



ANTEPROYECTO DE UN PARQUE EÓLICO

Javier Argüelles Samalea, Dr. Guillermo Laine Cuervo

UO240513@uniovi.es , laineguillermo@uniovi.es

Departamento de Energía. Universidad de Oviedo.

RESUMEN

La energía eólica es una fuente de generación renovable eléctrica que tiene, cada año, una mayor presencia en los mix energéticos de numerosos países ya que, entre otras cosas, ayuda a reducir las emisiones de CO₂ y la dependencia energética. En el presente proyecto, se realiza el prediseño de un parque eólico situado en la provincia de Burgos. El análisis abarca todos los aspectos más relevantes y termina con un estudio económico que pondrá de manifiesto que la instalación es viable tanto desde el punto de vista técnico como económico.

ABSTRACT

Wind energy is a source of renewable electricity generation that has, every year, a greater presence in the energy mix of many countries since, among other things, it helps to reduce CO₂ emissions and energy dependence. In this project, the pre-design of a wind farm located in the province of Burgos is carried out. The analysis covers all the most relevant aspects and ends with an economic study that will show that the installation is viable from both a technical and an economic point of view.

INTRODUCCIÓN

En los últimos años la tendencia en materia de producción de energía ha sufrido un vuelco, tanto las centrales nucleares como, más recientemente, las centrales térmicas están cesando su producción o desapareciendo para dar paso a formas de generación más sostenibles, ya que se ha establecido un proceso de generación de energía limpia debido a los altos niveles de contaminación que se están alcanzado a nivel global, en este punto es donde las energías renovables hacen su aparición [1].

La energía renovable más utilizada debido a su capacidad de generación y de adaptabilidad es la energía eólica, que día a día se sigue investigando para aumentar su rendimiento reduciendo

su coste a la par que el impacto ambiental generado en los parques eólicos que ya de por si es bastante bajo [2].

Debido a esta incipiente tendencia de crear parques eólicos en donde sea factible, en este trabajo se van a analizar todos los requisitos necesarios para poder levantarlo, partiendo de la idea hasta el análisis de la obra civil y la presupuestación del parque para dar una visión lo más completa posible del procedimiento a seguir a la hora de realizar este tipo de obras.

El propósito de este cambio es cumplir los objetivos del PNIEC de lograr que un 42% de la energía sea limpia en 2030. En este aspecto el país ha evolucionado mediante la implementación de medidas sostenibles como son el autoconsumo la movilidad sostenible, medidas para la industria y rehabilitación energética [1].

MÉTODO DE TRABAJO

En el presente trabajo se lleva a cabo el estudio y planificación de un parque eólico *on-shore* comenzando con la elección del emplazamiento. Seguidamente se realiza un estudio de las condiciones climáticas, resaltando los parámetros de Weibull y la obtención de las rosas de los vientos. A continuación, se procede al análisis del terreno examinando la topografía, así como los elementos que pudieran obstruir el levantamiento del parque eólico para a continuación pasar a la elección entre varios tipos de aerogeneradores en términos de energía y económicos. Seguidamente, se realiza el Lay-out del parque eólico, incluyendo planos de distribución, así como la obra civil correspondiente a los viales de acceso y de los distintos elementos estructurales necesarios para el levantamiento del parque. Una vez diseñados estos elementos se procede a realizar la instalación eléctrica necesaria para la correcta distribución y evacuación de energía. Finalmente se completa el proyecto con un estudio de viabilidad económica.



Emplazamiento

El parque eólico que se describe en el presente documento será desarrollado en la comunidad autónoma de Castilla y León, concretamente en la provincia de Burgos, en el municipio de Merindad de Rio Ubierna (Fig. 1)

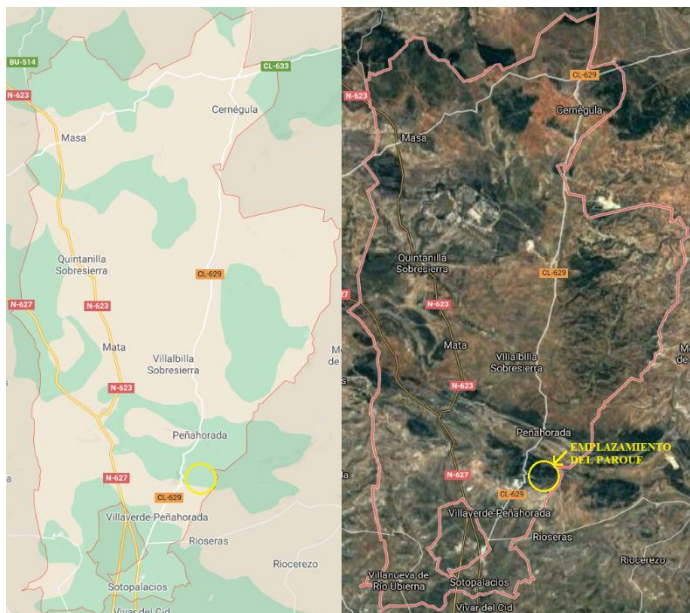


Fig. 1 Municipio de Merindad de Rio Ubierna (Google Maps, s.f.)

En este punto, se procederá a justificar la idoneidad del emplazamiento desde el punto de vista legislativo.

A continuación, se detalla la localización del proyecto. (Tabla 1) (Fig. 4)

Datum	ETRS89
Latitud	42,480655
Longitud	-3,640972
Huso UTM	30
Coordenada X	447317,47
Coordenada Y	4703344,14
Altura (m)	900-1018

Tabla 1 Coordenadas

Estas coordenadas se corresponden con los macizos de El Resplegar, El Callejón y Carrioseras que se encuentran entre las poblaciones de La Hoz y de Peñahorada (Fig. 2).



Fig. 2 Mapa cartográfico del emplazamiento del parque eólico (Iberpix4).

Se puede observar la existencia de una línea de alta tensión en la zona que atraviesa el montículo donde se va a llevar a cabo el parque eólico; esa línea se aprovechará como línea de evacuación con el objetivo de minimizar las pérdidas debidas a caídas de tensión por resistencias y reactivancias.

La elección del lugar idóneo para el levantamiento del parque no se puede realizar solo con un perfil del terreno, sino que se ha de verificar, a su vez, que el recurso eólico es suficientemente estable como para poder obtener una fuente de energía consolidada. Este requisito obliga a realizar un estudio del potencial del recurso eólico de la zona.

Por último, se toma una imagen del mapa topográfico de la zona para observar que se trata de un terreno viable para la construcción del parque (Fig. 3).

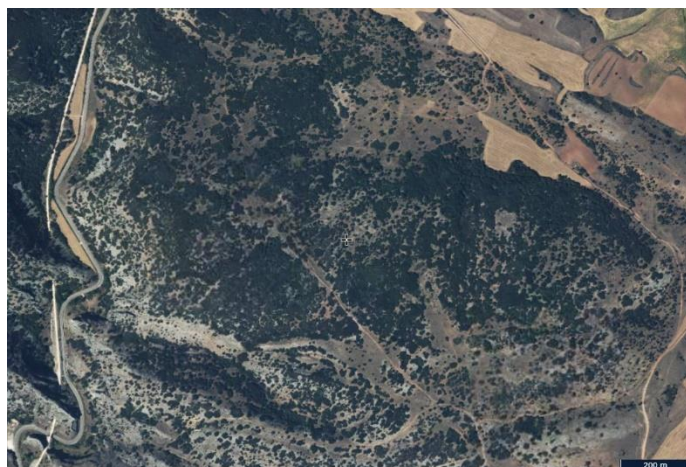


Fig. 3 Mapa topográfico de El Resplegar (SigPac V4.5).

Una vez obtenidos los datos topográficos, se establece el área aproximada que va a ocupar el parque. Como se observa en la Fig. 4, el área ocupada para la proyección del parque es de 190,75 ha (1,907 km cuadrados).

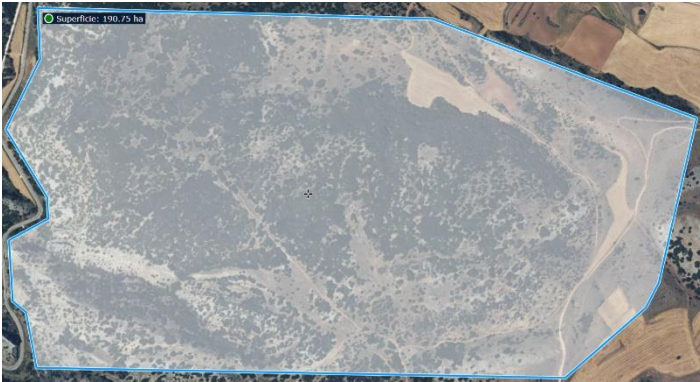


Fig. 4 Superficie destinada al parque eólico (visor sicpag)

La legislación autonómica vigente de Castilla y León en materia de energía eólica es el Real Decreto 189/1997 [3]. En él, se establecen las bases para el desarrollo de parques eólicos en el territorio Castellano-Leonés. En particular, el Artículo 4 define lo que se consideran emplazamientos adecuados, siendo estos *el suelo industrial y el suelo no urbanizable, salvo que en los correspondientes instrumentos de planeamiento urbanístico se permitan en otro tipo de suelo*. De acuerdo con el Plan General de Ordenación Urbana (PGOU) del municipio (aprobado por el RD 22/2004 [4]), el terreno en el que se plantea el presente proyecto está catalogado como suelo rústico con protección natural forestal (SR-PN(f)) (Fig. 5).

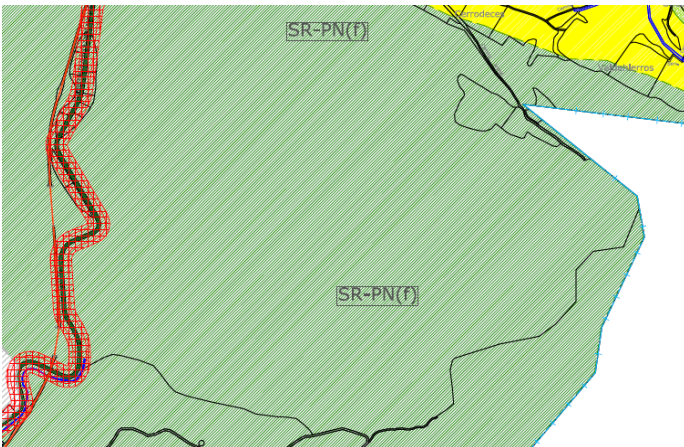


Fig. 5 Mapa de suelo no urbanizable del Plan General de Ordenación Urbana (PGOU de Merindad de Río Ubierna)

Por otra parte, el Decreto 22/2004 [4], por el que se aprueba el Reglamento de Urbanismo de Castilla y León (RUCyL) establece, en el artículo 57, los usos excepcionales en suelo rústico. En particular, el apartado c) especifica la posibilidad de *desarrollar obras públicas e infraestructuras en general, así como las construcciones e instalaciones necesarias para su ejecución, conservación y servicio*. Entre estas obras están

englobadas las de *producción, transporte, transformación, distribución y suministro de energía*, por lo que la instalación de un parque eólico sería viable.

Así mismo, el artículo 64 establece que los usos de los suelos rústicos de protección natural estarán sujetos a lo que establezcan las ordenanzas de cada municipio.

En este sentido, las Normas Urbanísticas de Merindad del Río Ubierna establecen, en su artículo 152, que los usos del suelo rústico serán los definidos por el RUCyL por lo que, en definitiva, la instalación del parque eólico es viable desde el punto de vista urbanístico. En cuanto a la presencia de elementos de patrimonio, la consulta del plano arqueológico de la zona (Fig. 6) muestra que no interfiere con edificaciones o lugares de interés.

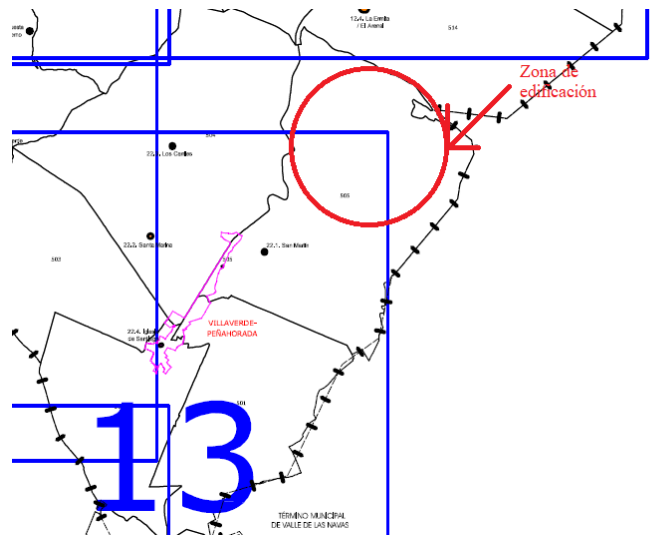


Fig. 6 Plano arqueológico de la zona de explotación (Merindad de Río Ubierna normativa municipal)

Pese a todo, y para asegurar que no hay ningún tipo de interferencia con elementos arqueológicos protegidos, se han realizado mediciones para certificar que la distancia que separa el emplazamiento del proyecto de los elementos más cercanos es suficiente para no provocar daños en la preservación de estos. Así, al sur de la zona en la que se proyecta el parque eólico se encuentra localizada a una distancia aproximada de 600 metros del aerogenerador A6, la Iglesia de Peñahorada de Fuera (Ruinas). Al norte se encuentra, a una distancia aproximada de 2000 metros, Val de San Martín, un terreno protegido, catalogado como suelo rústico con protección cultural (Fig. 7).



Fig. 7 A la izquierda: Iglesia de Peñahorada de Fuera (Ruinas), a la derecha: Val de San Martín (visor sigpac)

Respecto a la parte Ambiental, la Ley 21/2013, de evaluación ambiental [5] establece qué proyectos están sujetos a estos estudios. En el caso de un parque eólico como el que se proyecta, sería necesaria una Evaluación Ambiental Ordinaria por estar dentro de lo establecido en el Anexo I, Grupo 3 epígrafe i) ya que se trata de un parque con una potencia superior a los 30MW que especifica el epígrafe.

Caracterización del recurso eólico

Una vez seleccionado el emplazamiento y comprobada su adecuación a la legislación vigente, se procede a estudiar el recurso eólico con el objetivo de encontrar la posición óptima de los molinos.

A fin de poder obtener las características del viento, se ha instalado una torre de medición arriostrada (Fig. 8) en las siguientes coordenadas: X:446964'76 , Y:4703164'4 , Z:1018 , en donde se han estado recogiendo, entre otros datos, las velocidades y direcciones del viento a 100 m de altura durante los últimos 10 años. Las mediciones se promedian en valores horarios, de modo que se tienen un total de 95.520 datos, más que suficientes para caracterizar el emplazamiento.

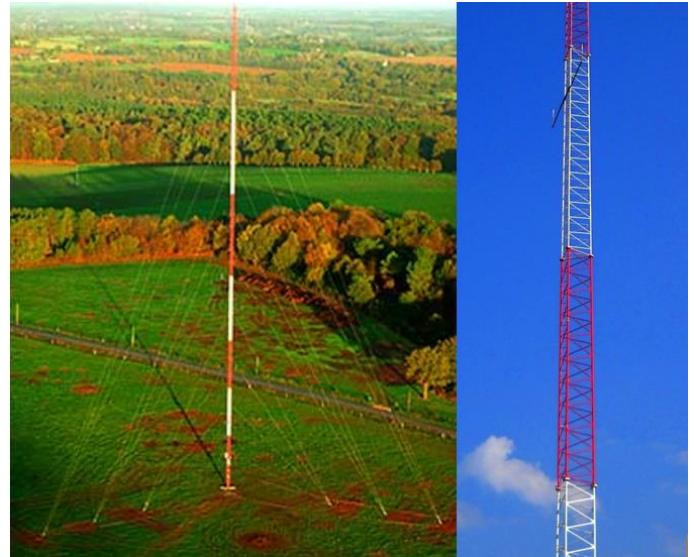


Fig. 8 Izquierda: Torre arriostrada, derecha: Torre auto-soportada (elaboración propia)

Para caracterizar el régimen de vientos se realizará la distribución de Weibull y, seguidamente, las rosas de direcciones, velocidades, densidades de potencia y energía.

Distribución de Weibull

Si se agrupan los datos de viento disponibles en intervalos de 0,1 m/s y se contabilizan las veces que aparece cada una de las velocidades, se obtiene una curva como la que aparece en la Fig. 9.

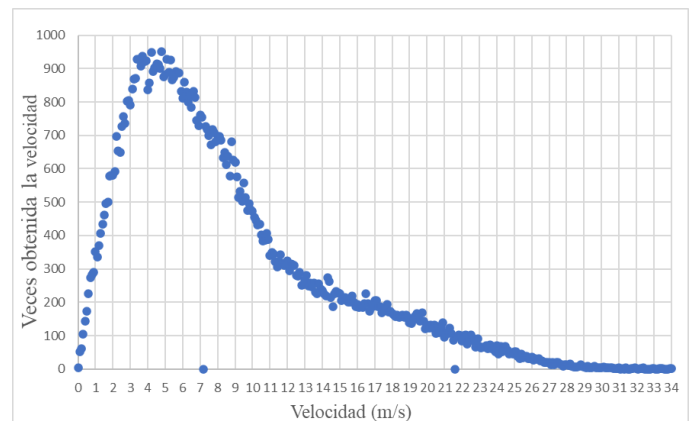


Fig. 9 Conteo de velocidades

Se ha demostrado que esta distribución se puede asemejar a una función de densidad de probabilidad como la definida por Weibull en 1.951 y que responde a la siguiente expresión (Ec. 1)



$$P(v + dv) = \frac{k}{c} * \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} * e\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right]$$

Ec. 1 Ecuación de densidad de probabilidad.

En donde:

- $P(v+dv)$: Probabilidad de que ocurra una velocidad entre v y dv .
- k : factor de forma, de valor cercano a la desviación típica.
- c : factor de escala, con un valor cercano al de la velocidad media.

Esta distribución, por tanto, quedaría definida si se determinan los parámetros k y c de la misma. Para ello, se puede realizar el siguiente tratamiento de los datos partiendo de la fórmula de la distribución acumulada de Weibull. (Ec. 2)

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

Ec. 2 Ecuación de probabilidad acumulada.

En donde $F(v)$ es la probabilidad acumulada de una velocidad v . Esta expresión, se puede transformar en la Ec. 3.

$$\ln\{-\ln[1 - F(v)]\} = k * \ln(v) - k * \ln(c)$$

Ec. 3 Conversión a formulación de ecuación de una recta.

Por medio de dicha transformación, la ecuación anterior se transforma en una recta del tipo $Y = ax + b$ permitiendo obtener, por analogía, los parámetros k y c .

Para poder llevar a cabo este desarrollo, se parte del histórico de velocidades, desglosándolo en valores desde 0 m/s hasta el máximo, en incrementos de 0,1 m/s. A continuación, se determinará su frecuencia absoluta y, posteriormente, la acumulada. Esto es posible porque la cantidad de datos es lo suficientemente grande como para considerar que la muestra es representativa del emplazamiento. Seguidamente se ha de calcular el $\ln(v)$ y el $\ln\{-\ln[1 - F(v)]\}$ y representarlo en un diagrama de dispersión (Fig. 10) que dará la recta anteriormente citada.

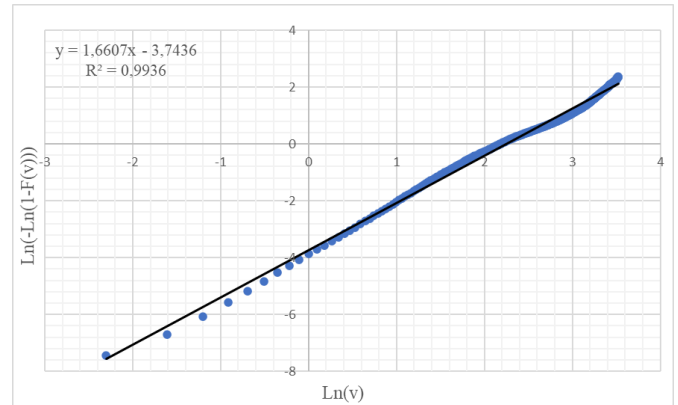


Fig. 10 Regresión para la obtención de los parámetros de Weibull.

Con los datos obtenidos se opera y se obtienen los siguientes parámetros: $k=1,6607$ y $c=9,5279$

Una vez obtenidos estos parámetros se pueden representar tanto la distribución de Weibull (Fig. 11) como la distribución de Weibull acumulada (Fig. 12) y compararla con la obtenida anteriormente (Fig. 9).

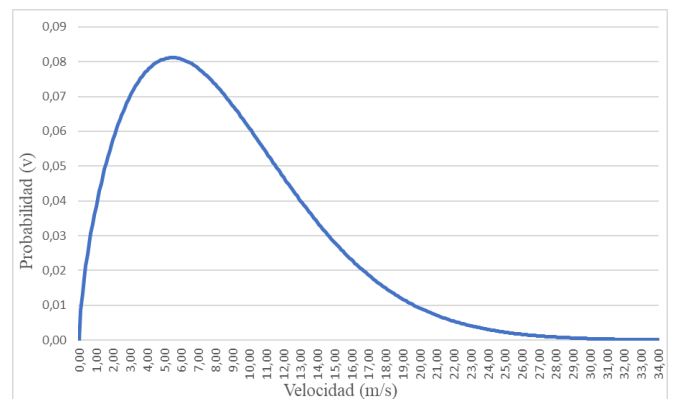


Fig. 11 Distribución de Weibull

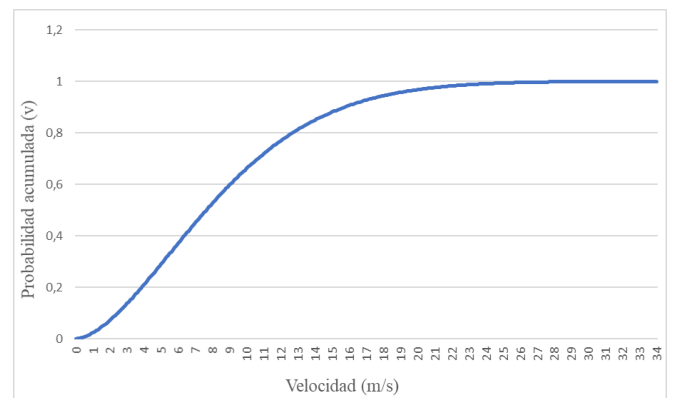


Fig. 12 Distribución de Weibull acumulada



Rosas de los vientos

La rosa de los vientos es una representación del recurso eólico que indica, según sus variantes y para cada una de las direcciones (16 en total), la frecuencia de cada una de estas, la velocidad media, la densidad de potencia y la energía del viento.

Rosa de direcciones

La rosa de direcciones permite determinar la frecuencia con la que el viento sopla de cada una de las 16 direcciones principales. Conociendo el número de datos de cada sector, se puede calcular la frecuencia de los mismos. Es importante destacar que esta rosa determina la dirección desde la que sopla el viento y no hacia dónde. Los resultados se muestran en la Fig. 13

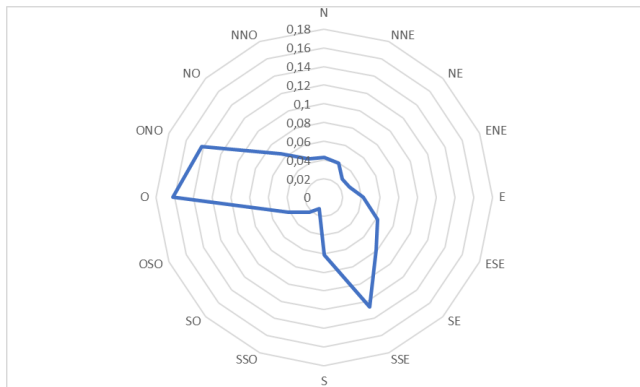


Fig. 13 Rosa de direcciones

Como se observa, la dirección predominante es la oeste.

Rosa de velocidades

Una vez obtenida la rosa de direcciones, se obtiene la rosa de velocidades, que representa la velocidad media de cada sector. El resultado se muestra en la Fig. 14 donde se aprecia que las mayores velocidades medias vienen también del sector oeste.

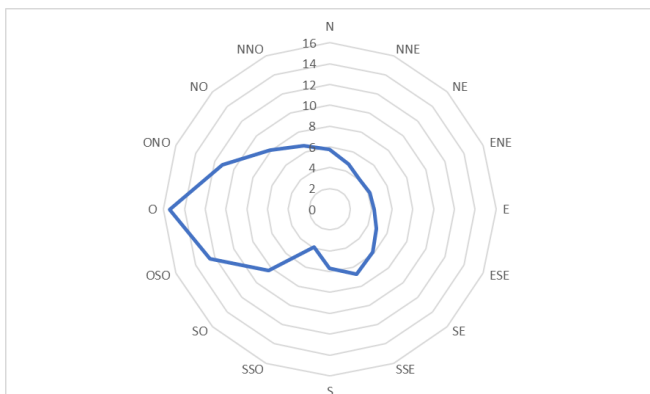


Fig. 14 Rosa de velocidades

Rosa de potencias

En realidad, lo que se representa es la densidad de potencia, es decir, la potencia por unidad de área. Este dato es muy útil para comparar distintos emplazamientos entre sí porque es independiente de la máquina que se vaya a instalar. La densidad de potencia se define como (Ec. 4):

$$D_p = \frac{1}{2} * \rho * v^3$$

Ec. 4 Ecuación de densidad de potencia

Donde ρ es la densidad media del aire en el emplazamiento y v la velocidad media de cada sector. Con los datos actuales, el resultado se muestra en la Fig. 15, donde se aprecia, nuevamente, la que mayor densidad de potencia se tiene en el sector oeste.

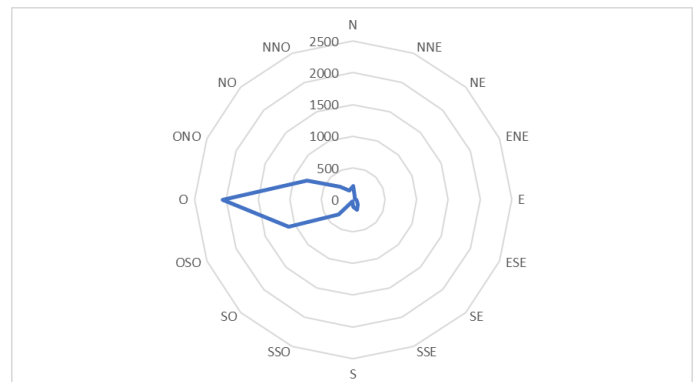


Fig. 15 Rosa de potencias

Rosa de energías

Por último, se ha de hallar la rosa de energías, que muestra la dirección en la que se obtiene la mayor energía. Multiplicando la potencia de cada sector por la frecuencia de cada uno de ellos (Ec. 5), se obtiene la Fig. 16, en donde se pone de manifiesto que la dirección de mayor contenido energético es la oeste. Con esta información se puede concluir que la dirección más favorable para alinear las máquinas es la Norte-Sur.

$$Energía = Frecuencia\ sector * N^{\circ}horas\ año * Potencia$$

Ec. 5 Fórmula de cálculo de la Energía producida

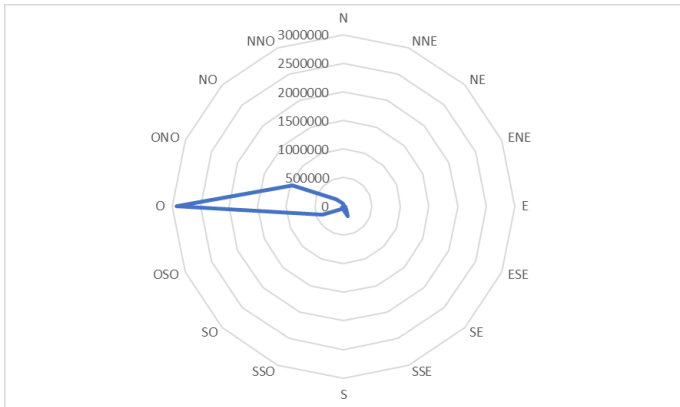


Fig. 16 Rosa de energías

Clase de emplazamiento

Una vez obtenidas las características y parámetros del recurso eólico, se procede a la clasificación del emplazamiento con él objetivo de seleccionar la máquina con la que se pueda obtener una mayor generación y seguridad de operación.

El emplazamiento eólico es el lugar físico que se define en función de la velocidad de referencia del viento. Para identificarlo se clasifica en clases según la normativa IEC 61400 (Tabla 2).

Clase	I	II	III	IV	S
V_{REF} (m/s)	50	42,5	37,5	30	
V_{AVE} (m/s)	10	8,5	7,5	6	
Ráfaga máx. a 50 años (m/s)	70	59,9	52,5	42	Criterios Según proyectista
Ráfaga máx. a 1 año (m/s)	52,5	44,6	39,4	31,5	

Tabla 2 Clases por velocidad media del viento

Donde:

- V_{ref} : Velocidad media a la altura del buje en un intervalo de 10 minutos. El aerogenerador debe soportar las condiciones ambientales debidas a esa velocidad.
- V_{ave} : Velocidad media anual a la altura del buje.

La elección de la máquina en función de la clase del emplazamiento es un factor de gran importancia debido a las restricciones de operación de cada aerogenerador. Un aerogenerador puede trabajar en emplazamientos de clases menores a las que está diseñado, pero su uso está restringido en emplazamientos de mayor clase.

Para obtener la clase del viento en el emplazamiento escogido primeramente se ha de obtener la velocidad de referencia, con

el objetivo de estimar la ráfaga máxima en un periodo de 50 años. La forma más rápida de obtenerla se consigue multiplicando por cinco la velocidad media de la zona [6], la cual se adquiere mediante los parámetros de la distribución de Weibull. (Ec. 6)

$$c * \Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)$$

Ec. 6 Velocidad media mediante los parámetros de Weibull

Se ha de multiplicar el parámetro c (factor de escala) por el valor obtenido de la función gamma (Γ) que depende del factor de forma k . En este proyecto la función gamma tiene un valor de 1,602 que se corresponde, por interpolación en la Tabla 3, con 0,89352 que, multiplicado por el factor de escala da una velocidad media de 8,51 m/s lo que se traduce en una velocidad de referencia de 42,56 m/s. De este modo, el aerogenerador tiene que ser, al menos, de clase II.

x	$\Gamma(x)$
1,59	0,89243
1,60	0,89352
1,61	0,89468

Tabla 3 Valores de la función gamma

Selección de Aerogenerador

Con el emplazamiento definido y el recurso eólico completamente caracterizado se procede a la elección del aerogenerador que, como se ha mencionado anteriormente, ha de ser de clase II o superior.

Se ha realizado una comparación entre tres modelos (Vestas V90/3000, Vestas V112/3300 y Vestas V100/2600) (Tabla 4) con el objetivo de obtener el aerogenerador más rentable a la hora de producir energía.

Los modelos muestran unos parámetros principales que son:

- Potencia (kW): Es la potencia máxima que el aerogenerador puede entregar.
- V_{MIN} (m/s): Es la velocidad mínima por debajo del cual el aerogenerador está parado.
- V_{NOM} (m/s): Es la velocidad nominal donde el aerogenerador obtiene la mejor producción.
- V_{CORTE} (m/s): es la velocidad máxima a la que el aerogenerador puede trabajar sin poner en riesgo su propia estructura.



Modelo	Potencia	V _{MIN}	V _{NOM}	V _{CORTE}
Vestas V90/3000	3000	3,5	16,5	25
Vestas V112/3300	3300	2,5	14	25
Vestas V100/2600	2600	3	15	25

Tabla 4 Características de los aerogeneradores

El modelo que se ha escogido para implantarse en el parque es el aerogenerador Vestas V112/3300 debido a que es el más rentable en términos de euro por energía producida (€/kwh año), tal y como se muestra a continuación.

Lo primero que se ha hecho es buscar la curva de potencia del aerogenerador dada por el fabricante (Fig. 17).

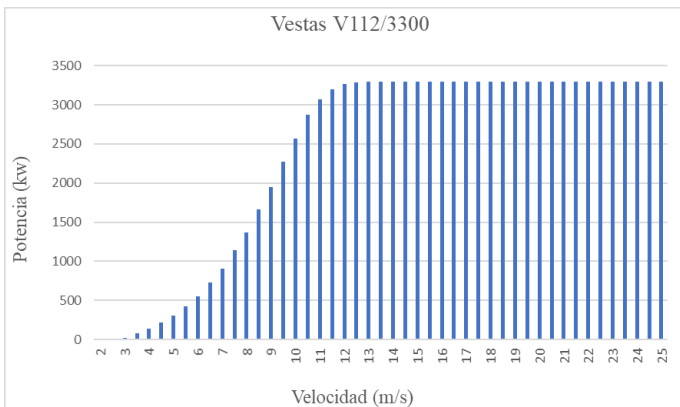


Fig. 17 Curva de potencia del fabricante (thewindpower)

Se observa que la curva muestra valores de potencia en intervalos de 0,5 m/s. Sin embargo, esta precisión no es suficiente, ya que en nuestro caso el rango de velocidades viene dado en intervalos de 0,1 m/s, por lo tanto, se realiza una interpolación lineal (Fig. 18).

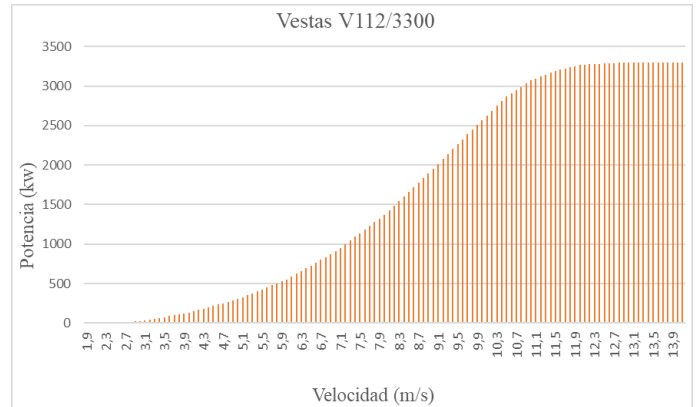


Fig. 18 Curva de potencia ampliada¹

Una vez realizada la interpolación se obtiene la misma gráfica con una precisión suficiente para poder contabilizar la energía que se obtiene de la máquina.

Para poder dar una estimación de la producción, se multiplica la potencia a cada velocidad, por las horas al año que sopla cada velocidad (Ec. 7)

$$E(Kwh) = P_v(W) * 8760(h) * f$$

Ec. 7 Formula de la energía

Siendo “P_v” la potencia en Watios y “f” la frecuencia con la que se da esa velocidad.

Por supuesto se trata de una sobreestimación de la producción, ya que se está suponiendo que la máquina aprovecha el 100% recurso cuando en realidad no es así. Sin embargo, este supuesto se hará con las tres máquinas, de modo que sirve para los fines que se persiguen.

En este caso, además, se ha supuesto que el coste del aerogenerador es de 1M€/MW. Con todo esto, es posible estimar el coste por MWh producido de cada máquina y seleccionar aquella que arroje un resultado óptimo.

Mediante este análisis inicial, se ha obtenido el coste de producción de cada máquina, al que se le añaden los costes de operación y mantenimiento (O&M). Para la realización de estos cálculos se supone un coste anual de O&M de 20.000€/MW, [7]. (Tabla 5).

¹ Se han acotado los valores de la curva de potencia debido a la longitud que alcanzaría la gráfica al espaciar los valores en intervalos de 0,1 m/s.



Modelo	Vestas V90/3000	Vestas V112/3300	Vestas V100/2600
Energía (kwh)	189.403.326	243.369.886	184.592.506
Coste Aerogen. (€)	3.000.000	3.300.000	2.600.000
Coste anual (€)	60.000	66.000	52.000
Coste total (€)	4.200.000	4.620.000	3.640.000
Coste (€/Mwh)	15,839	13,559	14,085

Tabla 5 Análisis de coste energético

Con los datos obtenidos el modelo *Vestas V112/3300* ofrece la mejor relación de producción energética frente a inversión con un coste de 13,559 €/Mwh

El aerogenerador en cuestión se trata de un tripala fabricado por la compañía Vestas de 3300kw de potencia. Es un modelo que permite tanto su implantación en parques *on-shore* como *off-shore*. Puede ubicarse en zonas de viento de clase I con turbulencia y clase II sin ella. Dispone de caja de cambios de 3 velocidades y una salida máxima de 1550 rpm a una tensión de 650 voltios. La altura del buje es de 100m, el diámetro de 112m y el área de barrido de 9852m², lo que lo hace ideal para el emplazamiento analizado. (Fig. 19)

El parque se compone de 11 aerogeneradores distribuidos a tresbolillo a unas distancias de 3 diámetros de rotor en dirección perpendiculares al viento predominante y a 5 diámetros en la dirección longitudinal, con el objetivo de evitar interferencias en la zona de trabajo de cada máquina. Para más detalles, consultar el Plano 02.

Las coordenadas de cada aerogenerador son las siguientes: (Tabla 6)

Aerogenerador	Coord. X	Coord. Y
A1	447813,59	4703743,50
A2	447817,59	4703394,45
A3	447812,30	4703072,03
A4	447257,89	4703294,97
A5	447292,82	4702956,76
A6	446228,95	4703000,41
A7	446688,84	4703122,58
A8	446687,99	4703489,67
A9	446179,09	4703646,60
A10	446690,52	4703819,37
A11	447213,28	4703642,45

Tabla 6 Coordenadas de los aerogeneradores

Como se tiene la producción de un aerogenerador en toda su vida útil, se divide por los veinte años y se multiplica por el número de aerogeneradores del parque. La producción anual del parque está corregida a 129,1 Gw/h ya que se tienen en cuenta pequeñas pérdidas debido a una sobreestimación del recurso y las debidas a mantenimiento.



Fig. 19 Aerogenerador Vestas V112/3300 (thewindpower)

Obra civil

Con el viento perfectamente definido y el aerogenerador seleccionado se pasa a describir la obra civil del parque. En este apartado se engloban cuatro puntos principales; los viales, las zanjas, las plataformas y las cimentaciones. Todos estos elementos estructurales se definen a continuación.

En cuanto al acceso al parque, se realiza desde el sur, desde Burgos se toma la carretera N-627 durante 7 km dirección Quintanilla y se continua por la CL-629 durante otros 7 km dirección Villarcayo.

Viales

Los viales serán de un material seleccionado² más una zahorra artificial de 40 centímetros con un acabado de zahorra fina. Estos viales están preparados para el paso de una grúa de cadenas de 500 toneladas con una presión de 40kg/cm² (Fig. 20). Aun así, el mayor desgaste se produce por el tráfico continuado de los camiones de transporte.

² Bastara con limpiar el suelo blando hasta alcanzar una capa de material compacto.



Fig. 20 Grúa de cadenas de 500 toneladas (grupo roxu)

Los viales tendrán una anchura mínima de entre 5 a 6 metros ampliándose a 8 metros útiles en curvas de 180°. En los tramos entre aerogeneradores el ancho del vial debe ser de 10 metros útiles como mínimo y de 12 metros en curvas de 180°. Los últimos 50 centímetros a cada lado del vial no se consideran útiles debido a que pueden no soportar el peso de la maquinaria y puede ceder el terreno por lo que en ningún caso se pueden pisar estos límites (Fig. 21). El interior de la curva debe estar provisto de una cuneta entubada o no debe haberla.

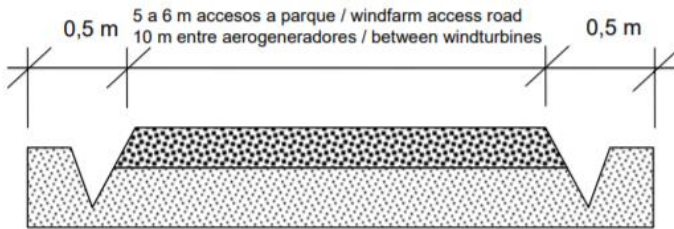


Fig. 21 Corte de una vial (gamesa eólica).

Los radios de curvatura no son un problema para el transporte de las palas ya que, mediante el Bladelifter (Fig. 22), que permite transportar la pala con cierto grado de inclinación, se puede adaptar el transporte a la carretera y reducir el impacto ambiental. En este caso el radio de giro viene definido por el tamaño de los módulos de la torre, por lo que se han realizado viales con amplios radios para facilitar dicho transporte. En caso de que los radios de curva sean inferiores a los especificados, se debe tener un ancho superior para adaptarse a los transportes.



Fig. 22 Bladelifter (heavy lift news)

Las pendientes no deben superar el 10% pudiendo llegar al 12% en casos muy concretos. Este problema está estrechamente relacionado con el radio de curva, ya que en curvas cerradas no se debe superar el 7%, siendo preferible el mayor grado de pendiente siempre en una recta. La pendiente lateral será nula, ya que de no ser así se puede producir el volcado de la grúa, además la carretera carecerá de peralte a no ser que sea estrictamente necesario para la evacuación de aguas.

Se suprimen los cambios de rasante, no pudiendo haber un desnivel de más de 30cm en 16 metros de longitud, ya que podría haber problemas de tracción. Igualmente, el firme del vial debe ser lo más liso posible ya que el transporte de los elementos del aerogenerador se realiza a una media de 15cm del suelo, pudiendo elevar excepcionalmente, aunque no se recomienda por peligro de vuelco.

Los viales tanto utilizados como de nueva creación se especifican en la Tabla 7. Para mayor detalle, consultar el Plano 02.

V. existentes (m)	V. construidos (m)	Total (m)
4399,16	3052,91	7452,07

Tabla 7 Viales



Plataformas

Las plataformas se realizan con el objetivo de aportar un correcto apoyo a la grúa, esto implica que la composición de la plataforma es de un buen compactado con una base de buena resistencia.

Se opta por una plataforma de 44x44 metros, con una inclinación lateral que no puede ser mayor del 0,5%.

El tipo de grúa que se utiliza es de celosía, por lo que es necesario un tramo recto para poder montarla con otra grúa a ser posible junto al vial de acceso. La plataforma ha de aguantar un peso de hasta 500 toneladas y la compactación ha de estar bien asegurada para evitar el hundimiento de la maquinaria. Se debe adaptar un espacio para el acopio de material alrededor de la grúa y en caso de aprovechar parte del vial se ha de dejar espacio para el tránsito de transportes especiales. En cuanto a la cota de la plataforma es preferible que sea superior a la de la cimentación para facilitar el montaje.

Cimentaciones

Están compuestas por una estructura de acero enconfrada a un nivel inferior al de referencia del terreno, rellena de hormigón y asentada sobre una planicie. El método de construcción se basa en realizar un foso en el que se coloca un esqueleto de acero, que se rellena de hormigón y una vez seco se entierra.

El objetivo es garantizar la estabilidad estructural y la correcta transmisión de cargas al terreno. Para un aerogenerador como los que se van a instalar en el parque, se puede utilizar una zapata masiva de hormigón armado prefabricada. Según Herrando (2012) [8] demuestra, la cimentación circular es la que ofrece un mayor nivel estructural y ahorro económico (20%-25%). Además, estas zapatas tienen una serie de ventajas como son, una menor cantidad de material (40%-50%), así como una reducción del calor de hidratación en el fraguado del hormigón que afecta a las horas de trabajo efectivas de la zapata y un menor tiempo de fabricación. (Fig. 23)

Estas cimentaciones pueden ser superficiales o profundas ya que se adaptan fácilmente a los distintos entornos geotécnicos con independencia de las propiedades mecánicas.



Fig. 23 Zapata circular prefabricada (esteyco)

Zanjas

Se realizan las zanjas necesarias para el soterramiento de los tubos que contienen los cables eléctricos que unen los aerogeneradores con la subestación. Basándose en la Fig. 2 se observa la existencia de una línea de alta tensión que atraviesa el parque. Dicha línea se aprovecha para la transmisión eléctrica desde la subestación a la línea general utilizándola como punto de evacuación del parque. Para el transporte de la energía producida se utiliza una red de media tensión que conecta los aerogeneradores con la subestación.

Todas las conducciones eléctricas que conectan los aerogeneradores entre sí y a la subestación del parque eólico, se realizarán de manera subterránea. Las zanjas serán paralelas a los viales y lo más rectas posibles siguiendo la norma UNE 211435.

Las zanjas se pueden clasificar en 3 tipos [9]:

- Tipo 1 (paralelas al vial): este tipo de excavación hace referencia a las que discurren a lo largo del vial, es el tipo más habitual.
- Tipo 2 (cruzamientos): en los puntos en los que las zanjas cruzan los viales deberán reforzarse con hormigón. Los cables deben instalarse en el interior de tubos de PVC con el fin de soportar las cargas producidas por el tránsito de vehículos.
- Arquetas de empalme: en el caso de que los tramos diseñados sean más largos de lo que se puede tender con un conductor, es necesario realizar empalmes intermedios. Esto puede hacerse directamente en la zanja o en el interior de arquetas.

La profundidad de la zanja depende de dos factores, desde el punto de vista técnico:

- La disipación de calor a la atmósfera es favorecida por la cercanía a la superficie.
- La humedad aumenta con la profundidad.

Las zanjas tipo (Fig. 24) suelen tener una profundidad de 1 m y una anchura de 0,60 m, dependiendo del número de ternas de cable de media tensión que sea necesario transportar. En este caso serán zanjas de simple y doble circuito. Además, cada aerogenerador debe estar provisto de una toma a tierra, la cual irá colocada en el fondo de la zanja. Una vez colocada la toma a tierra se extenderá una capa de arena, después, se colocarán los cables de media tensión encima y se extenderá una nueva capa de arena. En la parte superficial deberán colocarse las medidas de protección mecánicas necesarias, así como la señalización pertinente.

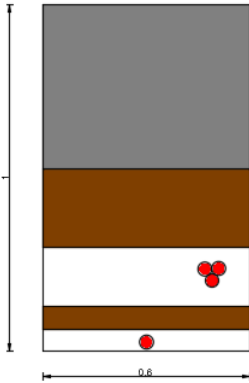


Fig. 24 Perfil de una zanja tipo

La instalación se realiza en 4 circuitos para una mayor seguridad. Cada línea conecta el módulo de salida de un aerogenerador con el de entrada del siguiente hasta un máximo de tres aerogeneradores por línea. (Tabla 8)

Tramo	Longitud (m)	Pn (kw)
A1-A2-A3	1.645	9.900
A4-A5-A11	1.121	9.900
A6-A7-A8	1.593	9.900
A9-A10	856	6.600

Tabla 8 Parámetros de cada tramo

Configuración Eléctrica

Para el cálculo de las líneas se seguirá la *UNE 211435* [10], así como la *ITC-LAT 06*. [11] Esta última es aplicable a todas las líneas subterráneas y a cualquier tipo de instalación distinta de las líneas aéreas. Los cables deberán ser aislados, de tensión asignada superior a 1kV, y el régimen de funcionamiento de las líneas se preverá para corriente alterna trifásica de 50 Hz de frecuencia.

La tensión nominal de la red (U_n) será de 30 kV y las intensidades (I_n) nominales se determinarán mediante la Ec. 8

$$I_n(A) = \frac{P_n}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos \varphi} = \frac{P_n(kW)}{\sqrt{3} \cdot U_n(kV)}$$

Ec. 8 Corriente de línea

Se trata de aerogeneradores de 3,3Mw por lo que según la tabla 1 de la norma *UNE 211435:2007* la tensión nominal de la red (U_n) es de 30Kv y la tensión más elevada de la red (U_s) es de 36Kv. En cuanto a los cables, la tensión asignada de los cables

(U_o) es de 18/30Kv y la tensión soportada a impulsos (U_p) es de 170Kv. Como se trata de un sistema de suministro eléctrico, la red será de “*categoría A*”, lo que quiere decir que los defectos que pudieran aparecer se deben eliminar en menos de 1 minuto.

Los conductores se dimensionan siguiendo la “*ITC-LAT 06*” [11]. Se determinan los siguientes parámetros para cada circuito (Ec. 9), donde K es un factor de corrección relacionado con la temperatura del terreno y la resistividad térmica del mismo. Posteriormente, se comprueba, con las tablas de la “*ITC-LAT 06*” que se cumplen las siguientes condiciones:

$$I_1 = \frac{I_n}{k_t} \quad I_{tablas} \geq I_1$$

$$k * I_{tablas} \geq I_n$$

Ec. 9 Parámetro k y condiciones de intensidad

Los cables más habituales son los de Etileno Propileno de Alto Módulo (HEPR) de alma de aluminio ya que aguantan unas mayores intensidades en servicio permanente, por lo que las temperaturas máximas admisibles en servicio permanente y en cortocircuito serán de 90° y 250° respectivamente.

Se estima una temperatura del terreno de 20° [12] por lo que, para las condiciones de operación del cable, el factor de corrección por temperatura para el cálculo de k es de 1,04. Por otra parte, la resistividad del terreno se fija en 2 K*m/W³, pero, para poder determinar el factor de corrección por esta variable, es necesario conocer la sección del conductor. Tras un proceso iterativo con distintas secciones, se determina el coeficiente K (producto de los dos factores anteriores) para cada uno de los circuitos determinándose que las secciones de conductor más adecuadas son de 120 mm² para los circuitos 1, 2 y 3 y de 70 mm² para el circuito 4.

Se escoge, por tanto, un cable tipo AL Eprotenax H Compact (AL HEPRZ1 normalizado por Iberdrola). Sin embargo, estas secciones estimadas no se encuentran comercialmente, por tanto, se escogen las siguientes por encima, es decir, 150 mm² y 90 mm².

Por último, se comprueba que la caída de tensión es inferior al 5% con la siguiente ecuación. (Ec. 10)

$$\Delta U(V) = \sqrt{3} \cdot L \cdot I \cdot (R \cdot \cos \varphi + \sin \varphi)$$

Ec. 10 Caída de tensión

Donde:

- L: es la longitud del cable en kilómetros
- I: Intensidad nominal

³ Se trata de un terreno de piedra con un nivel bajo de humedad.



- R: Resistencia del cable en Ω/km
- $\cos \varphi$: Factor de potencia

En la (Tabla 9) se resumen los principales resultados de los cálculos eléctricos y se comprueba cómo, efectivamente, los criterios de intensidades y caídas de tensión se verifican.

Con las secciones identificadas se procede a la elegir las celdas de protección. Se realiza la selección del catálogo “Mesa” ya que sus celdas GIS son muy efectivas en centros de transformación de renovables y cuentan con enclavamientos mecánicos y eléctricos. Estas celdas cuentan con los certificados IEC 62271-1, IEC 62271-100, IEC 62271-102, IEC 62271-200, IEC 60265-1 e IEC 60529.

Se disponen dos tipos de celdas, para principio de línea 0L y 1A, mientras que para los aerogeneradores intermedios tendríamos 0L, 1L y 1A ya que cada módulo cumple una función específica. (Fig. 25)

Celda 0L función de remonte de barras: Es la entrada de línea hacia el aerogenerador posterior, se recomienda mediante remonte rígido de cables a barras. La celda modular 0L también puede ser utilizada para la realización de la salida, utilizando una segunda terna de cables.

Celda 1L función de maniobra con interruptor-seccionador: Puede incluir remonte rígido de acometida a barras. La función de entrada de línea desde el aerogenerador anterior. La conexión de la función 1L a la función de protección 1A, se realiza siempre por la derecha, mediante biconos monofásicos con aislante elastomérico apantallado.

Celda 1A protección con interruptor automático: El 1A realiza la extinción del arco de forma segura. El interruptor automático de vacío se acciona mediante mecanismos operativos que garantizan una tasa de apertura y cierre del dispositivo de conmutación independiente del operario. Este mecanismo consigue ciclos de cierre remotos y rápidos. La velocidad de apertura y cierre de los contactos del Interruptor Automático utilizado para las apartamentas DVCAS es independiente de la acción del operario. Este mecanismo eléctrico, que está siempre motorizado para efectuar funciones de control remoto, permite ciclos rápidos de reenganche.

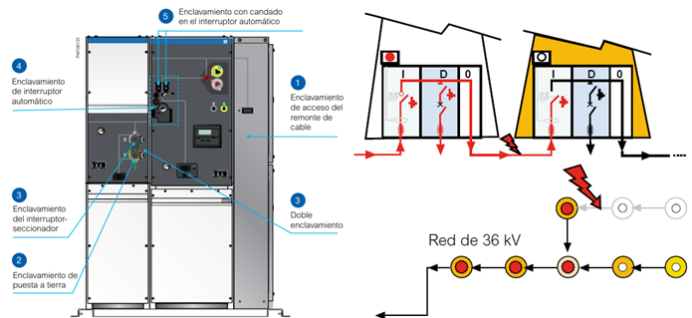


Fig. 25 Celda DVCAS, con líneas 0L, 1L, 1A (catálogo mesa)

Finalmente se escogen las celdas de protección de la subestación, también obtenidas del catálogo de “Mesa”. Se trata de un conjunto CBGS-0 formado por varias celdas, cada una de ellas con paneles, chapas y bastidor metálico conectados a tierra.

Esto conjunto ofrece protección a una línea por lo que en este caso se necesitan cuatro conjuntos ya que se disponen cuatro líneas diferentes de llegada a la subestación. Los componentes de la celda son: (Fig. 26)

- Compartimento de baja tensión: ubicado en la parte superior, contiene relés y elementos de protección de baja tensión.
- El embarramiento principal: aislado se encuentra en la parte superior de la celda
- Cuba de SF6: Ubicada en la parte central.
- Compartimento de conexión de cables de media tensión: ubicado en la parte inferior.

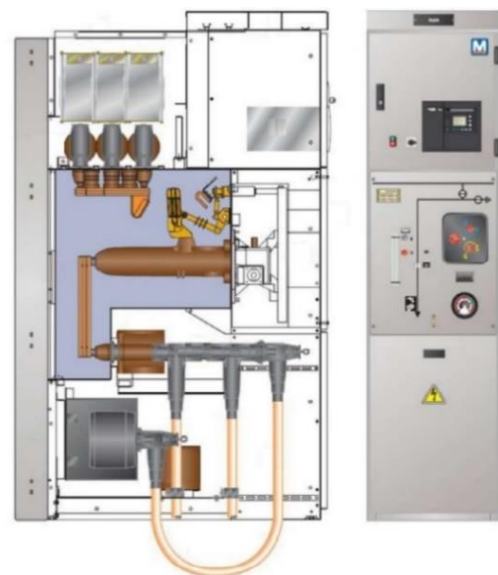


Fig. 26 Conjunto CBGS (catálogo mesa)



Circ.	Aerog.	Long (m)	V (kV)	P _n (kW)	I _n (A)	Cat	U _s (kV)	U ₀ /U (kV)	U _p (kV)	T° (sp)	T° (cc)	K ₁	K ₂	K	I ₁	I _T > I ₁	Sección	Comercial	R (Ω/km)	ε
1	3	1645	30	9900	190,53	A	36	18/30	170	90	250	1,04	0,88	0,9152	208,2	230	120	150	0,206	0,37%
2	3	1121										1,04	0,88	0,9152	208,2	230	120	150	0,206	0,25%
3	3	1593										1,04	0,88	0,9152	208,2	230	120	150	0,206	0,36%
4	2	856		1,04	0,89							0,9256	137,2	170	70	95	0,32	0,20%		

Tabla 9 Cálculos eléctricos y resultados

Presupuesto

Una vez identificados todos los elementos que componen las diferentes partes del parque se procede a realizar un análisis económico general en el que se especifican los diferentes conceptos de la obra.

El presupuesto se puede resumir en dos partes:

- Ejecución de material (PEM): Engloba tanto el coste de materiales como el coste de mano de obra.
- Ejecución por contrata (PC): importe que recibe el contratista mediante el añadido de gastos generales y beneficio industrial.

Estos presupuestos se encuentran registrados en la siguiente tabla: (Tabla 10)

Presupuesto de ejecución	
Concepto	Coste (€)
Aerogeneradores	36.300.000
Obra civil	2.486.301,37
Infraestructura eléctrica	8.950.684,932
Otros	1.989.041,096
Total Ejecución Material	49.726.027,40
Gastos generales (13%)	6.464.383,56
Beneficio industrial (6%)	2.983.561,64
Total Ejecución por Contrata	59.173.972,60

Tabla 10 Resumen del presupuesto

El montante de esta partida asciende a cincuenta y nueve millones ciento setenta y tres mil novecientos setenta y dos euros con sesenta céntimos.

Análisis económico

Una vez conocidos los presupuestos de obra se procede a obtener los ingresos y gastos que proporciona el proyecto. Como ingreso se tiene la energía volcada a la red mientras que, en los gastos, el O&M

La viabilidad del proyecto se puede estimar mediante un sencillo balance económico y con el cálculo del VAN y el TIR. En la Tabla 11 se exponen, de manera resumida, las hipótesis del caso analizado, así como los parámetros finales de rentabilidad.

Costes totales de inversión [€]	59.173.972,60
Energía generada por aerogenerador [MWh]	12.168,49
Energía generada total anual [MWh]	129.100,04
Perdidas energéticas anuales	1%
Precio de venta [€/Mwh]	50
Aumento del precio de venta de energía anual	1%
Horas equivalentes [h]	3.556,57
Periodo de amortización [años]	20
Amortización anual [€]	2.958.698,63
Impuesto sobre beneficios [%]	25
Costes O&M [€/MW]	20.000
Variación anual del coste de O&M	2%
VAN [€]	10.197.633,21
TIR [%]	7

Tabla 11 Análisis económico

Este análisis se encuentra desglosado en una tabla adjunta que muestra la evolución económica a lo largo de la vida útil del parque, debido a su tamaño se desglose en 2 partes. (Tabla 12)



RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Con el estudio del proyecto realizado y los resultados del análisis económico se observa que la tasa interna de retorno es del 7% que representa una rentabilidad por encima de la media para este tipo de proyectos la cual se sitúa en torno al 6%.

Este valor está sujeto a los parámetros del parque ya que pequeñas variaciones en estos provocan grandes cambios tanto en la rentabilidad como en valor neto.

Si se produce un aumento del precio de venta de la energía este produce un aumento tanto del TIR como el VAN, ya que ambos están íntimamente relacionados, pero si ocurre al contrario lo que se produce es un descenso. En este caso la variación del precio de la energía es mínima lo que no afecta en gran medida a estos índices, igualmente ocurre con los costes de generación ya que un aumento de estos reduce la rentabilidad del parque.

Por otro lado, la producción de energía es un factor con una gran sensibilidad ya que un fallo en un aerogenerador, así como una meteorología anómala reduciría drásticamente la producción y con ello la rentabilidad de la instalación lo que generaría grandes pérdidas.

CONCLUSIONES

La preocupación por el medio ambiente ha aumentado exponencialmente en los últimos años. En materia de energía se busca un desarrollo sostenible y amigable con el medio ambiente. Debido a este panorama se ha procedido al cierre de centrales que basan su producción en el consumo de combustibles fósiles a la vez que se han abierto otras que generan energía limpia.

Por este motivo se ha realizado este proyecto, para dar una visión de cómo se lleva a cabo un parque eólico y cuáles son sus elementos principales, desde el análisis del recurso eólico, el cual va a proporcionar la energía, pasando por la máquina que transforma esa energía. Seguidamente se ha estructurado la obra civil para poder comprender el esfuerzo que conlleva ejecutar una obra de este calibre resaltando las partes más importantes como son el transporte y montaje de los elementos constructivos, así como la red eléctrica necesaria para poder pasar la energía mecánica a eléctrica.

Finalmente, esto carece de sentido sino es rentable, por eso mismo se ha completado el proyecto con un estudio económico en el que se busca saber la rentabilidad del parque y con ello se ha demostrado que generar energía a bajo coste no está reñido con cuidar el medio ambiente.

NOMENCLATURA

c	→	Factor de escala.
D_p	→	Densidad de potencia.
f	→	Frecuencia.
$F_{(v)}$	→	Probabilidad acumulada de Weibull.
I_n	→	Intensidad nominal.
K_t	→	Factor de corrección.
k	→	Factor de forma.
L	→	Longitud.
P_n	→	Potencia nominal.
P_v	→	Potencia.
$P_{(v+dv)}$	→	Probabilidad de que ocurra una velocidad.
R	→	Resistencia del cable.
U_n	→	Tensión nominal.
v	→	Velocidad media del viento.
V_{AVE}	→	Velocidad media a la altura del buje anual.
V_{CORTE}	→	Velocidad máxima de trabajo.
V_{MIN}	→	Velocidad mínima turbina para que funcione.
V_{NOM}	→	Velocidad máxima de producción.
V_{REF}	→	Velocidad media a la altura del buje a 10 min.
$\Delta U_{(v)}$	→	Caída de tensión.
Γ	→	Función gamma.
φ	→	Factor de potencia
ρ	→	Densidad del aire.

AGRADECIMIENTOS

Agradecer a mi tutor el Dr. Guillermo Laine Cuervo por su paciencia y capacidad de sintetizar los conceptos a la hora de realizar un proyecto de estas características de una forma tan especial.

A mi pareja Virginia Hernández González por estar siempre ahí dándome confianza, ánimos y apoyándome en todas mis decisiones.



REFERENCIAS

- [1] «Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030 | Idae». Accedido 11 de junio de 2021. <https://www.idae.es/informacion-y-publicaciones/plan-nacional-integrado-de-energia-y-clima-pniec-2021-2030>.
- [2] «PII: S0960-1481(98)00771-X | Elsevier Enhanced Reader». [https://doi.org/10.1016/S0960-1481\(98\)00771-X](https://doi.org/10.1016/S0960-1481(98)00771-X).
- [3] Decreto 189/1997, de 26 de septiembre, por el que se regula el procedimiento para la utilización de las instalaciones de producción de electricidad a partir de la energía eólica.
- [4] Decreto 22/2004, de 29 de enero, por el que se aprueba el Reglamento de Urbanismo de Castilla y León.
- [5] BOE.es - BOE-A-2013-12913 Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental
- [6] Bardají, Marta Gil, y Gil Lizcano. «Viento Extremo: Pasado y Futuro», s. f., 43. https://www.aeeolica.org/images/WebinarsEolicos/viento_extremo_pasado_futuro.pdf
- [7] «| Los costes de operación y mantenimiento de parques eólicos han caído un 38% desde 2008, según BNEFSomos Eólicos». <https://www.somoseolicos.com/2012/noticias/los-costes-de-operacion-y-mantenimiento-de-parques-eolicos-han-caido-un-38-desde-2008-segun-bnef/>.
- [8] German Herrando “Optimización del diseño de la cimentación para un aerogenerador de gran altura” s.f. 115.
- [9] «et5012-ed15.pdf». <https://www.eredesdistribucion.es/recursos/doc/distribucion-luz/20190320/canalizaciones-subterране/et5012-ed15.pdf>.
- [10] Una Norma Española (2010). Guía para la elección de cables eléctricos de tensión asignada superior o igual a 0,6/1 kV para circuitos de distribución de energía eléctrica. (UNE 211435) https://fp.cavanilles.com/pluginfile.php/10053/mod_resource/content/1/UNE%20211435.pdf
- [11] <http://roble.pntic.mec.es/jcat0021/Archivos%20para%20descargar/LAT%202008/ITC-LAT%2006.pdf>
- [12] «Guía Técnica. Condiciones climáticas exteriores de.pdf». https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_12_Guia_tecnica_condiciones_climaticas_exteriores_de_proyecto_e4e5b769.pdf

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Ingresos											
Generación eléctrica	0**	129.100,04	127.809,04	126.530,95	125.265,64	124.012,99	122.772,86	121.545,13	120.329,68	119.126,38	117.935,12
Precio de venta	50	50	50,50	51,01	51,52	52,03	52,55	53,08	53,61	54,14	54,68
TOTAL	0	6.455.002,13	6.454.356,62	6.453.711,19	6.453.065,82	6.452.420,51	6.451.775,27	6.451.130,09	6.450.484,98	6.449.839,93	6.449.194,95
Gastos											
O&M	-*	-*	-	770.437,01	785.845,75	801.562,66	817.593,92	833.945,79	850.624,71	867.637,20	884.989,95
TOTAL	-	-	-	1.587.100,24	785.845,75	801.562,66	817.593,92	833.945,79	850.624,71	867.637,20	884.989,95
Margen Bruto	-	6.455.002,13	6.454.356,62	4.866.610,95	5.667.220,07	5.650.857,85	5.634.181,35	5.617.184,30	5.599.860,27	5.582.202,73	5.564.205,00
Amortización	2958698,63	2958698,63	2958698,63	2958698,63	2958698,63	2958698,63	2958698,63	2958698,63	2958698,63	2958698,63	2958698,63
Beneficio antes de impuestos	-2.958.698,63	3.496.303,50	3.495.657,99	1.907.912,32	2.708.521,44	2.692.159,22	2.675.482,72	2.658.485,67	2.641.161,64	2.623.504,10	2.605.506,37
Impuesto sobre beneficios	-73.967,47	87.407,59	87.391,45	47.697,81	67.713,04	67.303,98	66.887,07	66.462,14	66.029,04	65.587,60	65.137,66
Beneficio Neto	-2.884.731,16	3.408.895,91	3.408.266,55	1.860.214,51	2.640.808,40	2.624.855,24	2.608.595,66	2.592.023,53	2.575.132,60	2.557.916,49	2.540.368,71
Flujo de Caja	-59.173.972,60	6.367.594,54	6.366.965,17	4.818.913,14	5.599.507,03	5.583.553,87	5.567.294,28	5.550.722,16	5.533.831,23	5.516.615,12	5.499.067,34

Tabla 12 Análisis económico completo (parte 1)

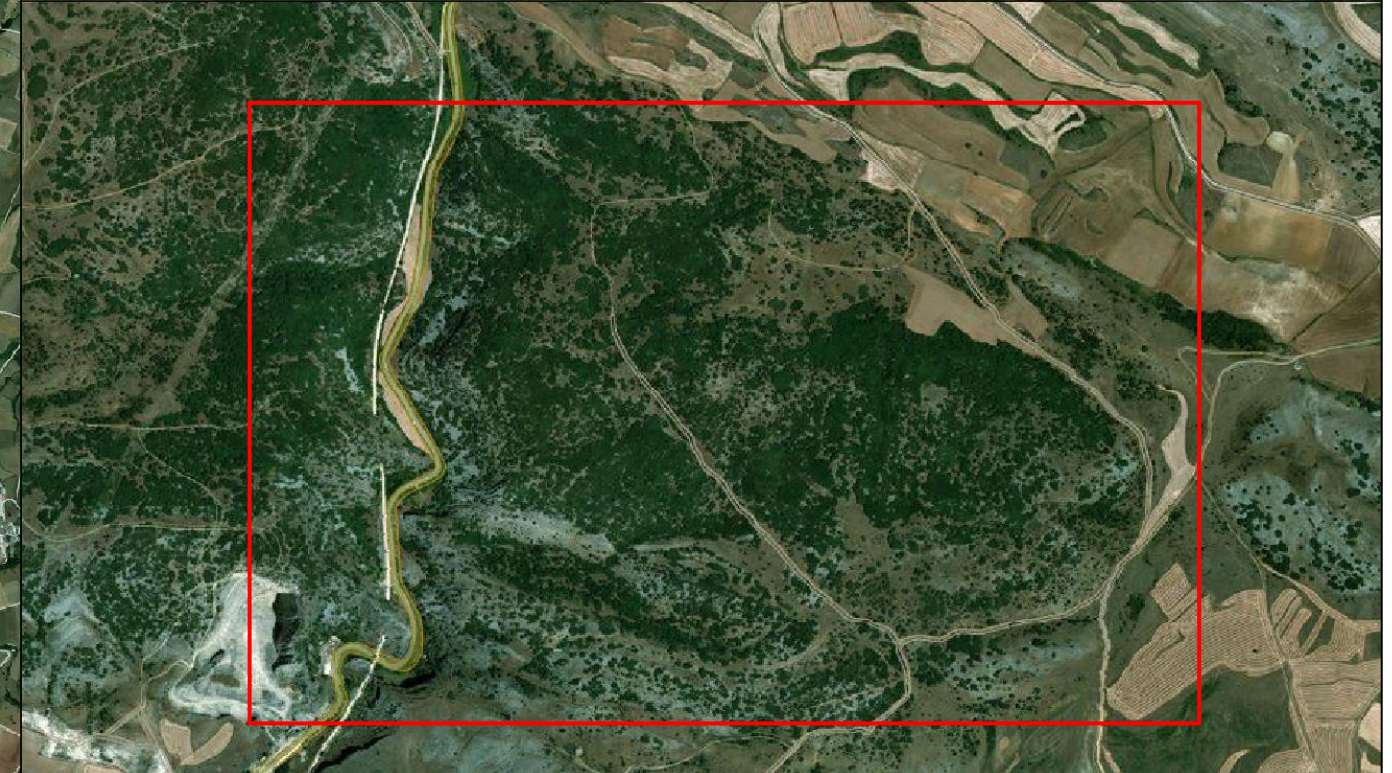
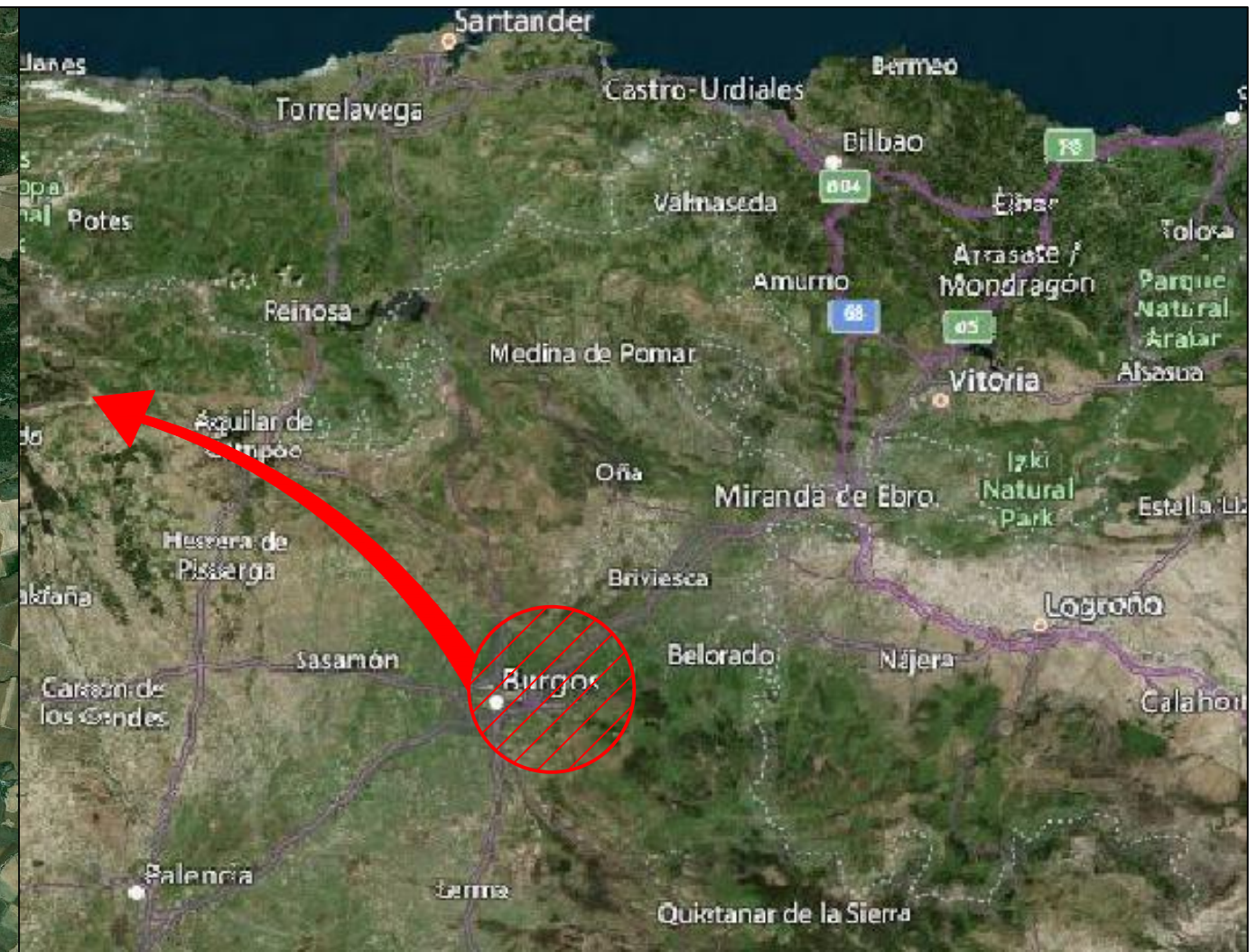
	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
Ingresos										
Generación eléctrica	116.755,76	115.588,21	114.432,32	113.288,00	112.155,12	111.033,57	109.923,23	108.824,00	107.735,76	106.658,40
Precio de venta	55,23	55,78	56,34	56,90	57,47	58,05	58,63	59,22	59,81	60,41
TOTAL	6.448.550,03	6.447.905,17	6.447.260,38	6.446.615,66	6.445.970,99	6.445.326,40	6.444.681,86	6.444.037,40	6.443.392,99	6.442.748,65
Gastos										
O&M	902.689,75	920.743,54	939.158,41	957.941,58	977.100,41	996.642,42	1.016.575,27	1.036.906,78	1.057.644,91	1.078.797,81
TOTAL	902.689,75	920.743,54	939.158,41	957.941,58	977.100,41	996.642,42	1.016.575,27	1.036.906,78	1.057.644,91	1.078.797,81
Margen Bruto	5.545.860,28	5.527.161,63	5.508.101,97	5.488.674,07	5.468.870,58	5.448.683,97	5.428.106,59	5.407.130,62	5.385.748,08	5.363.950,84
Amortización	2958698,63	2958698,63	2958698,63	2958698,63	2958698,63	2958698,63	2958698,63	2958698,63	2958698,63	2958698,63
Beneficio antes de impuestos	2.587.161,65	2.568.463,00	2.549.403,34	2.529.975,44	2.510.171,95	2.489.985,34	2.469.407,96	2.448.431,99	2.427.049,45	2.405.252,21
Impuesto sobre beneficios	64.679,04	64.211,57	63.735,08	63.249,39	62.754,30	62.249,63	61.735,20	61.210,80	60.676,24	60.131,31
Beneficio Neto	2.522.482,61	2.504.251,42	2.485.668,25	2.466.726,06	2.447.417,65	2.427.735,71	2.407.672,76	2.387.221,19	2.366.373,21	2.345.120,91
Flujo de Caja	5.481.181,24	5.462.950,05	5.444.366,88	5.425.424,69	5.406.116,28	5.386.434,34	5.366.371,39	5.345.919,82	5.325.071,84	5.303.819,54

Tabla 13 Análisis económico completo (parte 2)

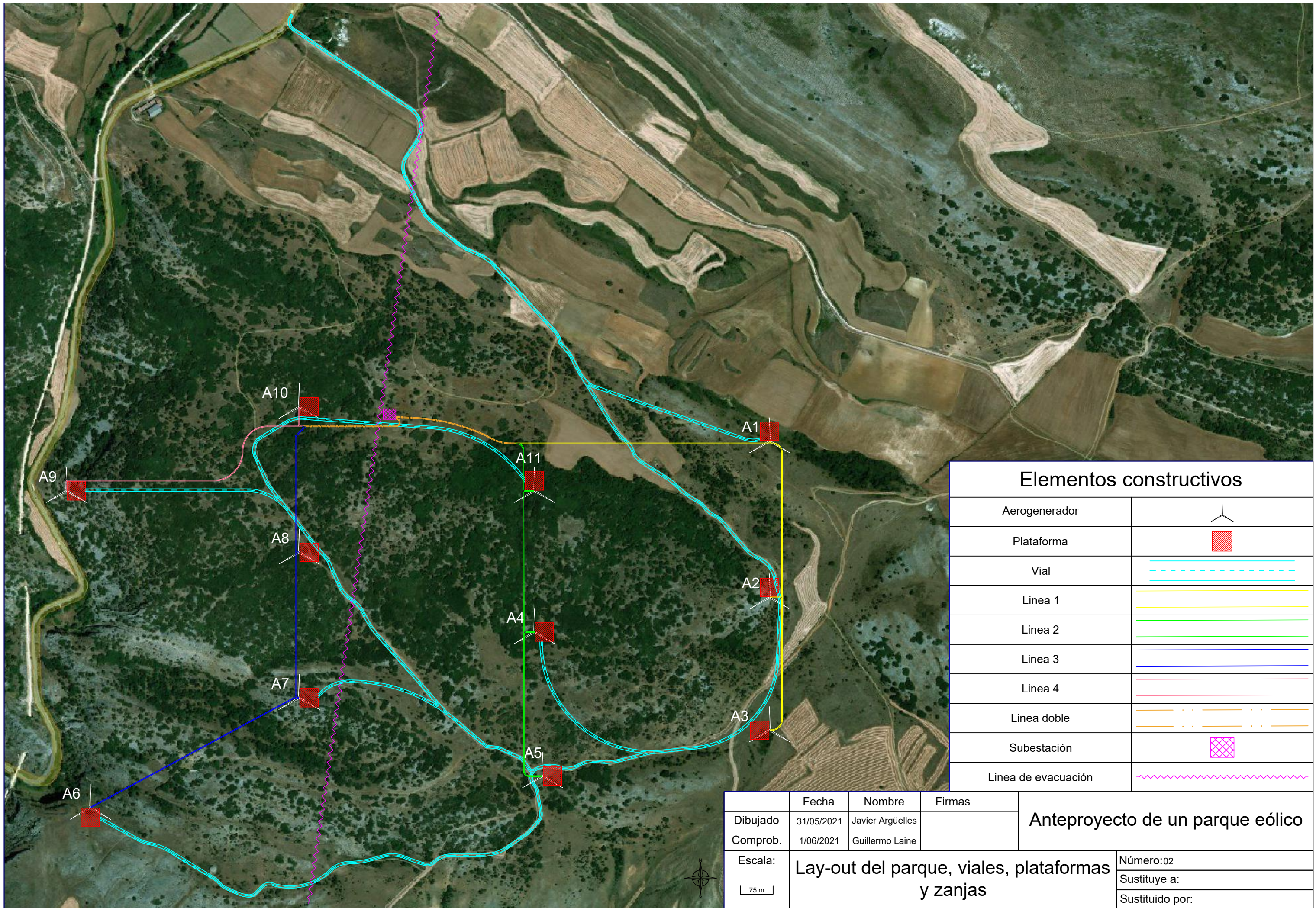
* → Los costes de O&M de los tres primeros años los asume el contratista.











** → La generación de energía el primer año es nula debido a la construcción del parque.


PLANOS



	Fecha	Nombre	Firmas	Anteproyecto de un parque eólico
Dibujado	31/05/2021	Javier Argüelles		
Comprob.	1/06/2021	Guillermo Laine		
Escala:	Localización			Número: 01
				Sustituye a:
				Sustituido por:



Elementos constructivos	
Aerogenerador	
Plataforma	
Vial	
Linea 1	
Linea 2	
Linea 3	
Linea 4	
Linea doble	
Subestación	
Linea de evacuación	

	Fecha	Nombre	Firmas	Anteproyecto de un parque eólico
Dibujado	31/05/2021	Javier Argüelles		
Comprob.	1/06/2021	Guillermo Laine		
Escala:	Lay-out del parque, viales, plataformas y zanjas			Número:02
				Sustituye a:
				Sustituido por: