100	V90/2000	V90/2000
PRODUCCIÓN BRUTA (MWh/año)	103.288	70.682,00	106.023,00	67.201,00	105.601,00
INDISPONIBILIDAD DE LOS AEROGENERADORES	5%	5%	5%	5%	5%
PÉRDIDAS ELÉCTRICAS	2%	2%	2%	2%	2%
PRODUCCIÓN NETA (MWh/año)	96.057,84	65.734,26	98.601,39	62.496,93	98.208,93
TARIFA REGULADORA (€/kWh)	0,073228	0,073228	0,073228	0,073228	0,073228
PRODUCCIÓN EUROS ANUAL(€)	7.034.123,51 €	4.813.588,39 €	7.220.382,59 €	4.576.525,19 €	7.191.643,53 €
INGRESOS ANUALES AÑOS 21-25					
TARIFA REGULADORA (€/kWh)	0,0612	0,0612	0,0612	0,0612	0,0612
PRODUCCIÓN EUROS ANUAL	5.878.739,81	4.022.936,71	6.034.405,07	3.824.812,12	6.010.386,52

Tabla 6.3. Tabla de ingresos anuales

6.4. Saldo

La tabla 6.4 siguiente muestra los saldos por franjas de años de modo que de los años 1 al 10 tenemos el coste del crédito, el alquiler del terreno y los costes de operación, mantenimiento y explotación, mientras que del 11 al 25 serán los debidos al alquiler del terreno y a operación, mantenimiento y explotación. Usando las tarifa para el 2017.

SALDO ANUAL AÑO 1	NORDEX 117-2400kW	GE-ENERGY 1.7-100	GE-ENERGY 1.7-100	V90/2000	V90/2000
COSTE ANUAL (Año 1)	4.036.479,86 €	3.178.914,33 €	4.615.788,64 €	3.711.309,75 €	5.882.787,13 €
SALDO NETO ANUAL (Año 1)	564.210,39 €	-30.571,94 €	106.724,93 €	-718.019,29 €	-1.179.070,42 €
SALDO ANUAL AÑOS 2-10					
COSTES ANUALES (Años 2-10)	3.370.914,81	2.649.429,28	3.852.062,69	3.091.104,70	4.898.038,19
SALDO NETO ANUAL (Años 2-10)	1.229.775,44 €	498.913,11 €	870.450,88 €	-97.814,24 €	-194.321,49 €
SALDO ANUAL AÑOS 11-25					
COSTES ANUALES (Años 11-25)	707.024,16	530.191,98	795.287,98	608.765,17	956.630,08
SALDO NETO ANUAL (Años 11-25)	3.893.666,09 €	2.618.150,40 €	3.927.225,60 €	2.384.525,30 €	3.747.086,62 €

Tabla 6.4. Tabla de saldos anuales por rangos de años

El saldo para el estudio con la tarifa subvencionada del Real Decreto anterior sería el de la tabla 6.5.

SALDO ANUAL AÑO 1	NORDEX 117-2400kW	GE-ENERGY 1.7-100	GE-ENERGY 1.7-100	V90/2000	V90/2000
COSTE ANUAL (Años 1)	4.121.650,03 €	3.237.197,94 €	4.703.214,06 €	3.766.722,96 €	5.969.864,57 €
SALDO NETO ANUAL (Años 1)	2.912.473,48 €	1.576.390,45 €	2.517.168,53 €	809.802,23 €	1.221.778,96 €
SALDO ANUAL AÑOS 2-10					
COSTES ANUALES (Años 2-10)	3.456.084,98	2.707.712,89	3.939.488,11	3.146.517,91	4.985.115,63
SALDO NETO ANUAL (Años 2-10)	3.578.038,53 €	2.105.875,50 €	3.280.894,48 €	1.430.007,28 €	2.206.527,90 €
SALDO ANUAL AÑOS 11-20					
COSTES ANUALES (Años 11-20)	792.194,32	588.475,59	882.713,39	664.178,38	1.043.707,52
SALDO NETO ANUAL (Años 11-20)	6.241.929,18 €	4.225.112,80 €	6.337.669,20 €	3.912.346,81 €	6.147.936,00 €
SALDO ANUAL AÑOS 21-25					
COSTES ANUALES (Años 21-25)	792.194,32	588.475,59	882.713,39	664.178,38	1.043.707,52
SALDO NETO ANUAL (Años 21-25)	5.086.545,49 €	3.434.461,12 €	5.151.691,68 €	3.160.633,73 €	4.966.678,99 €

Tabla 6.5. Tabla de saldos anuales por rangos de años

6.5. Indicadores

El análisis económico se realiza mediante el cálculo de un serie de indicadores :

➤ VAN (Valor Anual Neto)

Indica el valor actual de los flujos generados al final del período considerado (2017- 2031), a una determinada tasa de descuento. Se corresponde al aumento de la riqueza generada después de recuperar la inversión. En general se considera adecuado sacar un proyecto adelante si $VAN > 0$. Se calcula como:

$$VAN = -A + \sum_{n=1}^N \frac{Q_n}{(1+i)^n}$$

donde Q_n representa los flujos de caja, A es el valor de inversión inicial, N es el número de períodos considerado y i el tipo de interés, que se tomará como referencia el tipo de la renta fija, la aproximaremos según la imagen 6.3 al 2%. En resumen el VAN da información sobre si el dinero invertido en el proyecto tendrá una rentabilidad mayor que la tasa de descuento ($VAN > 0$) o no ($VAN < 0$). En base a este resultado valdrá la pena o no invertir en este proyecto. También podemos ver este indicador como un indicador del coste de oportunidad.

RENTABILIDADES ÚLTIMA SUBASTA:			
Letras a 3 Meses	-0,351%	Letras a 6 Meses	-0,265%
Letras a 9 Meses	-0,256%	Letras a 12 Meses	-0,200%
Bonos a 3 Años	-0,098%	Bonos a 5 Años	0,168%
Obligaciones a 10 Años	1,095%	Obligaciones a 15 Años	1,521%
Obligaciones a 30 Años	2,115%	Bonos Indexados a 5 Años	-0,361%
Obligaciones Indexadas a 10 Años	0,413%	Obligaciones Indexadas a 15 Años	0,485%

Figura 6.3. Rentabilidades última subasta. Tesoro público[15]

➤ TIR (Tasa Interna de Retorno)

Es la tasa de descuento que hace que el VAN del proyecto sea igual a cero. Un proyecto se considera aceptable si la TIR es superior a la tasa de descuento. En general, este indicador lleva a la misma conclusión de que el VAN, ya que si el VAN es positivo implica que la TIR es superior a la tasa, y viceversa.

➤ PRI (Período de Recuperación de la Inversión)

Este parámetro tiene más en cuenta el riesgo y la incertidumbre del proyecto y expresa el potencial de un proyecto para su recuperación económica. El PRI se deriva del balance acumulativo de todos los gastos e ingresos (cash-flow). El PRI es el número de años hasta que el balance acumulado es nulo (o positivo) y, por tanto, positivo a las siguientes anualidades.

6.6. Confirmación de la elección del modelo

Para calcular el VAN sólo se necesita la inversión inicial, los beneficios netos de cada año (Ingresos - gastos) y la tasa de descuento que se ha supuesto del 2%. Para el TIR, lo que se hace es igualar el VAN a 0 y buscar cuánto vale la tasa de descuento. Con el PRI es necesario ver los flujos de caja o cash-flow.

En la tabla 6.6 se pueden ver los resultados:

NORDEX 117-2400kW			GE-ENERGY 1.7-100			GE-ENERGY 1.7-100		
TIR		2,97%	TIR		1,26%	TIR		1,64%
VAN		6.618.164,48 €	VAN		-3.877.111,39 €	VAN		-2.717.676,69 €
AÑO	FLUJO DE FONDOS		AÑO	FLUJO DE FONDOS		AÑO	FLUJO DE FONDOS	
0	-44.371.003,32 €		0	-35.299.003,32 €		0	-50.915.063,29 €	
1	564.210,39 €	-43.806.792,93 €	1	-30.571,94 €	-35.329.575,26 €	1	106.724,93 €	-50.808.338,36 €
2	1.229.775,44 €	-42.577.017,50 €	2	498.913,11 €	-34.830.662,16 €	2	870.450,88 €	-49.937.887,48 €
3	1.228.165,19 €	-41.348.852,30 €	3	497.811,19 €	-34.332.850,97 €	3	868.798,00 €	-49.069.089,48 €
4	1.226.554,95 €	-40.122.297,35 €	4	496.709,27 €	-33.836.141,71 €	4	867.145,12 €	-48.201.944,36 €
5	1.224.944,71 €	-38.897.352,64 €	5	495.607,35 €	-33.340.534,36 €	5	865.492,24 €	-47.336.452,11 €
6	1.223.334,47 €	-37.674.018,17 €	6	494.505,43 €	-32.846.028,93 €	6	863.839,36 €	-46.472.612,75 €
7	1.221.724,23 €	-36.452.293,94 €	7	493.403,51 €	-32.352.625,43 €	7	862.186,48 €	-45.610.426,27 €
8	1.220.113,99 €	-35.232.179,96 €	8	492.301,59 €	-31.860.323,84 €	8	860.533,60 €	-44.749.892,67 €
9	1.218.503,74 €	-34.013.676,21 €	9	491.199,67 €	-31.369.124,17 €	9	858.880,72 €	-43.891.011,95 €
10	1.216.893,50 €	-32.796.782,71 €	10	490.097,75 €	-30.879.026,43 €	10	857.227,84 €	-43.033.784,10 €
11	3.879.173,91 €	-28.917.608,80 €	11	2.608.233,12 €	-28.270.793,30 €	11	3.912.349,68 €	-39.121.434,42 €
12	3.877.563,67 €	-25.040.045,12 €	12	2.607.131,20 €	-25.663.662,10 €	12	3.910.696,80 €	-35.210.737,62 €
13	3.875.953,43 €	-21.164.091,69 €	13	2.606.029,28 €	-23.057.632,82 €	13	3.909.043,92 €	-31.301.693,70 €
14	3.874.343,19 €	-17.289.748,50 €	14	2.604.927,36 €	-20.452.705,46 €	14	3.907.391,04 €	-27.394.302,66 €
15	3.872.732,95 €	-13.417.015,56 €	15	2.603.825,44 €	-17.848.880,02 €	15	3.905.738,16 €	-23.488.564,49 €
16	3.871.122,71 €	-9.545.892,85 €	16	2.602.723,52 €	-15.246.156,50 €	16	3.904.085,28 €	-19.584.479,21 €
17	3.869.512,46 €	-5.676.380,39 €	17	2.601.621,60 €	-12.644.534,90 €	17	3.902.432,40 €	-15.682.046,81 €
18	3.867.902,22 €	-1.808.478,16 €	18	2.600.519,68 €	-10.044.015,21 €	18	3.900.779,52 €	-11.781.267,29 €
19	3.866.291,98 €	2.057.813,82 €	19	2.599.417,76 €	-7.444.597,45 €	19	3.899.126,64 €	-7.882.140,64 €
20	3.864.681,74 €	5.922.495,56 €	20	2.598.315,84 €	-4.846.281,61 €	20	3.897.473,76 €	-3.984.666,88 €
21	3.863.071,50 €	9.785.567,06 €	21	2.597.213,92 €	-2.249.067,69 €	21	3.895.820,88 €	-88.846,00 €
22	3.861.461,26 €	13.647.028,31 €	22	2.596.112,00 €	347.044,31 €	22	3.894.168,00 €	3.805.322,01 €
23	3.859.851,01 €	17.506.879,33 €	23	2.595.010,08 €	2.942.054,40 €	23	3.892.515,12 €	7.697.837,13 €
24	3.858.240,77 €	21.365.120,10 €	24	2.593.908,16 €	5.535.962,56 €	24	3.890.862,24 €	11.588.699,38 €
25	3.856.630,53 €	25.221.750,63 €	25	2.592.806,24 €	8.128.768,80 €	25	3.889.209,36 €	15.477.908,74 €

V90/2000			V90/2000		
TIR		-1,06%	TIR		-1,15%
VAN		-17.552.686,17 €	VAN		-28.613.262,46 €
AÑO	FLUJO DE FONDOS		AÑO	FLUJO DE FONDOS	
0	-41.347.003,32 €		0	-65.649.929,00 €	
1	-718.019,29 €	-42.065.022,61 €	1	-1.179.070,42 €	-66.828.999,42 €
2	-97.814,24 €	-42.162.836,84 €	2	-194.321,49 €	-67.023.320,91 €
3	-98.861,89 €	-42.261.698,73 €	3	-195.967,79 €	-67.219.288,70 €
4	-99.909,54 €	-42.361.608,27 €	4	-197.614,09 €	-67.416.902,79 €
5	-100.957,19 €	-42.462.565,46 €	5	-199.260,39 €	-67.616.163,19 €
6	-102.004,84 €	-42.564.570,31 €	6	-200.906,69 €	-67.817.069,88 €
7	-103.052,49 €	-42.667.622,80 €	7	-202.552,99 €	-68.019.622,87 €
8	-104.100,15 €	-42.771.722,95 €	8	-204.199,29 €	-68.223.822,17 €
9	-105.147,80 €	-42.876.870,75 €	9	-205.845,60 €	-68.429.667,76 €
10	-106.195,45 €	-42.983.066,20 €	10	-207.491,90 €	-68.637.159,66 €
11	2.375.096,43 €	-40.607.969,76 €	11	3.732.269,91 €	-64.904.889,75 €
12	2.374.048,78 €	-38.233.920,99 €	12	3.730.623,61 €	-61.174.266,14 €
13	2.373.001,13 €	-35.860.919,86 €	13	3.728.977,31 €	-57.445.288,83 €
14	2.371.953,48 €	-33.488.966,38 €	14	3.727.331,01 €	-53.717.957,82 €
15	2.370.905,82 €	-31.118.060,56 €	15	3.725.684,71 €	-49.992.273,11 €
16	2.369.858,17 €	-28.748.202,38 €	16	3.724.038,41 €	-46.268.234,71 €
17	2.368.810,52 €	-26.379.391,86 €	17	3.722.392,11 €	-42.545.842,60 €
18	2.367.762,87 €	-24.011.628,99 €	18	3.720.745,80 €	-38.825.096,80 €
19	2.366.715,22 €	-21.644.913,77 €	19	3.719.099,50 €	-35.105.997,30 €
20	2.365.667,57 €	-19.279.246,21 €	20	3.717.453,20 €	-31.388.544,09 €
21	2.364.619,91 €	-16.914.626,29 €	21	3.715.806,90 €	-27.672.737,19 €
22	2.363.572,26 €	-14.551.054,03 €	22	3.714.160,60 €	-23.958.576,59 €
23	2.362.524,61 €	-12.188.529,42 €	23	3.712.514,30 €	-20.246.062,29 €
24	2.361.476,96 €	-9.827.052,46 €	24	3.710.868,00 €	-16.535.194,29 €
25	2.360.429,31 €	-7.466.623,15 €	25	3.709.221,70 €	-12.825.972,59 €

Tabla 6.7. Resultado de la valoración económica

Si observamos en VAN y el TIR los mejores valores los tenemos en el NORDEX 117 con un TIR del 2,97%, lo que se traduce en unos beneficios de 6.618.164,48€ por encima de una inversión financiera en obligaciones españolas a 20 años. Además, la inversión quedaría amortizada a los 19 años.

Para los demás modelos se obtienen amortizaciones de la inversión más largas, incluso en los dos últimos casos no se conseguiría amortizar la inversión en esos 25 años de vida útil de la instalación.

Por todo ello se concluye que la inversión en el parque eólico con el modelo de aerogenerador NORDEX 117-2400kW en la ubicación prevista es viable, sostenible y el más rentable desde el punto de vista económico.

6.7. Valoración de la situación actual

Con la ayuda de la hoja de cálculo, se encuentra que para una tarifa de 48 eur/MWh, el beneficio obtenido sería exactamente el mismo que con una inversión financiera sin riesgo o con riesgo mínimo como son las obligaciones del estado elegidas, y que por lo tanto si este precio fuese inferior el proyecto dejaría de ser viable económicamente.

Si observamos, cuál sería el beneficio obtenido unos años atrás con el anterior decreto por el cual la energía eólica se consideraba del régimen especial, obtenemos el siguiente cuadro:

NORDEX 117-2400kW		
	PREVIO DECRETO	DECRETO NUEVO
TIR	8,58%	2,97%
VAN	47.808.965,22 €	6.618.164,48 €

Tabla 6.8. Comparativa de indicadores

El anterior decreto garantizaba un precio fijo y conocido de antemano para la la venta de la energía producida, de manera que el único factor que podía alterar la rentabilidad final era la producción anual, se estaba sujeto a la incertidumbre de los fenómenos atmosféricos y de las averías, pero con una certeza razonable se deducía el rendimiento final y por ello la evolución de la potencia eólica instalada, como vimos en el capítulo 3 (imagen 3.3), tuvo un crecimiento espectacular.

Con la nueva política energética, se abandona el régimen especial para pasar a hablar de “Rentabilidad Razonable”, actualmente el 7,389%, que se ha definido como 300 puntos básicos por encima de la rentabilidad de los últimos diez años, de las obligaciones del Estado a diez años. La Rentabilidad Razonable se podrá revisar para cada período regulatorio de seis años.

Para el próximo período regulatorio, de mantenerse el diferencial en 300 puntos básicos, la Rentabilidad Razonable podría caer hasta el 5,2%, considerando los tipos forward de las obligaciones del Estado a diez años correspondientes.

Eso quiere decir que en principio la planta eólica debería recibir una prima si la tarifa eléctrica bajara demasiado. Esta prima no sería muy elevada puesto que complementaría hasta la rentabilidad razonable y que como se ha visto bajará considerablemente en el próximo periodo, pero que permitiría mantener la hipótesis de un mínimo de 52 euros/MWh y asegurar la sostenibilidad de la instalación, a pesar de que como se puede ver en las siguientes figuras, la producción eólica ejerce una presión a la baja en los precios del mercado.

En las figuras 6.1 y 6.2 tenemos las coberturas y precios de la electricidad.

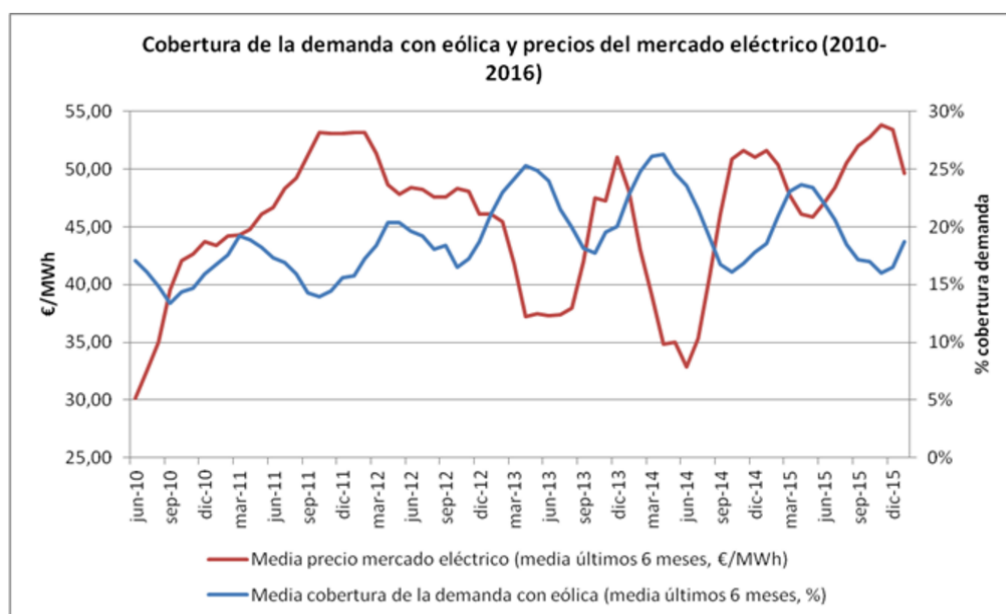


Figura 6.1. Cobertura de demanda y precios de mercado

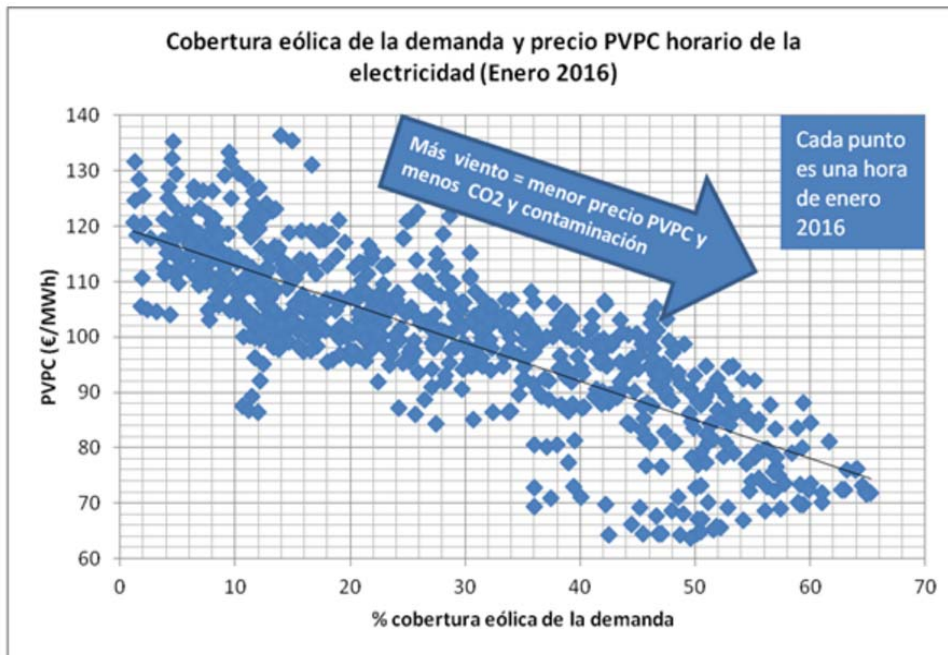


Figura 6.2. Cobertura eólica y precio PVPC horario de la electricidad

Lo que es evidente, es que más allá de los ventajas ecológicas, han dejado de ser tentadoras a nivel puramente inversor, pues los beneficios se han reducido ocho veces respecto al anterior periodo. Con este reforma en la regulación de la producción eléctrica, se aleja a la parte más especuladora de la ecuación y es que por ello el crecimiento de la potencia instalada de los últimos tres años ha sido prácticamente nulo, cosa que dificultara cumplir con el compromiso energético fijado por la Directiva 2012/27 de la Unión Europea, para 2020 se necesitarían instalar en España entre 6.600MW y 8.500MW de energías renovables, 76% eólica y 16% fotovoltaica que, junto con otras medidas de mejora en la eficiencia energética, permitieran reducir la intensidad energética.

No sería extraño esperar algún tipo de ajustes en los próximos años por parte del Ministerio de Industria en la retribución de las renovables para remediar la situación.

7. Estudio medioambiental

7.1. Introducción

El objetivo de este estudio es el de predecir y prevenir las consecuencias que conlleva la instalación de un parque eólico en el municipio de Caseres sobre el medio natural.

Para ello se debe analizar básicamente los siguientes puntos:

- Identificar las acciones susceptibles de generar impactos en cada fase del proyecto.
- Identificar los elementos del medio natural que puedan verse afectados.
- Identificar los elementos socioeconómicos afectados.
- Valorar cualitativa y cuantitativamente los impactos ambientales.
- Desarrollar medidas preventivas, correctoras y compensatorias.
- Desarrollar un plan de vigilancia ambiental.
- Colaborar con el desarrollo sostenible de la zona en cuestión.

7.2. Descripción y localización del parque

El parque se encuentra en el noroeste del municipio de Caseres, en la provincia de Tarragona, como se puede ver en la figura 7.1.

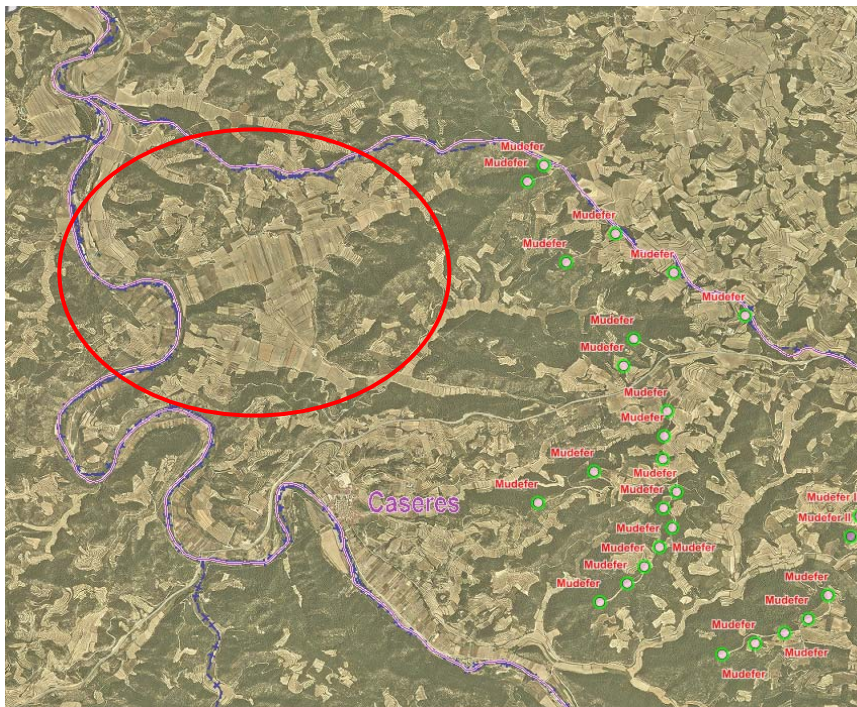


Figura 7.1. Localización del parque

El emplazamiento elegido no afecta a las zonas protegidas, como se puede ver en la figura 7.2.

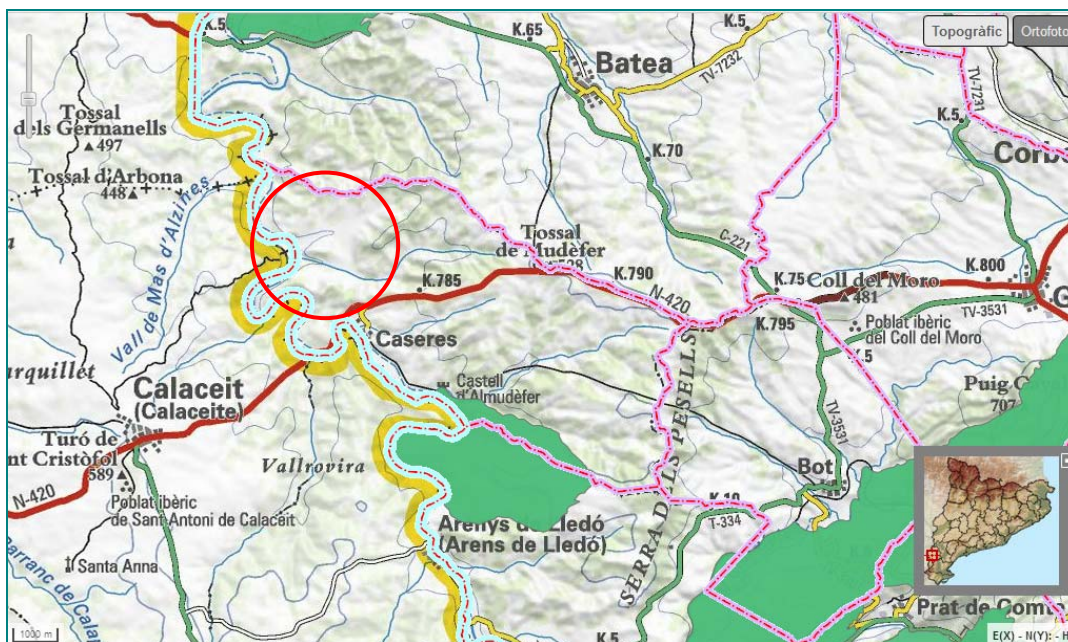


Figura 7.2. Zonas protegidas ICGC[9]

Para explicar brevemente los conceptos teóricos básicos nos basaremos en los puntos tratados en documento de Environmental Product Declaration de la empresa GAMESA[16] y Energías Renovables para el Desarrollo, Jose M^a de Juana[5].

7.3. Energía eólica y medio ambiente

En la actualidad se está llegando al límite de la capacidad de los ecosistemas para regenerarse de la contaminación producida por el hombre. Un tercio del total de la contaminación generada a escala mundial procede del proceso de producción de electricidad. El desarrollo de las fuentes de energía renovables es deseable y necesario.

El viento es una fuente de energía natural, renovable y no contaminante. La generación de electricidad a partir del viento no produce gases tóxicos, ni contribuye al efecto invernadero ni a la lluvia ácida. No origina productos secundarios peligrosos como radiación ionizante ni residuos radiactivos. Cada kilovatio hora de electricidad generada por energía eólica, en lugar de carbón evita la emisión de aproximadamente un kilogramo de dióxido de carbono a la atmósfera si se hubiera generado en una central térmica de gas o carbón.

Las afecciones provocadas por la energía eólica tienen efectos localizados y reversibles, los cuales se pueden superar mediante soluciones técnicas y no representa un peligro serio para el medio ambiente a diferencia de las fuentes tradicionales de energía, cuyos impactos suelen ser generales, permanentes y costosos en su eliminación.

Las posibles afecciones de un proyecto eólico en el medio ambiente deben ser analizadas con la realización de un estudio de impacto ambiental. En principio, las zonas naturales protegidas deberían quedar al margen del desarrollo de la energía eólica. El impacto de una actividad en el medio presenta una mayor o menor incidencia dependiendo de tres factores fundamentales:

- El carácter de la acción en sí misma
- La fragilidad ecológica que tenga el territorio donde va a llevarse a cabo la acción
- La calidad ecológica que tenga el lugar donde se desarrolla el proyecto

Cuanto más intensa sea la acción, más frágil el territorio y mayor la calidad, el impacto producido será mayor. El carácter de los proyectos eólicos genera escaso impacto por lo que, al

evaluarlo, deberemos centrarnos fundamentalmente en el análisis de los otros dos puntos (fragilidad y calidad ecológica). Ello requiere un estudio del lugar en que va a realizarse el proyecto. No obstante, existen efectos comunes a las instalaciones eólicas, que pueden sintetizarse en los siguientes aspectos: impacto sobre la flora, efectos sobre la avifauna, impacto visual y ruido. Para el desarrollo de los siguientes apartados de ha seguido el documento Energías Renovables para el desarrollo [1].

7.3.1. Impacto sobre la flora y erosión

La vegetación puede verse afectada por la necesidad de la preparación del terreno para la instalación de parques eólicos y su degradación a causa de las obras de construcción, accesos, caminos, fundaciones y otros elementos del sitio. Por lo tanto, y para minimizar estos efectos, al elegir el lugar donde va a ser erigido el parque eólico, se toman las medidas enumeradas a continuación.

- Replanteo de todas las zonas afectadas por el proyecto antes del inicio de la construcción, para evitar una repercusión física superior a la estrictamente necesaria.
- La recolección adecuada de suelo extraído de las excavaciones para su reutilización en las actividades de restauración.
- Protección de las áreas designadas para el uso o la manipulación de sustancias que pueden causar derrames accidentales, con el potencial de contaminación de suelos y aguas, ya sea aguas superficiales o subterráneas.
- Reutilización del material de desecho que apareció durante la ejecución de las excavaciones para el tendido de líneas eléctricas subterráneas y en la realización de zapatas de hormigón, para el acondicionamiento y la restauración del paisaje obras.
- Restauración de la vegetación afectada por las obras, con el fin de asegurar que el área no permanece ocupado por carretera o infraestructuras. Repoblar la zona con arbustos y matorrales del mismo tipo de los que hay en los alrededores.
- No localizar cualquier elemento del parque eólico en donde se pudiera afectar a cualquier especie protegida.
- Reemplazo de bosques y matorrales en las zonas afectadas, en los casos que la repercusión de los terrenos forestales adyacentes no se puede evitar.

- Creación de la nueva carretera de accesos, utilizando al máximo los caminos ya existentes. Si no es posible, volver a pensar el diseño tratando de no afectar a estos bosques.
- Eliminación de todas las instalaciones temporales y todos los residuos, desechos y equipos utilizados o generados durante la ejecución de las obras.

7.3.2. Impacto sobre la fauna y avifauna

Por otra parte, la alteración del medio natural tiene consecuencias sobre la fauna de la zona, que también requiere tomar ciertas medidas para reducir esta forma de impacto.

- Durante la ejecución de las obras para el tendido de líneas eléctricas subterráneas, la intención es cerrar las zanjas tan pronto como sea posible, evitando que los animales caigan.
- Se prioriza la ubicación de los aerogeneradores en zonas no boscosas, donde se reduce la presencia de animales.
- Replantación de arbustos o otra vegetación para compensar la reducción de la superficie útil de la reserva y mejora el refugio para varias especies.
- Instalar todo el cableado interno del parque eólico subterráneo, para evitar la electrocución de aves por el contacto con los conductores de energía eléctrica.
- En caso de que dicha instalación de la línea fuera inevitable, proceder a colocar soluciones técnicas para evitar la electrocución de las aves.
- Estudiar el impacto potencial del parque eólico en la fauna de la zona. Si se desprende de este estudio que la ubicación de una turbina de viento u otra instalación que integra el parque eólico representa un riesgo para la fauna autóctona, quitar la instalación según sea el caso.
- Monitorizar las colisiones de aves con el objetivo de establecer las medidas correctivas.

Teniendo en cuenta todas las medidas, se llevan a cabo estudios cuantitativos de los impactos sobre la base de diferentes indicadores. Para analizar el impacto sobre la vegetación, el

porcentaje de superficie cubierta se utiliza el indicador (PSC), que se calcula antes y después de la ejecución de las obras con el fin de determinar su variación.

En cuanto al impacto sobre la vida silvestre, especialmente en las aves, se determina que la causa de estas medidas preventivas adoptadas, el impacto es pequeño debido a que los parques eólicos se encuentran en situaciones estudiadas para afectar lo menos posible a su comportamiento. Además, el riesgo de colisión de las aves con las palas se reduce, ya que rápidamente se acostumbran a las turbinas.

Se han realizado numerosos estudios acerca de la conducta de las aves y la frecuencia de las colisiones con un aerogenerador habiéndose comprobado que el peligro significativo es muy pequeño en comparación con otras causas de accidentes de aves (tendidos eléctricos, carreteras, etc.).

En cualquier caso la construcción de parques debe evitarse en ciertas áreas como las rutas de migración de aves y las zonas de residencia de especies vulnerables o en peligro de extinción.

En el caso de la avifauna (exceptuando planeadoras) que vive normalmente en una zona de aerogeneradores el peligro de choque es relativamente bajo, ya que los pájaros aprenden a evitar los obstáculos existentes en su propio territorio. Para las aves migratorias diurnas el peligro de colisión es insignificante (con buenas condiciones climatológicas), ya que suelen divisar el obstáculo y modifican su ruta de vuelo a gran distancia de los parques eólicos. Las migratorias nocturnas si parece que pueden tener mayores problemas de colisión especialmente concentradas en las denominadas "noches catastróficas". En condiciones adversas los pájaros a veces descienden a menores alturas aumentando entonces el peligro de colisión. Parece también que, al pasar por zonas costeras, las aves migratorias vuelan mucho más bajo. Existen evidencias de que puedan desorientarse por las luces. En general, el tendido eléctrico causa mayores problemas que los propios aerogeneradores, que son estructuras visibles y más fácilmente evitables que los tendidos. La electrocución y la colisión con los tendidos eléctricos son las dos causas de mortalidad más frecuentes, cuya incidencia varía según el tipo de especie afectada y el diseño de la red

Las rapaces son el grupo de aves más afectadas por la electrocución, debido a su mayor tamaño y a la costumbre de usar posaderos elevados. Los tendidos más conflictivos son los de media tensión (entre 0,3 y 20 kV), ya que su diseño favorece el contacto simultáneo entre dos conductores o la derivación a tierra. Existen soluciones técnicas para reducir el riesgo de este tipo de accidentes.

La colisión se produce en todo tipo de líneas e transporte, tanto eléctricas como de comunicación. Afecta a un mayor número de especies e aves. En condiciones de buena visibilidad, las aves suelen detectar el tendido sin problemas, pero cuando la visibilidad se reduce (durante la noche, por la lluvia o al amanecer) es cuando se produce la mayoría de los accidentes. La solución más utilizada es la señalización de los cables mediante distintos métodos (tubos de polietileno, cintas de plástico, bolas de plástico, etc.). Más difícil es la eliminación de los hilos de tierra de las líneas de alta tensión, ya que puede afectar la seguridad de la línea al protegerla de las descargas atmosféricas; aun así, puede estudiarse en los más peligrosos.

En numerosas ocasiones, sobre todo cuando un parque eólico se instala en un espacio protegido, se ha sugerido la necesidad de que el tendido eléctrico sea subterráneo, si no es posible en todo su recorrido si al menos en los tramos más conflictivos. Supone un encarecimiento del coste que es ampliamente criticado por los promotores de los parques, sobre todo porque esta existencia suele plantearse para los parques eólicos, que generan escaso impacto en el medio, y no para la red general la cual, dado su volumen y extensión, es la que ocasiona la práctica totalidad de los problemas tanto de electrocución como de colisión.

Aunque lógicamente sería deseable que todos los tendidos eléctricos fueran subterráneos, sí debería ser obligatorio en el caso concreto de los tendidos eléctricos ubicados en espacios protegidos, rutas migratorias o áreas de reproducción de especies de aves protegidas.

En este caso el parque no afecta a ninguna zona protegida, por lo que no genera impactos negativos sobre la fauna o avifauna existentes.

7.3.3. Impacto visual

La intrusión visual en el paisaje es la objeción más frecuente hecha contra los aerogeneradores y el principal factor que determina las actitudes públicas contra la aplicación de la energía eólica. Por ello es un problema que no puede ser ignorado en su desarrollo. Este es el impacto medioambiental menos cuantificable de los aerogeneradores y el menos investigado en comparación con otra clase de impactos ambientales. La razón por la cual la investigación es infrecuente es porque el impacto visual es a menudo subjetivo y en cualquier caso difícil de estimar y cuantificar. Nuestra percepción sobre el medio ambiente es un complejo proceso en el que interaccionan el observador y la realidad física observada. La realidad física se registra por los órganos de los sentidos. Los impulsos son interpretados y valorados según el

conocimiento, experiencia y expectativas almacenadas en nuestro cerebro. Este es el proceso de percepción. El factor tiempo también debe ser tenido en cuenta. Cuando se adquieren nuevos conocimientos y experiencias, nuestras expectativas pueden ser modificadas. El proceso de percepción es un proceso global que a menudo supone más que la todas sus partes.

Los aerogeneradores crean una intrusión en el paisaje, cuyas razones pueden desglosarse de la siguiente forma: son estructuras verticales que destacan, por tanto, en un paisaje de componentes horizontales; los aerogeneradores son estructuras artificiales de carácter puntual, lo que hace que su impacto visual, aunque exista, sea menor que sin fueran estructuras lineales que ocuparan grandes extensiones.

Los objetos en movimiento atraen la atención del observador, por lo que las palas de los molinos girando constituyen puntos dominantes del paisaje. La intrusión visual disminuye con la distancia.

Los efectos visuales de un parque eólico dependen de la capacidad del observador para registrar las impresiones visuales, el paisaje (topografía, edificios, vegetación y clima) y las características del propio parque (tamaño y altura, material, color).

Para definir los límites de los variados efectos visuales, existen cuatro factores que se han de considerar: envergadura de las palas, intrusión visual, dominancia visual y visibilidad.

- ZONA I: El límite está determinado por el radio de la turbina.
- ZONA II: El límite determina una zona en la cual el aerogenerador se percibe como un intruso visual. El límite es 3 veces la altura, que se corresponde con la distancia donde un observador aumenta el control de su ojo sobre el objeto alto.
- ZONA III: Área donde la turbina domina un sector del campo de visión. La distancia límite se estima en 10 veces la altura.
- ZONA IV: Área donde la turbina puede verse, pero se percibe como perteneciente al paisaje lejano. El límite se calcula teniendo en cuenta la altura, la curvatura de la Tierra y el efecto de refracción. En un paisaje llano y abierto, la longitud teórica de visibilidad es de 40 km por cada 100 m de turbina. En la práctica, la longitud está limitada por las condiciones de visibilidad, el tiempo y las pantallas existentes en el paisaje como, por ejemplo, topografía, vegetación y edificios.

En áreas llanas suele ser buena idea situar las turbinas en una distribución geométrica simple, fácilmente perceptible por el espectador. Las turbinas situadas equidistantemente a largo de una línea recta ofrecen una buena solución.

Aunque cada persona tiene una percepción única, existe actualmente un consenso general acerca de las evaluaciones del paisaje. Esto no quiere decir que la mayor parte de la gente posea misma opinión acerca del paisaje y la estética, pero hay ciertas opiniones regulares en los juicios. De todos modos, hay que tener en cuenta que los datos obtenidos de las encuestas no son extrapolables de forma universal.

La vegetación puede usarse para reducir la interferencia visual tanto a distancias grandes como pequeñas. Así, junto con un correcto diseño del parque, reduce el impacto visual.

El parque estudiado en este proyecto no supone un gran impacto visual al estar lejos del casco urbano.

7.3.4. Ruido

Hoy en día el ruido es un problema secundario. Es interesante observar que los niveles de emisión sonora de todos los nuevos diseños de aerogeneradores tienden a agruparse en torno a los mismos valores. Esto parece indicar que las ganancias debidas a los nuevos diseños, como las puntas de pala más silenciosas, se invierten en aumentar ligeramente la velocidad en punta de pala (la velocidad del viento medida la punta de la pala) y, por tanto, en aumentar la energía producida por las máquinas.

En la figura 7.3 se muestra la variación del ruido en dB frente a la distancia de un aerogenerador.

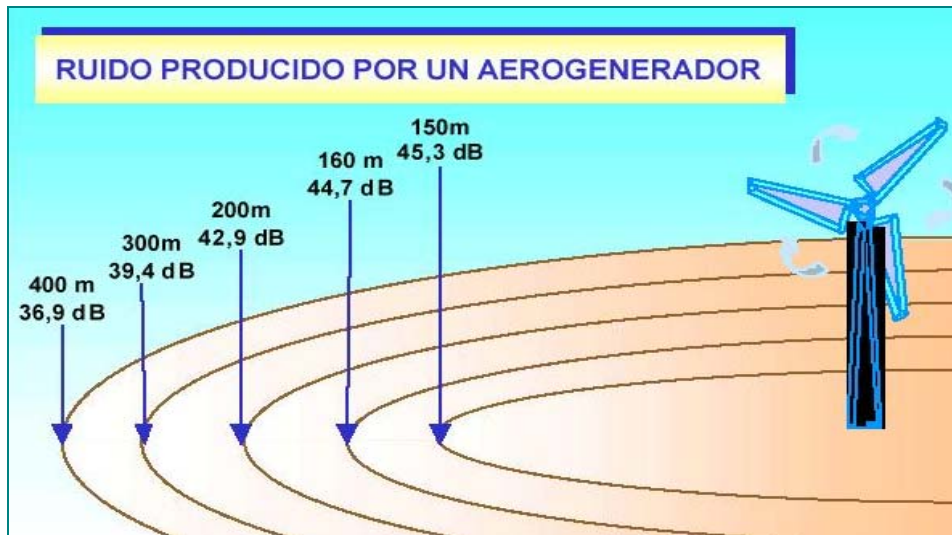


Figura 7.3. Ruido producido por un aerogenerador

Los aerogeneradores producen ruido derivado de su funcionamiento. Cuatro factores determinan el grado de molestia:

- El propio ruido producido por el aerogenerador
- La posición de las turbinas.
- La distancia a la que se encuentran los residentes del área con respecto a los aerogeneradores.
- El sonido de fondo existente.

Existen dos fuentes de ruido en una turbina en funcionamiento mecánica y aerodinámica. El ruido mecánico procede del generador, la caja multiplicadora y las conexiones, y puede ser fácilmente reducido mediante técnicas convencionales. El ruido de naturaleza aerodinámica, producido por el movimiento de las palas, hace más difícil el tratamiento por métodos convencionales. El ruido aerodinámico es, a su vez, de dos tipos: banda ancha e irreflexivo. La primera fuente de banda ancha incluye «el flujo inestable de aire sobre las palas» y se caracteriza por su ritmicidad. El ruido irreflexivo es de baja frecuencia, porque a menudo es inaudible, pero llega a largas distancias, provocando vibraciones en los edificios; prevalece en las turbinas grandes y en las de eje horizontal orientadas a sotavento. El ruido irreflexivo depende del número y forma de las palas y de las turbulencias locales. Se intensifica cuando aumenta la velocidad del viento y la velocidad de rotación de la turbina.

La potencia acústica es proporcional a la sexta potencia de la velocidad para el ruido aerodinámico y, por lo tanto, con una velocidad punta más baja se genera menos ruido. El ruido aerodinámico puede ser reducido aminorando la velocidad del rotor.

Los aerogeneradores actualmente se diseñan con criterios para disminuir el ruido aerodinámico, y los modelos en el mercado tiene niveles de ruido en general por debajo del “ruido de fondo” del propio viento.

Nuestro modelo de aerogenerador posee un diseño actual que minimiza el ruido aerodinámico.

7.3.5. Campos electromagnéticos

La Comisión Internacional sobre No Ionizante Protección Radiológica (ICNIRP), un organismo independiente formado por expertos internacionales, ha publicado recomendaciones relativas a problemas de salud agudos. Las recomendaciones se basan en los conocimientos acerca de los problemas de salud agudos debido a las cambiantes campos magnéticos y proponer un límite de $500\mu\text{T}$ para el entorno de trabajo y para el público en general un límite de 100 mT a 50 Hz .

Adicionalmente y procedente de la Directiva EMC (2004/108/CE) (Compatibilidad Electromagnética), vale la pena señalar que la norma EN 62311 y EN 62479 (incluidos en la lista de normas armonizadas para la Directiva LV) cubre las restricciones de exposición humana para los campos electromagnéticos, y son relevantes para el diseño de aerogeneradores.

Hay dos estándares internacionales que establecen el procedimiento de medición de ruido y el ruido declaración niveles:

- IEC 61400-11 (Ed 3 2012.): sistemas de generador de turbina eólica - Técnicas de medición de ruido acústico. Definición de la forma de realizar las mediciones de ruido de una turbina eólica.
- IEC 61400-14: Las turbinas de viento - Declaración del nivel de potencia acústica aparente (Ed 2.005.). Definición de cómo declarar el ruido generado por una AEG.

7.4. Identificación de los principales impactos

El impacto paisajístico causado por la presencia de los aerogeneradores y líneas eléctricas es un aspecto subjetivo, lo que afecta de manera diferente, dependiendo de la ubicación del parque eólico. La ubicación de los parques eólicos también se determina mediante el análisis de los diferentes puntos de los que son visibles a, causando con ello el mínimo impacto visual. Cada parque eólico antes de la decisión de su ubicación ha tenido una evaluación de impacto ambiental que ha sido aprobado por la autoridad ambiental competente.

7.4.1. Línea Eléctrica

- Colisión de avifauna
- Electrocutación de la avifauna
- Eliminación de la vegetación en la franja de seguridad
- Ruidos derivados de la construcción

7.4.2. Parque eólico

Fase de construcción

- Incremento puntual y localizado de partículas en suspensión
- Emisiones de los gases de escape de la maquinaria utilizada durante las obras de construcción
- Incremento del nivel sonoro por los ruidos producidos por las obras de construcción
- Modificaciones geomorfológicas en el emplazamiento por los movimientos de tierras
- Contaminación del suelo y de las aguas como consecuencia de vertidos accidentales
- Compactación de los terrenos por la maquinaria
- Incremento de sólidos en suspensión

- Aumento del riesgo de erosión por despeje y desbroce, y de los movimientos de tierras
- Eliminación de la vegetación por despeje, desbroce y ocupación del parque eólico
- Disminución de la superficie de hábitats faunísticos
- Molestias a la fauna por la presencia de personal y el trabajo de la maquinaria
- Afección al paisaje producida por las actividades de construcción del parque eólico
- Afecciones a recursos agrícolas y/o ganaderos
- Demanda de mano de obra durante la fase de construcción
- Inducción de actividades económicas
- Modificación de la accesibilidad a la zona
- Incremento del tráfico

Fase de explotación

- Reducción a escala global de los gases invernadero por el empleo de una energía renovable de carácter limpio e inagotable
- Incremento del nivel de ruido como consecuencia del funcionamiento del parque eólico
- Contaminación del suelo y subsuelo por fugas accidentales de residuos
- Disminución de la calidad del agua por fugas accidentales
- Disminución de la calidad de las aguas subterráneas por fugas accidentales o gestión incorrecta de los residuos generados por el parque eólico
- Molestias a la fauna por el ruido generado por el funcionamiento de los aerogeneradores
- Riesgo de colisión de la avifauna con los generadores
- Intrusión visual debido a la presencia de los aerogeneradores
- Molestias a la población por el ruido generado por el parque eólico

- Posibilidad de aparición de interferencias con las señales de radio, televisión y otras señales de comunicaciones
- Creación de puestos de trabajo
- Ahorro de combustibles fósiles

7.5. Medidas preventivas y correctoras

Las medidas preventivas y correctoras consisten en prevenir, paliar o corregir el impacto ambiental introduciendo medidas preventivas y/o correctoras en la actuación con el fin de:

- Explotar en mayor medida las oportunidades que proporciona el medio para alcanzar la mejor calidad ambiental del proyecto o actividad.
- Anular, atenuar, evitar, corregir o compensar los efectos negativos que las acciones derivadas del proyecto producen sobre el medio ambiente y en el entorno de las mismas.
- Incrementar, mejorar y potenciar los efectos positivos que puedan existir.

Las principales medidas correctoras y preventivas a adoptar con su coste estimado se reflejan en la tabla 7.1

MEDIO	MEDIDAS	PRECIO(€)
FAUNA	Diseño del parque con espacios libres entre aerogeneradores que garanticen el libre tránsito de la fauna	-
	Respeto de la fenología reproductiva de las especies en la fase de construcción	-
PAISAJE	Estudio de detalle en fase de diseño para minimizar el campo visual	3000
	Mimetismo de aerogeneradores	-
RESIDUOS	Segregación de residuos y gestión de los mismos	2000
HIDROLOGÍA	Acopio de materiales fuera de cualquier cauce de escorrentía natural	-
	Acondicionamiento de la red de drenaje superficial	3000
USO DE MAQUINARIA PESADA Y MONTAJE DE AEROGENERADORES	Control del ruido de los vehículos de obra	-
	Mediciones periódicas en los alrededores de los aerogeneradores para verificar los niveles sonoros	1200
PÉRDIDA DE HABITAT	Restauración ambiental	2000
VEGETACIÓN	Recuperación de la superficie forestal afectada	2000
	Balizado de taxones de especial interés	600
AVIFAUNA	Programa de seguimiento de avifauna en fase de explotación	600
	Respeto de la fenología reproductiva	-
	Instalación de salvapájaros en la línea eléctrica	600
COSTE TOTAL		15000

Tabla 7.1. Medidas preventivas y correctoras a adoptar

7.6. Plan de vigilancia ambiental

Objetivos:

- Verificar el cumplimiento y la efectividad de las medidas correctoras
- Realizar el seguimiento de impactos residuales e imprevistos
- Base para el establecimiento de nuevas medidas correctoras
- Establecer una fuente de datos para futuros estudios de impacto ambiental

En la tabla 7.2 tenemos un resumen del programa de vigilancia ambiental previsto.

FACTOR	ACCIÓN	FASES	PERIODICIDAD
Avifauna	Colisiones Tasa de vuelo sobre el parque Mortandades	Explotación	Mensual
Nivel de ruido	Leq(dBA)	Construcción: maquinaria y transporte Explotación: movimiento de aerogeneradores	Ocasional
Fauna	Productividad biológica	Explotación	Periodos de cría
Residuos	Correcta gestión	Construcción Explotación Abandono	Mensual
Vegetación Pérdida de hábitat	Evolución de la restauración ambiental	Explotación Abandono	Mensual

Tabla 7.2. Programa de vigilancia ambiental

Conclusiones

Con el estudio realizado ha quedado demostrado que la zona de la Terra Alta en Tarragona es excelente para la ubicación de este tipo de instalaciones más allá de la parcela elegida, debido a la calidad del aire, potencia adecuada y constante, con una orientación muy clara y sostenida la mayor parte del año.

También ha quedado demostrada que una selección adecuada del aerogenerador es vital para el aprovechamiento del potencial eólico de cada zona y que por ello es muy importante realizar este tipo de estudios así como dedicar, previo a la realización del proyecto real, los recursos y el tiempo necesario para la obtención precisa de estos datos y revisar la selección del tipo de molino si fuera necesario.

Respecto a la parte económica ha quedado claro que la tecnología ha ido avanzando y que los costes actuales permiten construir un parque eólico que sea sostenible por si mismo con las tarifas eléctricas de hoy. Aún así, se da la paradoja que cuanto más energía eólica se produce más se reduce el precio de la electricidad en el mercado pues el precio de la materia prima es cero y se puede ofrecer a mucho menor coste, situación que repercute en sus propios beneficios.

Con todo ello se responde a las citas de los artículos que se planteaban al inicio y por los que todos tienen su parte de razón. Efectivamente las subvenciones son necesarias y sin ellas no existirían las energías renovables, justamente por el simple hecho de que una vez en funcionamiento, reduce el precio de la energía al utilizar materia prima gratuita e infinita, cosa que dificultaría amortizar la instalación.

Por último añadir que en el 2015 la eólica se situó como la tercera fuente de generación de España. En 2020 debería haber 29.479 MW de eólica instalados, que podrían generar entre el 21% y el 25% de la demanda eléctrica, y si se alcanza ese objetivo en 2020, la eólica sería la principal tecnología de generación española. Vale la pena reflexionar si estas instalaciones deberían ser proyectos públicos en lugar de privados, de manera que la rentabilidad no fuera el principal objetivo y se priorizará y potenciará todos los aspectos positivos: energía limpia y respetuosa con el medioambiente, sostenible y que reduciría considerablemente la factura energética de particulares y empresas.

Agradecimientos

Ha sido duro encontrar el tiempo para realizar este proyecto al compaginarlo con un año de mucho trabajo, pero que me ha divertido poder desarrollarlo y con el que he aprendido muchas cosas. Sin embargo no podría terminar este proyecto sin agradecer a mi novia Anna su apoyo moral y su paciencia durante todo el tiempo que he sido abducido por la confección de este documento, así como a mis amigos Marisa y Marc por su inestimable ayuda cuando me sentía desbordado.

Y por último a mi familia y a mis compañeros de la universidad, especialmente Arnau y Rubén, por animarme y no haberme dado nunca por perdido y para los cuales que finalice este proyecto sé que les supondrá una gran alegría, tanto o más que la mía.

Bibliografía

- [1]EOLICCAT,[<http://eoliccat.net/que-paises-lideran-el-ranking-de-las-energias-renovables-en-europa/?lang=es> , 10 de Juliol del 2016]
- [2]AEE ASOCIACIÓN EMPRESARIAL EÓLICA, [<http://www.aeeolica.org/es/sobre-la-eolica/la-eolica-y-el-precio-de-la-luz/> , 1 d'agost del 2016]
- [3]XATAKA, *¿Y si te pagaran por consumir electricidad? En Alemania pasó el domingo (y gracias a las renovables)*, [<http://www.xataka.com/energia/y-si-te-pagaran-por-consumir-electricidad-en-alemania-paso-el-domingo-y-gracias-a-las-renovables>, 11 de Maig del 2016]
- [4]JAVIER SEVILLANO, *Prima y Déficit de Tarifa del Sector Eléctrico*, [<http://javiersevillano.es/DeficitTarifa.htm>]
- [5]JOSE M^a DE JUANA, *Energías Renovables para el desarrollo*, Año 2003.
- [6]Orden IET/2212/2015, de 23 de octubre, [<https://www.boe.es/boe/dias/2015/10/24/pdfs/BOE-A-2015-11432.pdf>].
- [7]JOAQUÍN MUR AMADA, *Curso de Energía Eólica*, Universidad de Zaragoza.
- [8]IDAE, INSTITUTO PARA LA DIVERSIFICACIÓN Y AHORRO DE LA ENERGÍA, [<http://atlaseolico.idae.es/meteosim/>].
- [9]ICGC,INSTITUT CARTOGRÀFIC I GEOLÒGIC DE CATALUNYA, [<http://www.icc.cat/vissir/>]
- [10]REE, RED ELÉCTRICA ESPAÑOLA, [<http://www.ree.es/es/actividades/gestor-de-la-red-y-transportista/mapas-de-la-red>]
- [11]IDEC, INFRAESTRUCTURA DE DADES ESPACIALS DE CATALUNYA, [http://catalegidec.icc.cat/SDIExplorer/cercaCatalog.jsp?lang=ca_ES]
- [12]ACCIONA.COM,[<http://www.acciona.com/es/energias-renovables/energia-eolica/aerogeneradores/>]
- [13]THEWINDPOWER.NET, [http://www.thewindpower.net/turbines_manufacturers_en.php]
- [14]RD-661/2007, [<https://www.boe.es/boe/dias/2007/05/26/pdfs/A22846-22886.pdf>].

[15]TESORO PÚBLICO. MINISTERIO DE ECONOMÍA Y COMPETITIVIDAD
[<http://www.tesoro.es/>]

[16]GAMESA, *Environmental Product Declaration*

Bibliografía complementaria

JOSÉ MARÍA FERNÁNDEZ SALGADO, *Guía Completa de la Energía Eólica*, Año 2011.

MIGUEL VILLARRUBIA LÓPEZ, *Ingeniería de la Energía Eólica*. Año 2012.

JOSÉ M^a ESCUDERO LÓPEZ, *Manual de Energía Eólica*, Año 2008.

ANTONIO CREUS SOLÉ, *Aerogeneradores*, Año 2008.

JOSÉ LUIS RODRÍGUEZ AMENEDO, SANTIAGO ARNALTE GÓMEZ Y JUAN CARLOS BURGOS DÍAZ, *Sistemas Eólicos de Producción de Energía Eléctrica*, Año 2003.

MANUELA DE LUCAS, *Aves y Parques Eólicos: Valoración del Riesgo y Atenuantes*, Año 2009.

BEATRIZ MOLINO GONZÁLEZ, *MF00618_2-Seguridad y Evaluación de Riesgos Profesionales en Parques Eólicos*, Año 2014.

AGENCIA EUROPEA DE MEDIO AMBIENTE, *Potencial de Energía Eólica Terrestre y Marina de Europa*, Año 2013.

CASTELLANOS GARIJO, MARÍA DE LOS LLANOS, *Régimen Jurídico de la Energía Eólica*, Año 2012.

AGUILERA NIEVES, ANTONIO, *Gestión del Mantenimiento de Instalaciones de Energía Eólica*, Año 2012.

BARRENA MEDINA, ANA MARÍA; BLASCO HEDO, EVA; GONZALO MIGUEL, CELIA MARÍA; MARCO CIRIA, BERTA; MARTÍNEZ, *Estudios sobre Parques Eólicos*, Año 2011.

ANTONIO MADRID VICENTE, *Guía Completa de la Energía Eólica*, Año 2011.

TOMAS PERALES BENITO, *Guía del Instalador de Energías Renovables*, Año 2005.