



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR
DE INGENIEROS DE CAMINOS,
CANALES Y PUERTOS



DISEÑO DE UN PARQUE DE ENERGÍA EÓLICA. APLICACIÓN EN CALERA DE LEÓN, BADAJOZ.



TRABAJO FIN DE GRADO

Titulación: Grado en Ingeniería Civil

Curso: 2014/15

Autor: Edward Foweather

Tutor: Miguel Ángel Pérez Martín

Valencia, junio de 2015



ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN	7
2. CRITERIOS DE ELECCIÓN DE LOS EMPLAZAMIENTOS	10
2.1 Recurso eólico.....	10
2.2 Cercanía de la zona de consumo de la energía producida.....	12
2.3 Existencia de zonas protegidas	13
2.4 Proximidad de subestaciones	14
2.5 Presencia de emplazamientos existentes	16
3. CARACTERIZACIÓN DE LOS EMPLAZAMIENTOS	18
3.1 Tobed, Zaragoza.....	18
3.1.1 Recurso eólico.....	20
3.1.2 Cercanía de la zona de consumo de la energía producida	23
3.1.3 Existencia de zonas protegidas	23
3.1.4 Proximidad de subestaciones	24
3.1.5 Presencia de emplazamientos existentes	24
3.2 Tobarra, Albacete	25
3.2.1 Recurso eólico.....	25
3.2.2 Cercanía de la zona de consumo de la energía producida	27
3.2.3 Existencia de zonas protegidas	28
3.2.4 Proximidad de subestaciones	28
3.2.5 Presencia de emplazamientos existentes	29
3.3 Calera de León, Badajoz	30
3.3.1 Recurso eólico.....	30
3.3.2 Cercanía de la zona de consumo de la energía producida	32
3.3.3 Existencia de zonas protegidas	33
3.3.4 Proximidad de subestaciones	33
3.3.5 Presencia de emplazamientos existentes	34
4. PRESENTACIÓN DE AEROGENERADORES TESTADOS	35
4.1 Enercon E-101	36
4.2 Gamesa G132-5MW.....	37
4.3 Enercon E-126	38
5. DIMENSIONADO DE LOS EMPLAZAMIENTOS	40
5.1 Tobed.....	41
5.2 Tobarra	45
5.3 Calera de León.....	49
6. ELECCIÓN DE UN AEROGENERADOR.....	54



6.1 Producción y aprovechamiento.....	54
6.2 Costes	55
7. ELECCIÓN DE UN EMPLAZAMIENTO.....	57
7.1 Tobed.....	58
7.1.1 Financiación con fondos propios	59
7.1.2 Financiación con préstamo bancario	63
7.1.3 Financiación con bonos	65
7.2 Tobarra.....	67
7.2.1 Financiación con fondos propios	67
7.2.2 Financiación con préstamo bancario	71
7.2.3 Financiación con bonos	73
7.3 Calera de León.....	75
7.3.1 Financiación con fondos propios	75
7.3.2 Financiación con préstamo bancario	78
7.3.3 Financiación con bonos	80
7.4 Resumen.....	82
8. PLAN DE OBRA.....	84
8.1 Definición de tareas.....	84
8.1.1 Replanteo del parque eólico.....	85
8.1.2 Movimiento de tierras	85
8.1.3 Cimentaciones.....	86
8.1.4 Accesos y viales	87
8.1.5 Cableado exterior	88
8.1.6 Tomas de tierra	88
8.1.7 Montaje de aerogeneradores	89
8.1.8 Puesta en marcha.....	89
8.1.9 Construcción de una torre meteorológica.....	90
8.1.10 Replanteo de la subestación.....	90
8.1.11 Movimientos de tierra	90
8.1.12 Construcción del edificio.....	91
8.1.13 Instalación de componentes eléctricos.....	92
8.1.14 Medidas correctoras.....	92
8.1.15 Ingeniería.....	93
8.1.16 Seguridad y salud.....	93
8.1.17 Control de calidad.....	93
8.2 Plazo de la obra	93



9. CONCLUSIONES	95
10. BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS.....	97
ANEJO 1. CÁLCULO DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	99
ANEJO 2. ESTUDIO ECONÓMICO	115
ANEJO 3. FOTOGRAFÍAS	126
ANEJO 4. PLAN DE OBRA.....	132

ÍNDICE GRÁFICOS

Gráfico 1.1 Potencia instalada en España	7
Gráfico 1.2 Potencia eólica instalada en España	8
Gráfico 3.1 Distribución de Weibull para modelar la velocidad del viento en Tobed	22
Gráfico 3.2 Distribución de Weibull para modelar la velocidad del viento en Tobarra	27
Gráfico 3.3 Distribución de Weibull para modelar la velocidad del viento en Calera de León	32
Gráfico 4.1 Comparación de potencias tabuladas de los tres aerogeneradores	39
Gráfico 5.1 Comparación de potencias tabuladas y corregidas de los aerogeneradores en Tobed	42
Gráfico 5.2 Producción de los tres modelos de aerogeneradores en Tobed	43
Gráfico 5.3 Comparación de potencias tabuladas y corregidas de los aerogeneradores en Tobarra	46
Gráfico 5.4 Producción de los tres modelos de aerogeneradores en Tobarra	47
Gráfico 5.5 Comparación de potencias tabuladas y corregidas de los aerogeneradores de Calera de León	49
Gráfico 5.6 Producción de los tres modelos de aerogenerador en Calera de León	50
Gráfico 5.7 Resumen de producción de los tres aerogeneradores	52
Gráfico 5.8 Resumen de aprovechamiento de los tres aerogeneradores	52
Gráfico 7.1 Costes e ingresos por año y VAN con financiación propia en Tobed	62
Gráfico 7.2 Costes e ingresos por año y VAN con financiación por préstamo en Tobed.....	64
Gráfico 7.3 Costes e ingresos por año y VAN con financiación por bonos en Tobed.....	66



Gráfico 7.4 Costes e ingresos por año y VAN con financiación propia en Tobarra.....	71
Gráfico 7.5 Costes e ingresos por año y VAN con financiación por préstamo en Tobarra.....	72
Gráfico 7.6 Costes e ingresos por año y VAN con financiación por bonos en Tobarra.....	74
Gráfico 7.7 Costes e ingresos por año y VAN con financiación propia en Calera de León	78
Gráfico 7.8 Costes e ingresos por año y VAN con financiación por préstamo en Calera de León.....	79
Gráfico 7.9 Costes e ingresos por año y VAN con financiación por bonos en Calera de León.....	81

ÍNDICE FIGURAS

Figura 2.1 Mapa de la velocidad del viento a 80m de altura	11
Figura 2.2 Mapa de espacios naturales	13
Figura 2.3 Mapa del sistema eléctrico ibérico	15
Figura 3.1 Situación geográfica de Tobed	19
Figura 3.2 Recurso eólico en el T.M. de Tobed	20
Figura 3.3 Rosa de los vientos de Tobed	20
Figura 3.4 Localización de espacios naturales del noroeste de España y el T.M. de Tobed	23
Figura 3.5 Localización de infraestructura eléctrica cerca del T.M. de Tobed	24
Figura 3.6 Localización de emplazamientos eólicos cercanos al T.M. de Tobed	24
Figura 3.7 Situación geográfica de Tobarra	25
Figura 3.8 Recurso eólico en el T.M. de Tobarra	26
Figura 3.9 Rosa de los vientos de Tobarra	26
Figura 3.10 Localización de espacios naturales del sureste de España y el T.M. de Tobarra	28
Figura 3.11 Localización de infraestructuras eléctricas cerca del T.M. Tobarra	28
Figura 3.12 Localización de emplazamientos eólicos cercanos al T.M. de Tobarra	29
Figura 3.13 Situación geográfica de Calera de León	30
Figura 3.14 Recurso eólico en el T.M. de Calera de León	31



Figura 3.15 Rosa de los vientos de Calera de León	31
Figura 3.16 Localización de espacios naturales del sureste de España y el T. M. de Calera de León	33
Figura 3.17 Localización de infraestructuras eléctricas cerca del T.M. de Calera de León	33
Figura 4.1 Interior del Enercon E-101	36
Figura 4.2 Interior del Gamesa G132-5MW	37
Figura 4.3 Interior del Enercon E-126	38
Figura 7.1 Distribución en planta de los aerogeneradores	83

ÍNDICE TABLAS

Tabla 2.1 Las siete comunidades autónomas españolas más consumidoras de energía eléctrica	12
Tabla 2.2 Reparto de potencia instalada y número de parques entre las comunidades autónomas españolas	16
Tabla 3.1 Parámetros de Weibull – Tobed.....	21
Tabla 3.2 Parámetros de Weibull - Tobarra	27
Tabla 3.3 Parámetros de Weibull – Calera de León	32
Tabla 5.1 Potencias máximas de los tres aerogeneradores en Tobed	42
Tabla 5.2 Resumen de la producción anual de los tres aerogeneradores en Tobed....	43
Tabla 5.3 Factores de uso de los tres aerogeneradores en Tobed	44
Tabla 5.4 Potencias máximas de los tres aerogeneradores en Tobarra	46
Tabla 5.5 Resumen de producción anual de los tres aerogeneradores en Tobarra	47
Tabla 5.6 Factores de uso de los tres aerogeneradores en Tobarra	47
Tabla 5.7 Potencias máximas de los tres aerogeneradores en Calera de León	50
Tabla 5.8 Resumen de producción anual de los tres aerogeneradores en Calera de León.....	51
Tabla 5.9 Factores de uso de los tres aerogeneradores en Calera de León	51
Tabla 6.1 Número de aerogeneradores de cada modelo para un parque de 40MW.....	55
Tabla 7.1 Coeficientes de pérdidas de producción	59
Tabla 7.2 Ingresos esperados del emplazamiento de Tobed	59
Tabla 7.3 Costes esperados del emplazamiento de Tobed – Financiación propia.....	60
Tabla 7.4 Inversión inicial	61
Tabla 7.5 Flujo de caja anual en Tobed – Financiación propia	61



Tabla 7.6 Flujo de caja anual en Tobed – Financiación con préstamo bancario	64
Tabla 7.7 Flujo de caja anual en Tobed – Financiación con bonos	65
Tabla 7.8 Ingresos esperados del emplazamiento de Tobarra	67
Tabla 7.9 Costes esperados del emplazamiento de Tobarra – Financiación propia ...	69
Tabla 7.10 Flujo de caja anual en Tobarra – Financiación propia	70
Tabla 7.11 Flujo de caja anual en Tobarra – Financiación con préstamo bancario	72
Tabla 7.12 Flujo de caja anual en Tobarra – Financiación con bonos	73
Tabla 7.13 Ingresos esperados del emplazamiento de Calera de León	75
Tabla 7.14 Costes esperados en el emplazamiento de Calera de León – Financiación propia	76
Tabla 7.15 Flujo de caja anual en Calera de León – Financiación propia	77
Tabla 7.16 Flujo de caja anual en Calera de León – Financiación con préstamo bancario.....	79
Tabla 7.17 Flujo de caja anual en Calera de León – Financiación con bonos	80
Tabla 7.18 Resumen de indicadores económicos	82
Tabla 7.19 Resumen de características del parque eólico a proyectar	82



1. INTRODUCCIÓN

Las grandes naciones del mundo, presionadas, por una parte, por organizaciones defensoras del medio ambiente que demandan la generación de energía de manera limpia y, por otra parte, la subida de la demanda de la energía eléctrica, se encuentran ante un dilema de elevada importancia. Con tal de satisfacer estas dos necesidades, de manera económica y aprovechando óptimamente los recursos disponibles, las energías renovables están siendo la respuesta buscada. La energía eólica, parte de la respuesta, es a día de hoy una de las fuentes de energía renovables por la que más se ha estado apostando durante las últimas décadas para reducir la dependencia sobre los combustibles fósiles.

Potencia instalada en España, diciembre 2014 (102.259 MW)

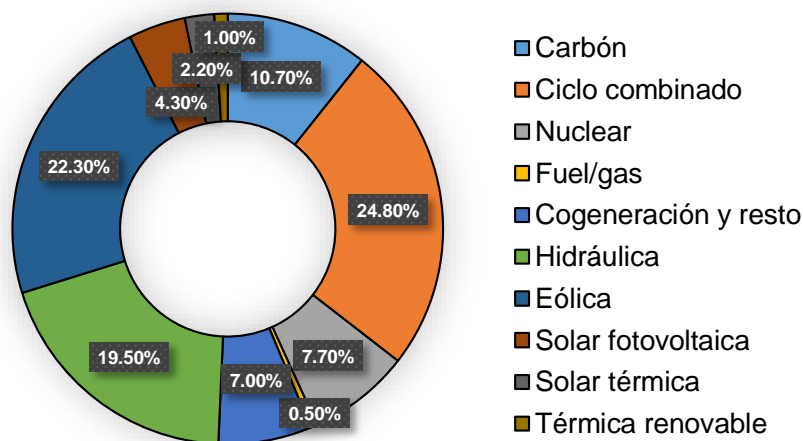


Gráfico 1.1. Potencia instalada en España

En España, la eólica representa el 22% de la potencia total instalada, unos 23.000MW, habiéndose instalado más de la mitad en los últimos diez años. Estas centrales pueden llegar a cubrir más del 50% de la demanda de energía eléctrica del país en un día de



mucho viento. No obstante, en los últimos años, debido a la situación económica por la que están pasando muchos países se ha dejado de invertir dinero en proyectos de esta tipología, desviando los fondos a proyectos de primera necesidad.

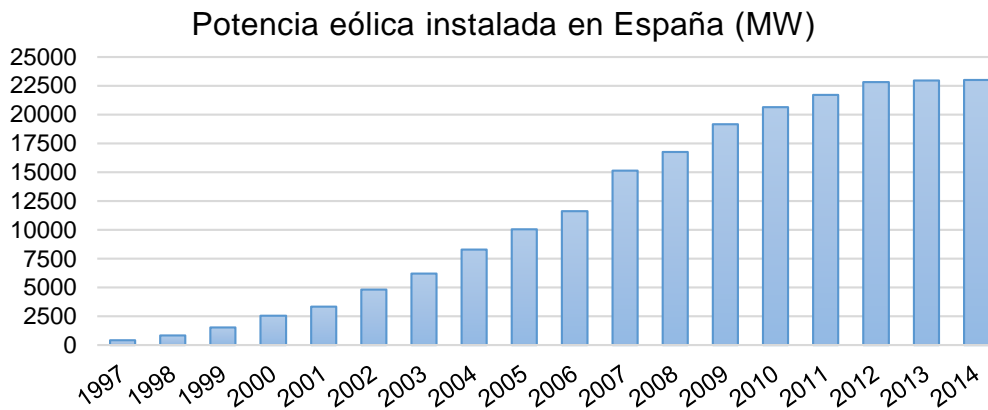


Gráfico 1.2. Potencia eólica instalada en España

Una nueva iniciativa, llamada *Global Apollo Programme*, pretende revertir la situación de decadencia que están atravesando las energías renovables. El proyecto, respaldado por un gran número de científicos y políticos de todo el mundo, pretende conseguir que el 100% de la energía eléctrica producida en el mundo sea mediante fuentes renovables. Los países que se unan al programa deben comprometerse a dedicar el 0,02% del PIB a invertir en el desarrollo, instalación e innovación de estas fuentes durante un periodo de diez años. De esta manera se pretende bajar el coste de producción de las energías renovables para hacerlas competitivas con los combustibles fósiles.

Por otra parte, el sector de la energía eólica emplea un gran número de personas: más de 40.000 en el año 2008. No obstante, la crisis también llegó a este sector y desde el 2008 ha caído el número de empleos de manera importante.

Aun así, a la vista de que por todo el mundo existe interés en impulsar la generación limpia de energía y la generación de empleo, este trabajo consiste en proponer un nuevo emplazamiento en España y justificarlo técnicamente y económicamente, además de detallar su proceso constructivo.

Los objetivos del trabajo son, en primer lugar, situar de manera justificada tres emplazamientos de parques eólicos “onshore” de 40MW en localizaciones viables dentro del territorio español y definir todas sus características técnicas, en segundo lugar elegir uno de estos emplazamientos considerando su viabilidad económica y finalmente confeccionar un plan de obra para el emplazamiento seleccionado.

Estos emplazamientos consistirán de una serie de aerogeneradores situados sobre torres metálicas de 140m de altura. El número de aerogeneradores dependerá de la



potencia individual de los mismos. Se espera que el parque tenga una vida útil de 20 años.

Se ha optado por una potencia de 40MW porque su pequeño tamaño facilita el emplazamiento debido a que los pocos aerogeneradores necesarios se pueden situar en un único municipio. Además, al instalarse una potencia menor de 50MW, se reconoce el parque como convencional, permitiendo su emplazamiento en prácticamente cualquier espacio no protegido del territorio español. Los parques de más de 50 MW de potencia tienen su emplazamiento más restringido, pudiéndose situar únicamente en determinadas zonas del territorio acordadas para el aprovechamiento de la energía eólica a gran escala. Finalmente, la inversión inicial es pequeña comparada con la realizada en parques de centenares de MW de potencia, resultando atractiva tanto para inversores más modestos como para grandes compañías ya distinguidas dentro del sector de la generación de energía eléctrica.



2. CRITERIOS DE ELECCIÓN DE LOS EMPLAZAMIENTOS

La elección de estos tres emplazamientos se fundamenta en una serie de criterios que tienen en cuenta la viabilidad técnica, la presencia de infraestructura eléctrica existente y el medio ambiente. El empleo de estos criterios resultará en la elección de un emplazamiento que aprovechará de manera óptima el recurso eólico disponible, empleará aerogeneradores de última tecnología, transportará la energía eléctrica generada de manera eficiente y será respetuoso en la mayor medida posible con su entorno y el medio ambiente. Los criterios de selección son los que se detallan a continuación:

2.1 Recurso eólico

Este criterio es posiblemente el más importante ya que de él depende el éxito económico del parque. Puesto que la cantidad de giros que da un aerogenerador depende del caudal de aire que pasa perpendicularmente a sus palas, y que este depende de la velocidad del viento, cuanto mayor es la velocidad del viento más energía va a producir el aerogenerador. La velocidad del viento es, por tanto, el criterio más importante a la hora de proyectar un parque eólico.

En España, la velocidad media del viento a 80m de altura se sitúa entre 4 y 6 m/s, existiendo zonas de velocidad mucho mayor y por tanto interesantes para la explotación del recurso eólico disponible. Estas zonas se han localizado con la ayuda del atlas eólico de España y en ellas se han registrado velocidades superiores a 10 m/s.

El atlas eólico de España es una herramienta en línea elaborada por el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDEA) basada en datos obtenidos por *Meteosim*



Truewind, compañía pionera a nivel mundial en el desarrollo e investigación de técnicas de exploración del recurso eólico mediante el sistema de modelización meso y micro escalar “Mesomap”. Los mapas de recurso eólico desarrollados tienen una fiabilidad suficiente para permitir una primera evaluación del potencial eólico disponible. En la aplicación existen mapas de todo el país para velocidades de aire, tanto estacionales como anuales, a 80m con precisión de 2,5km o de 100m. Para realizar el estudio del emplazamiento del parque eólico interesa el mapa de velocidad de viento anual a 80m con precisión de 100m, lo que permite una primera aproximación a la zona donde se van a instalar los aerogeneradores con bastante exactitud.

De la velocidad del viento depende la producción anual que va a suministrar a la red eléctrica el parque eólico diseñado, por lo que en ella también se encuentra el éxito o el fracaso de la inversión. Por tanto es primordial el estudio exhaustivo del recurso eólico disponible con tal de promocionar un emplazamiento económicamente rentable.

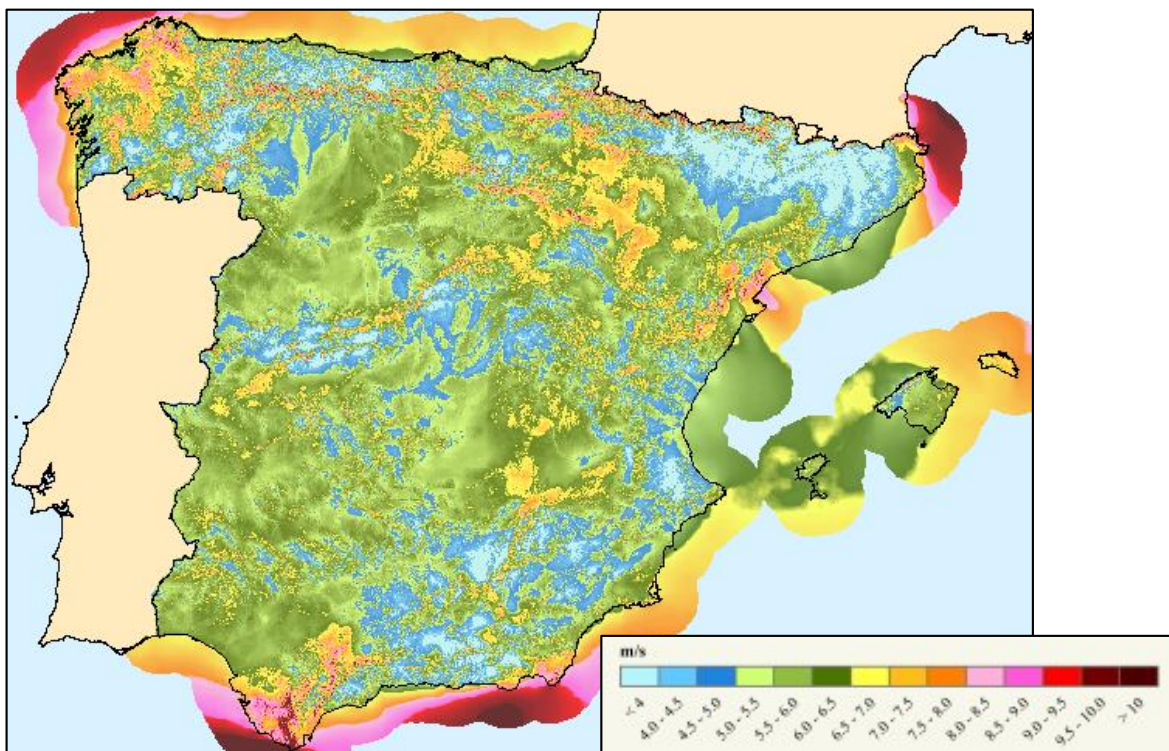


Figura 2.1. Mapa de la velocidad del viento a 80m de altura.



2.2 Cercanía de la zona de consumo de la energía producida

En España existen grandes variaciones de demanda de energía eléctrica entre las distintas comunidades autónomas. Estas variaciones son debidas a diferencias entre la densidad de población e industria principalmente. Asimismo, tampoco es regular la distribución de centrales de generación de energía eléctrica en el país. Las comunidades autónomas que consumen mayor cantidad de energía eléctrica son Cataluña, Andalucía, la Comunidad de Madrid y la Comunidad Valenciana; las cuales superan los 20.000GWh de consumo neto anual. Sería por tanto conveniente para la distribución de la energía generada en el parque eólico y para la demanda de energía eléctrica considerar emplazamientos en, o cerca de, las comunidades autónomas de mayor consumo.

A continuación se detallan las siete comunidades autónomas más consumidoras de energía eléctrica.

Nº	Comunidad Autónoma	Consumo neto (GWh)
1	Cataluña	44.569
2	Andalucía	35.456
3	Comunidad de Madrid	28.925
4	Comunidad Valenciana	24.368
5	Galicia	18.570
6	País Vasco	16.483
7	Castilla y León	12.940

Tabla 2.1. Las siete comunidades autónomas españolas más consumidoras de energía eléctrica (Tomada de la Escuela de Organización Industrial, 2013)



2.3 Existencia de zonas protegidas

Es primordial a la hora de realizar cualquier proyecto de ingeniería civil que se respete al máximo el medio ambiente y, por tanto, los espacios naturales que se encuentran en el territorio. La proyección de un parque eólico no iba a ser distinta. Las colosales estructuras que forman el parque tienen un impacto medioambiental importante que se debe tratar de minimizar en la mayor medida posible. Respetando los espacios naturales, a la hora de proyectar la infraestructura se evitarán las zonas protegidas y de interés especial del territorio.

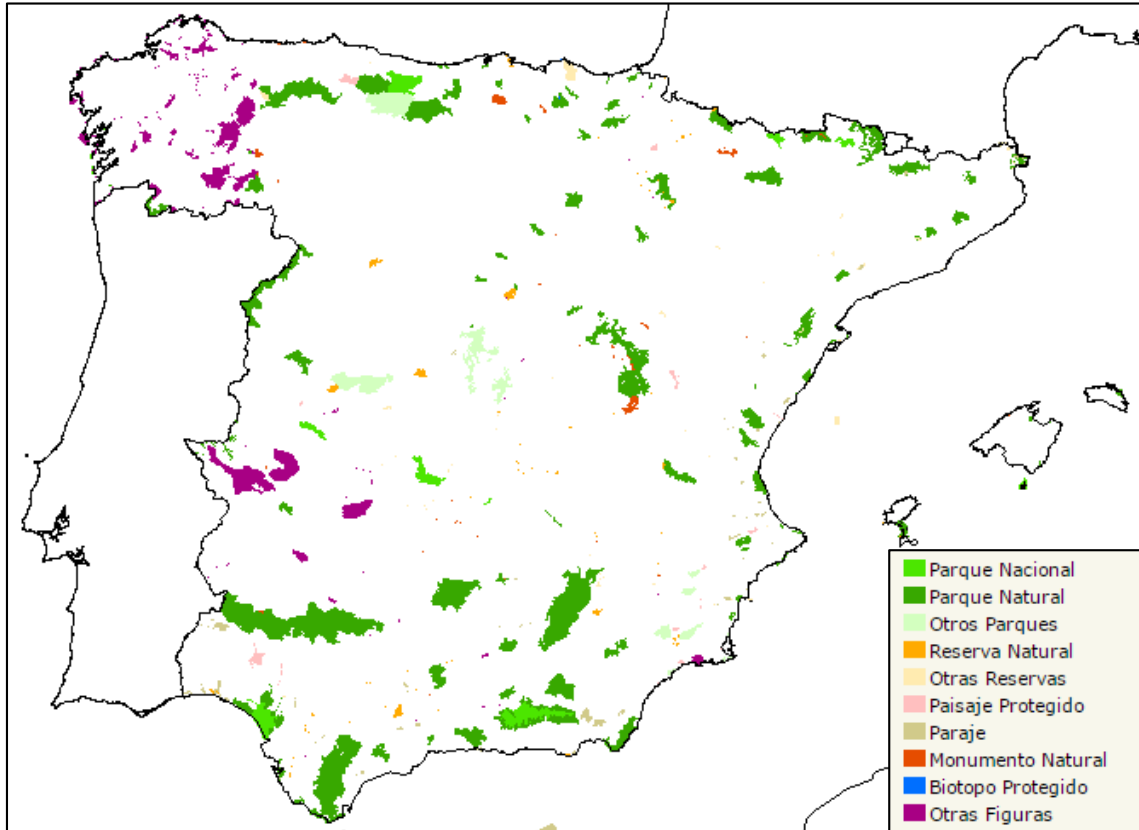


Figura 2.1. Mapa de espacios naturales



2.4 Proximidad de subestaciones

Este criterio se centra en el aspecto económico al igual que el del recurso eólico. Para el transporte de energía eléctrica se necesita construir líneas de alta tensión desde la zona de generación de la energía hasta una subestación de distribución para su consumo. Cuanto más cerca esté el emplazamiento de una subestación de distribución o una línea de alta tensión, menos infraestructura nueva se debe construir para conectar el parque con la red eléctrica. Además, durante todo el proceso de transporte de energía eléctrica por líneas de alta tensión se producen pérdidas de energía debidas principalmente al calentamiento de las mismas. Por tanto se producirán menos pérdidas cuanto más cerca esté el emplazamiento de una infraestructura de distribución de la red eléctrica.

Por tanto lo que se quiere reflejar mediante este criterio es que una buena práctica sería situar el parque eólico en las proximidades de una subestación de distribución o, en su falta, a la menor distancia posible de alguna. Hoy en día en España existen multitudes de subestaciones distribuidas por todo el país, por lo que la distancia entre un parque hipotético y una subestación no va a ser muy grande para prácticamente cualquier emplazamiento considerado. Se puede decir, por tanto, que este criterio tiene menos peso que los demás a la hora de tomar una decisión.

A continuación se representa el estado del sistema eléctrico ibérico a fecha de enero de 2014. Se puede observar a simple vista la complejidad de la red y la gran variedad de componentes que la forman. Cabe destacar que se encuentran unidas prácticamente todas las grandes ciudades de España y Portugal y que hay un gran número de subestaciones en muchas localidades que facilitan la distribución de la energía eléctrica generada por toda la península.

Las líneas de alta tensión, representadas en la figura siguiente mediante líneas rojas, son fundamentales para el transporte de larga distancia de energía eléctrica puesto que debido a su alta tensión se producen menos pérdidas que en líneas de tensión más baja. La presencia de ellas por todo el mapa denota un transporte eficiente de energía eléctrica desde su generación hasta su consumo.

Se concluye, pues, que este es criterio de menor peso debido a la gran cantidad de infraestructura eléctrica de transporte y distribución existente.



Figura 2.2. Mapa del sistema eléctrico ibérico (Tomada de la Red Eléctrica de España)



2.5 Presencia de emplazamientos existentes

Uno de los objetivos de este primer estudio es ubicar el parque eólico donde no existe un emplazamiento ya en funcionamiento y, al ser posible, no proyectado tampoco.

La tabla siguiente representa la potencia instalada de energía eólica y el número de parques construidos en todas las comunidades autónomas de España:

Nº	Comunidad Autónoma	Potencia instalada (MW)	Nº de parques
1	Castilla y León	5.560	241
2	Castilla-La Mancha	3.807	139
3	Andalucía	3.338	153
4	Galicia	3.328	161
5	Aragón	1.893	87
6	Cataluña	1.269	47
7	Comunidad Valenciana	1.189	38
8	Navarra	1.004	49
9	Asturias	518	21
10	La Rioja	447	14
11	Murcia	262	14
12	Canarias	177	56
13	País Vasco	153,25	7
14	Cantabria	38,30	4
15	Baleares	3,68	46
16	Extremadura	0	0
17	Comunidad de Madrid	0	0
Total		22.986,5	1.077

Tabla 2.2. Reparto de potencia instalada y número de parques entre las comunidades autónomas españolas (Tomada de la Asociación Empresarial Eólica, 2014)

A la vista de la tabla se observa que en España hay una potencia eólica instalada de 22.986,5MW distribuida entre 1.077 parques en funcionamiento. La mayoría de los parques se encuentran en las comunidades autónomas de Castilla y León, Castilla-La Mancha, Andalucía y Galicia. Cabe destacar que ni en Extremadura ni en la Comunidad de Madrid no hay emplazamientos existentes, aunque sí unos 26 proyectados y aprobados en Extremadura. Puede que la Comunidad de Madrid sea, por su tamaño, densidad de población y ordenación territorial, un lugar poco adecuado para el emplazamiento de un parque eólico, pero las dimensiones de Extremadura y



características favorables para la captación de energía eólica hace reflexionar sobre el porqué no se ha llevado a cabo ninguno de los proyectos aprobados.

Además, se puede observar que la distribución de potencia por parque es irregular; por ejemplo, en el caso de las islas Baleares existe una potencia instalada de tan solo 3,68 MW entre 46 parques que, comparado con Cantabria que tiene 38,3 MW instalados en solo cuatro parques, indica una gran variabilidad entre las dimensiones de los parques eólicos dentro del territorio español.



3. CARACTERIZACIÓN DE LOS EMPLAZAMIENTOS

Siguiendo todos los criterios detallados anteriormente, pues, se procede a la elección de tres emplazamientos técnicamente viables para la consideración de su proyección. A continuación se describen las tres localizaciones escogidas y se justifica su elección.

3.1 Tobed, Zaragoza

Tobed es un municipio de Aragón situado al suroeste de la capital de provincia, Zaragoza, a unos 70 Km de la misma. Este pequeño pueblo de 259 habitantes (datos de 2014) situado sobre el río Grío, afluente del Ebro, dispone de un área suficientemente amplio para albergar un parque de 40 MW. Cabe destacar su cercanía a la localidad de la Muela, donde hay instalados casi 400 aerogeneradores. Esta es tan solo un ejemplo de localidades de la provincia de Zaragoza, la cual es de las que más aprovechan el recurso eólico disponible en España, existiendo en ella 69 parques con una potencia instalada de 500 MW.



A continuación se procederá a la justificación de la propuesta de este municipio para albergar un parque eólico de 40MW siguiendo los criterios explicados anteriormente.



Figura 3.1. Situación geográfica de Tobed

3.1.1 Recurso eólico

El recurso eólico disponible, y que interesa ser aprovechado, en el término municipal de Tobed es una pequeña franja localizada al este del municipio, por la zona del Arroyo del Valvillano. En esta localización existe un viento que sopla con una velocidad media de 8,24 m/s, la mayoría del tiempo en dirección N-NNW. Con una elevación de 1154m sobre el nivel del mar y una temperatura media anual de 12°C, el recurso eólico disponible hace que esta localidad sea buen candidato a ser proyectado.

A continuación se ilustra gráficamente la situación del emplazamiento, el recurso eólico disponible y la rosa de los vientos correspondiente a la zona.

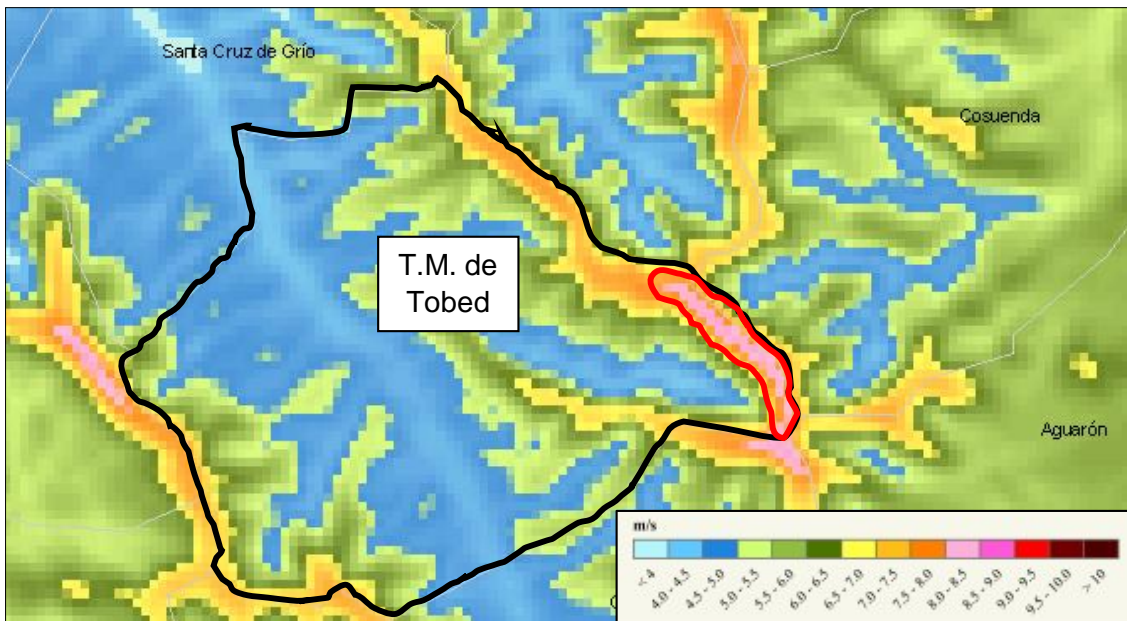


Figura 3.2. Recurso eólico en el T.M. de Tobed

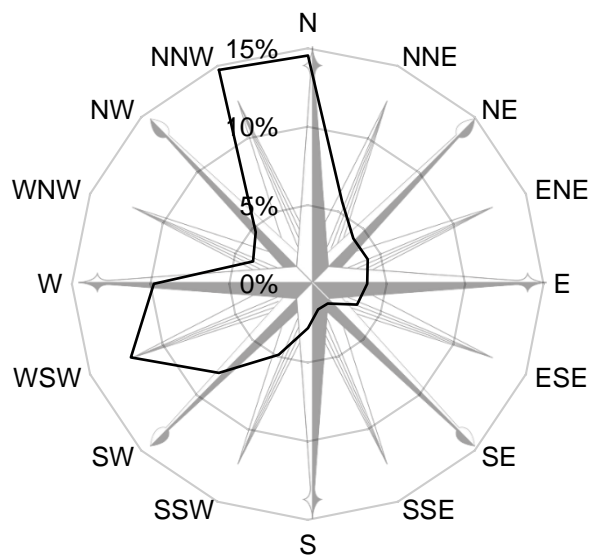


Figura 3.3. Rosa de los vientos de Tobed



Como se ha podido observar, en la mayor parte del término municipal la velocidad media del viento no supera los 5 m/s. No obstante, en la franja marcada la velocidad media sube considerablemente, pudiendo ser aprovechado este recurso eólico por aerogeneradores de baja potencia que trabajan con velocidades de viento medianas.

Para representar la distribución de probabilidad de ocurrencia, o frecuencia, de las distintas velocidades del viento que existen en la zona durante un año se emplea la distribución de Weibull. La utilización de esta distribución permite saber con qué frecuencia va a soplar a tal velocidad un viento determinado y así crear una modelación rápida de los vientos existentes en una zona en concreto. La fórmula de Weibull aplicada en este caso para modelar la distribución de la velocidad del viento es la siguiente:

$$f(v) = \frac{k}{A} * \left(\frac{v}{A}\right)^k * e^{-\left(\frac{v}{A}\right)^k}$$

Siendo:

- v: la velocidad del viento (m/s)
- f(v): la función de velocidad del viento
- A: la constante C de Weibull corregida. La C de Weibull, o factor de escala, es una constante que representa la velocidad media del viento de la zona (m/s). Se corrige para ajustarla a la altura que se encontraría el buje del aerogenerador mediante un coeficiente multiplicador resultado de aplicar la siguiente fórmula:

$$\frac{v}{v_{ref}} = \frac{\ln(z/z_0)}{\ln(z_{ref}/z_0)}$$

Donde z es la altura de buje sobre el suelo (en metros), en este caso 140m, z₀ es la rugosidad del terreno (en metros), en este caso 0,75m i z_{ref} es la altura de referencia a la que se ha calculado la rugosidad (en metros), en este caso 100m.

- K: la constante k de Weibull. La k de Weibull, o factor de forma, es un coeficiente adimensional que representa la dispersión de los datos. Cuando k es más grande, los valores se concentran más alrededor del valor medio.

Los valores de C i K, que han sido obtenidos de la base de datos del atlas eólico, y el valor de C, que ha sido corregido, son los siguientes:

Parámetros de Weibull	
C (m/s) (factor escala)	9,32
C corregida (m/s) (factor escala)	9,77
K (factor de forma)	1,902

Tabla 3.1. Parámetros de Weibull - Tobed



La función resultante aplicando los datos anteriores corregidos es la siguiente:

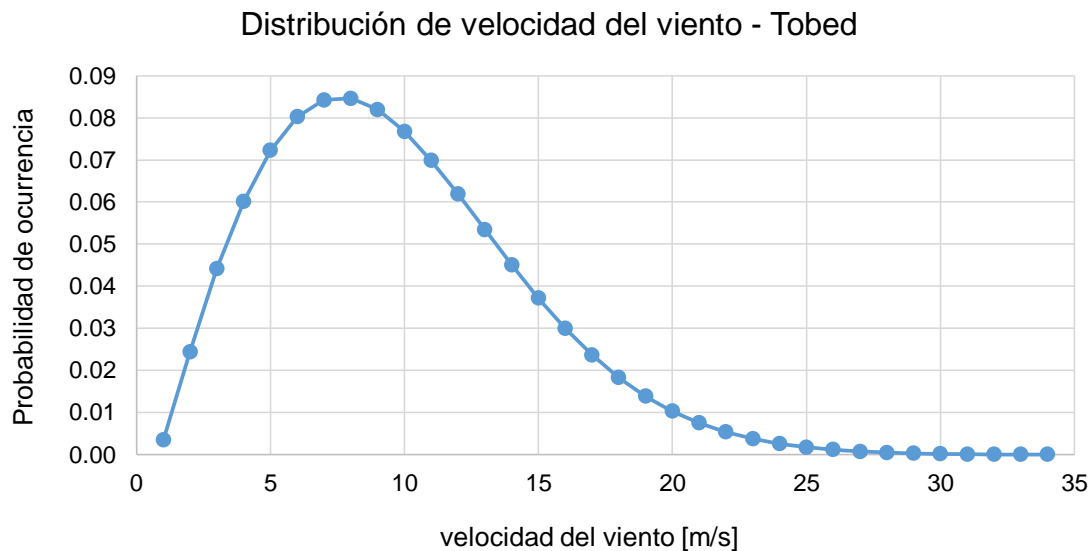


Gráfico 3.1. Distribución de Weibull para modelar la velocidad del viento en Tobed

Otro dato importante y necesario para cálculos posteriores es la densidad del aire de la zona. Este valor se obtiene a partir de una densidad de referencia, 1,225 Kg/m³ (calculada con una temperatura de 15°C al nivel del mar), la cual se corrige teniendo en cuenta la temperatura y la altura del buje sobre el nivel del mar. En este caso la temperatura media es de 12°C y la altura es de 1294m. Aplicando la fórmula siguiente obtenemos un valor de densidad propio de la zona estudiada.

$$\rho = \rho_0 * e^{-\frac{z}{8435} - \frac{t - 15}{288}}$$

Siendo:

- ρ_0 : la densidad de referencia (Kg/m³)
- z: la altura del buje sobre el nivel del mar (m)
- t: la temperatura media de la zona (°C)

La densidad obtenida de esta manera sirve para posteriormente corregir las curvas de potencia de los aerogeneradores, adaptando su capacidad a las condiciones del entorno.



3.1.2 Cercanía de la zona de consumo de la energía producida

Haciendo uso de la *tabla 2.1* y conociendo la situación geográfica de Tobed, se puede afirmar que el emplazamiento se encuentra cerca de grandes consumidores de energía eléctrica, en medio del triángulo formado por Cataluña, la Comunidad de Madrid y la Comunidad Valenciana.

3.1.3 Existencia de zonas protegidas

Observando la figura siguiente donde se representan los espacios naturales del noreste de España y el término municipal de Tobed (círculo rojo), se puede afirmar que el emplazamiento no se encuentra cerca de ninguna zona protegida.

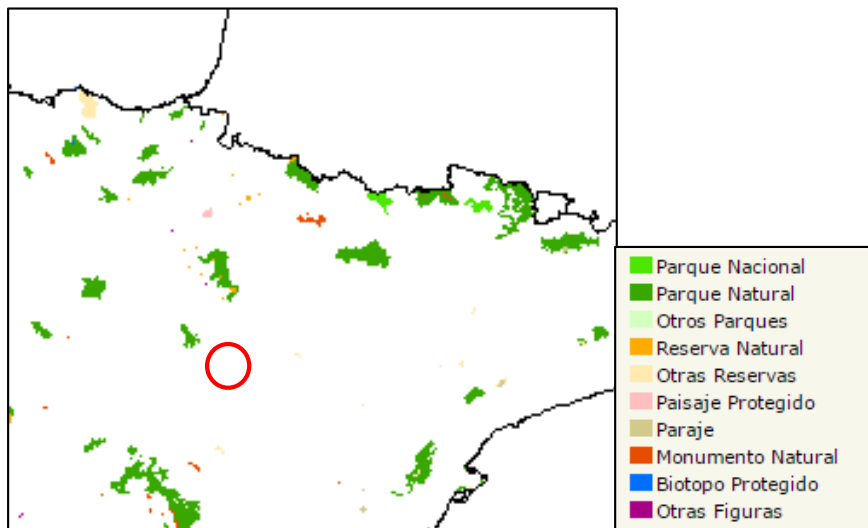


Figura 3.4. Localización de espacios naturales del noreste de España y el T.M. de Tobed



3.1.4 Proximidad de subestaciones

En la figura siguiente se puede apreciar que el término municipal de Tobed (círculo rojo) se encuentra cerca (a menos de 10Km) de la subestación de Cariñena y a escasos kilómetros de una línea de alta tensión que une Valladolid con Tarragona.

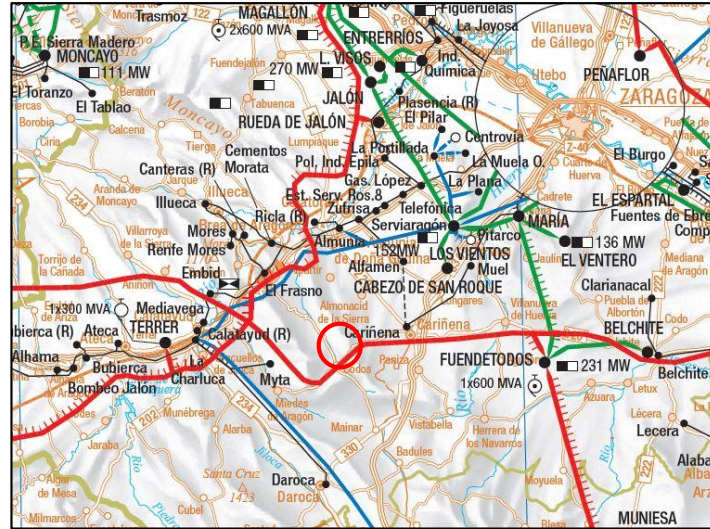


Figura 3.5. Localización de infraestructura eléctrica cerca del T.M. de Tobed

3.1.5 Presencia de emplazamientos existentes

Aragón, y en particular la provincia de Zaragoza, cuentan con un gran número de parques eólicos construidos debido al gran recurso eólico disponible en la zona. Muchos de estos emplazamientos se encuentran alrededor de Zaragoza, en municipios como la Muela o Borja. No obstante, más al sur de la capital de provincia hay muy pocos emplazamientos, y en concreto en el término municipal de Tobed no existe ninguno.

A continuación se representan los emplazamientos más próximos al emplazamiento propuesto de Tobed.

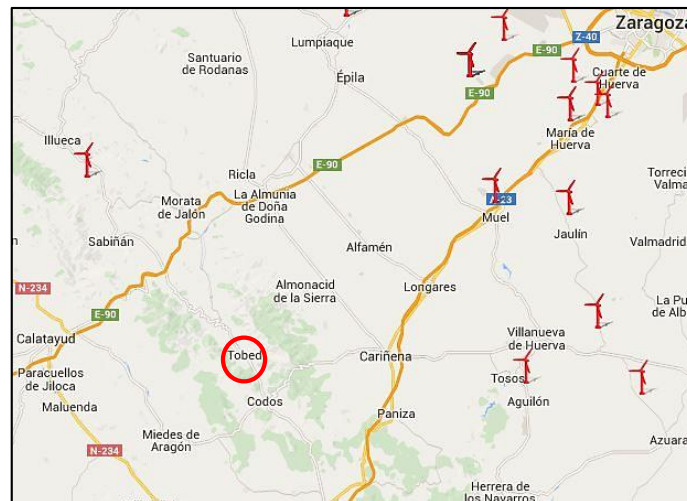


Figura 3.6. Localización de emplazamientos eólicos cercanos al T.M. de Tobed

A continuación se representa el término municipal de Tobarra, el recurso eólico disponible en él y la zona propuesta como emplazamiento, así como la rosa de los vientos correspondiente a la localización.

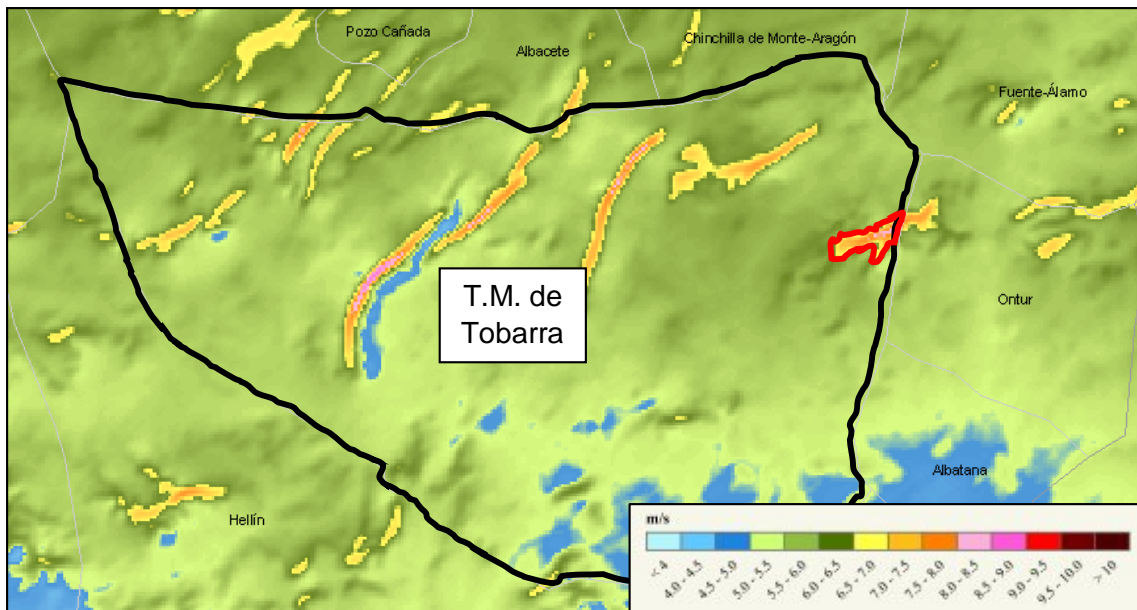


Figura 3.8. Recurso eólico en el T.M. de Tobarra

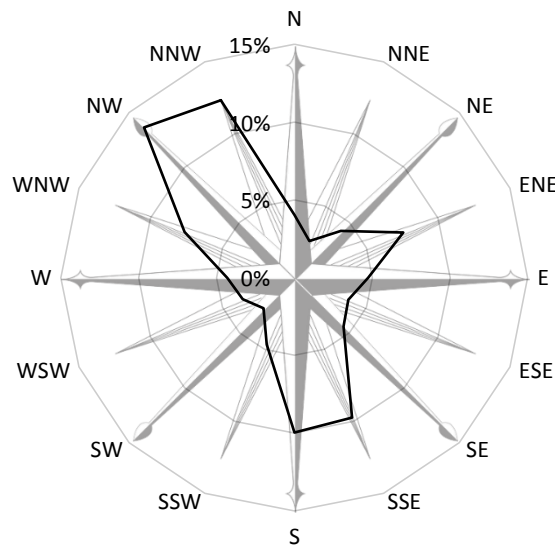


Figura 3.9. Rosa de los vientos de Tobarra

De igual manera que en el emplazamiento anterior, para representar la distribución de probabilidad de ocurrencia, o frecuencia, de las distintas velocidades del viento que existen en la zona se emplea la distribución de Weibull.



En este caso los parámetros obtenidos son los siguientes:

Parámetros de Weibull	
C (m/s) (factor escala)	9,21
C corregida (m/s) (factor escala)	9,84
K (factor de forma)	1,971

Tabla 3.2. Parámetros de Weibull - Tobarra

Con estos parámetros la distribución gráfica de velocidad del viento anual del emplazamiento se representa de la siguiente manera:

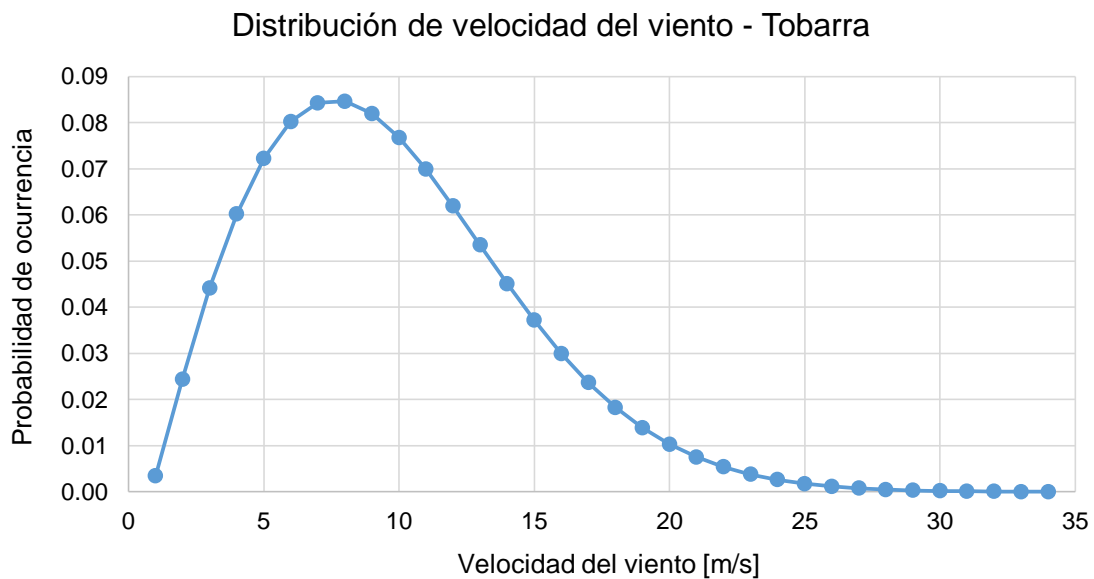


Gráfico 3.2. Distribución de Weibull para modelar la velocidad del viento en Tobarra

3.2.2 Cercanía de la zona de consumo de la energía producida

Haciendo uso de la *tabla 2.1* y conociendo la situación geográfica de Tobarra, se puede afirmar que el emplazamiento se encuentra cerca de grandes consumidores de energía eléctrica, en medio del triángulo formado por la Comunidad de Madrid, la Comunidad Valenciana y Andalucía.

3.2.3 Existencia de zonas protegidas

Observando la figura siguiente donde se representan los espacios naturales del sureste de España y el término municipal de Tobarra (círculo rojo), se puede afirmar que el emplazamiento no se encuentra cerca de ninguna zona protegida.

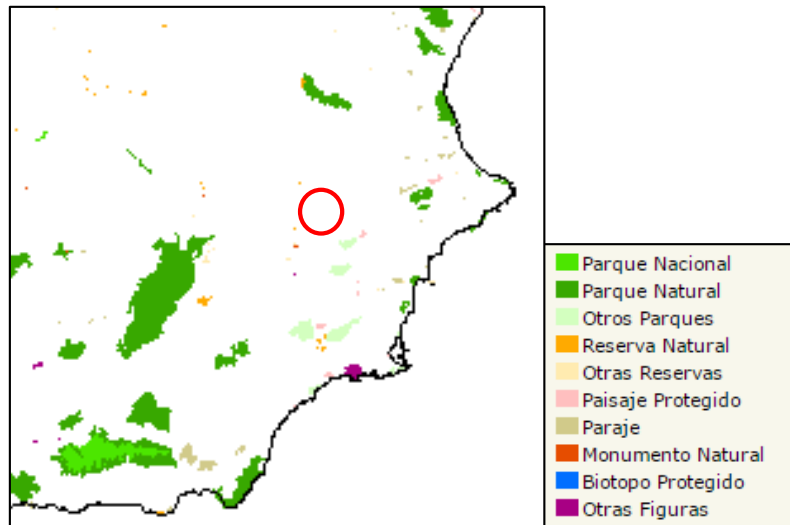


Figura 3.10. Localización de espacios naturales del sureste de España y el T.M. de Tobarra

3.2.4 Proximidad de subestaciones

En la figura siguiente se puede apreciar que el término municipal de Tobarra (círculo rojo) tiene su propia subestación y se encuentra a unos 20Km de una línea de alta tensión que une Albacete con Murcia.

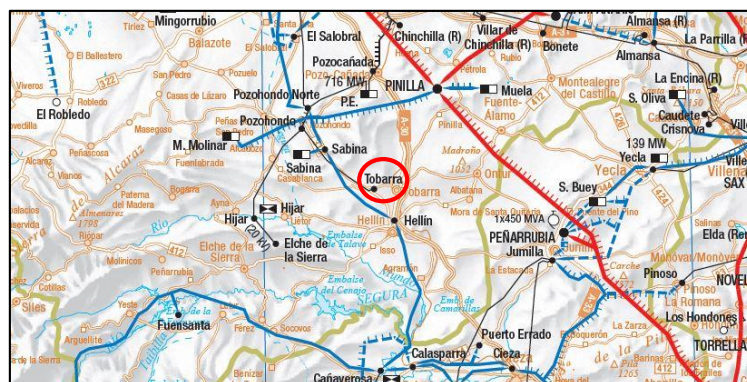


Figura 3.11. Localización de infraestructura eléctrica cerca del T.M. de Tobarra



3.2.5 Presencia de emplazamientos existentes

Castilla-la Mancha es reconocida por albergar un alto número de parques eólicos dispersados por toda la comunidad. Particularmente, en la provincia de Albacete existen 78 parques ya construidos que indican que hay un gran recurso eólico disponible en la zona. Mucho de estos emplazamientos se encuentran entre Albacete y Almansa. En el término municipal de Tobarra existe un emplazamiento ya construido, el cual aprovecha otro de los recursos eólicos mencionados anteriormente. Por tanto se puede afirmar que en la zona estudiada no existe ningún emplazamiento.

A continuación se representan los emplazamientos más próximos a aquél propuesto en Tobarra.

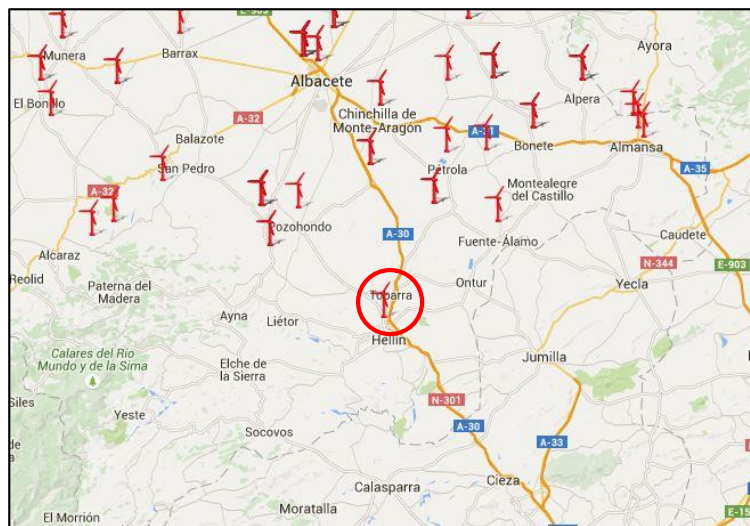


Figura 3.12. Localización de emplazamientos eólicos cercanos al T.M. de Tobarra



3.3 Calera de León, Badajoz

Calera de León es un municipio de Extremadura situado al sur de la capital de provincia, Badajoz, a unos 100 Km de la misma. El término municipal se encuentra en la frontera entre las comunidades autónomas de Extremadura y Andalucía. Este pueblo de 1002 habitantes (datos de 2014), con un término de 70 Km² dispone de un área menor que el de Tobarra pero suficiente para albergar un parque de 40 MW.

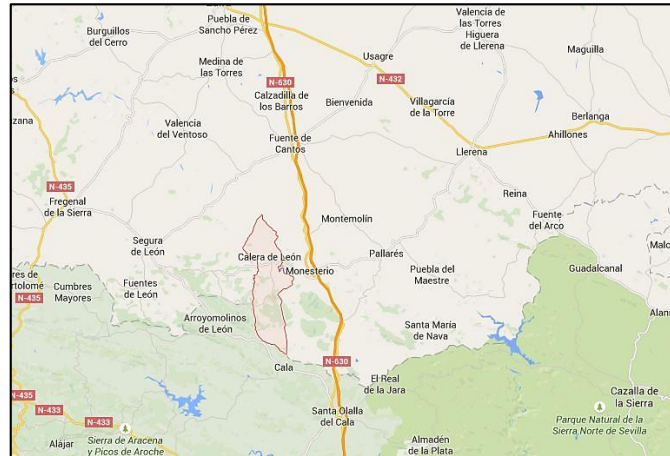


Figura 3.13. Situación geográfica de Calera de León

Siguiendo el mismo proceso que con los emplazamientos anteriores, a continuación se procederá a la justificación de la propuesta de este municipio para albergar un parque eólico de 40MW basada en los mismos criterios detallados más arriba.

3.3.1 Recurso eólico

El recurso eólico disponible, y que interesa ser aprovechado, en el término municipal de Calera de León es una pequeña zona localizada al este del municipio, por la zona del Arroyo de las carretas. En esta localización existe un viento que sopla con una velocidad media de 8,63 m/s, la mayoría del tiempo en dirección NNW. Con una elevación de 1083m sobre el nivel del mar y una temperatura media anual de 14°C, el recurso eólico disponible hace que esta localidad sea buen candidato a ser proyectado. Existen otras zonas del término cuyas características también parecen interesar desde el punto de vista de la explotación de la energía eólica. No obstante, se ha optado por proponer la zona marcada a continuación por ser la de mayor recurso disponible.



A continuación se representa el término municipal de Calera de León, el recurso eólico disponible en él y la zona propuesta como emplazamiento, así como la rosa de los vientos correspondiente a la localización.

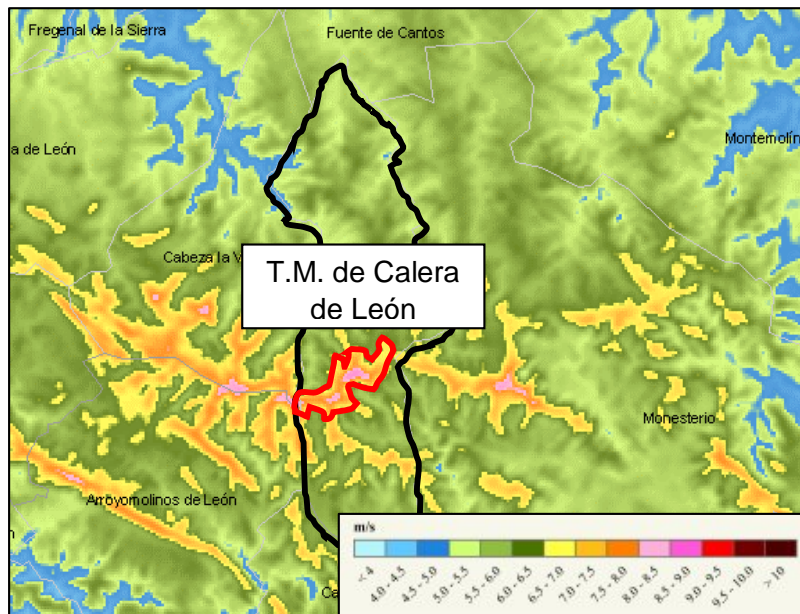


Figura 3.14. Recurso eólico en el T.M. de Calera de León

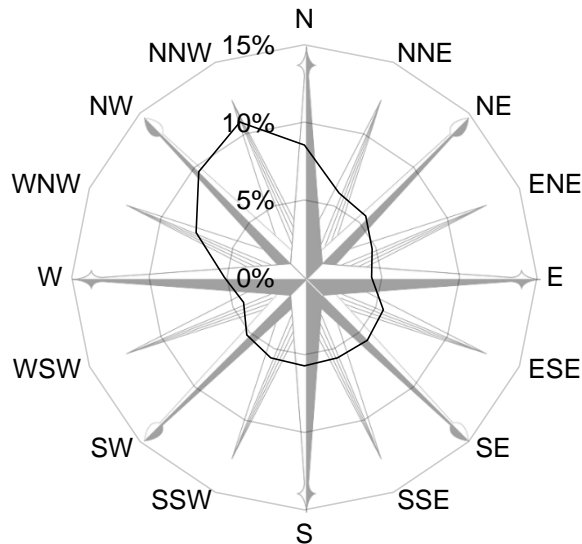


Figura 3.15. Rosa de los vientos de Calera de León

De igual manera que en los dos emplazamientos anteriores, para representar la distribución de probabilidad de ocurrencia, o frecuencia, de las distintas velocidades del viento que existen en la zona se emplea la distribución de Weibull.



En este caso los parámetros obtenidos son los siguientes:

Parámetros de Weibull	
C (m/s) (factor escala)	9,59
C corregida (m/s) (factor escala)	10,25
K (factor de forma)	2,455

Tabla 3.3. Parámetros de Weibull – Calera de León

Con estos parámetros la distribución gráfica de velocidad del viento anual del emplazamiento se representa de la siguiente manera:

Distribución de velocidad del viento - Calera de León

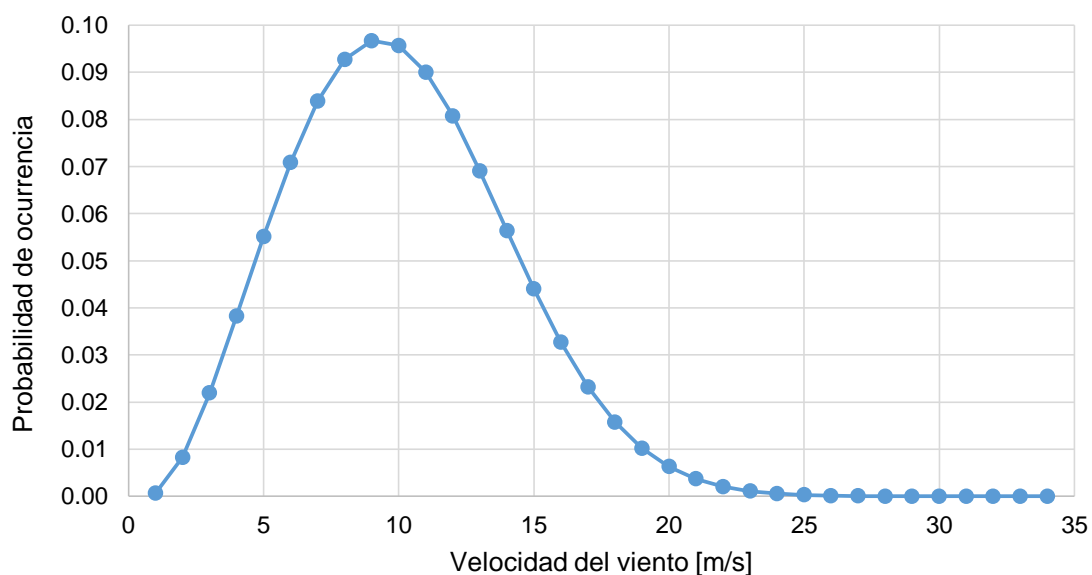


Gráfico 3.3. Distribución de Weibull para modelar la velocidad del viento en Calera de León

Una vez conocidas las distribuciones de velocidad del viento de los tres emplazamientos, comparando los tres gráficos se observa que el de Calera de León presenta una curva más estrecha, con un mayor número de valores concentrados alrededor de la velocidad media de la zona. De los otros dos emplazamientos se puede decir que en ellos soplan vientos de menor velocidad con mayor frecuencia.

3.3.2 Cercanía de la zona de consumo de la energía producida

Haciendo uso de la *tabla 2.1* y conociendo la situación geográfica de Calera de León, se puede afirmar que el emplazamiento se encuentra cerca de un gran consumidor de energía eléctrica como es Andalucía. Además, debido a la proximidad de Portugal, el emplazamiento podría generar electricidad con el fin de ser vendida al país vecino.

3.3.3 Existencia de zonas protegidas

Observando la figura siguiente donde se representan los espacios naturales del suroeste de España y el término municipal de Calera de León (círculo rojo), se puede afirmar que el emplazamiento se encuentra cerca del Parque Natural de la Sierra Norte de Sevilla, pero su situación no afectaría a este.

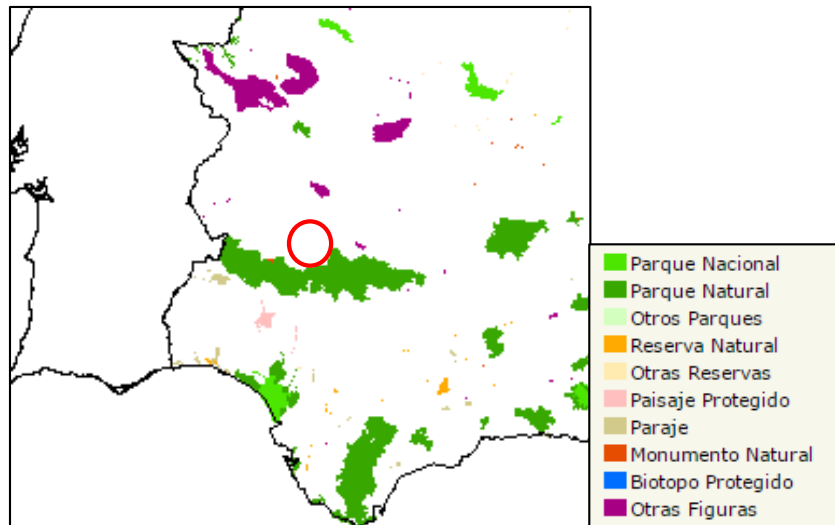


Figura 3.16. Localización de espacios naturales del sureste de España y el T.M. de Calera de León

3.3.4 Proximidad de subestaciones

En la figura siguiente se puede apreciar que el término municipal de Calera de León (círculo rojo) se encuentra a 30Km de la subestación de Fuente de Cantos y a unos 15Km de una línea de alta tensión que une Sevilla con Sines (Portugal).

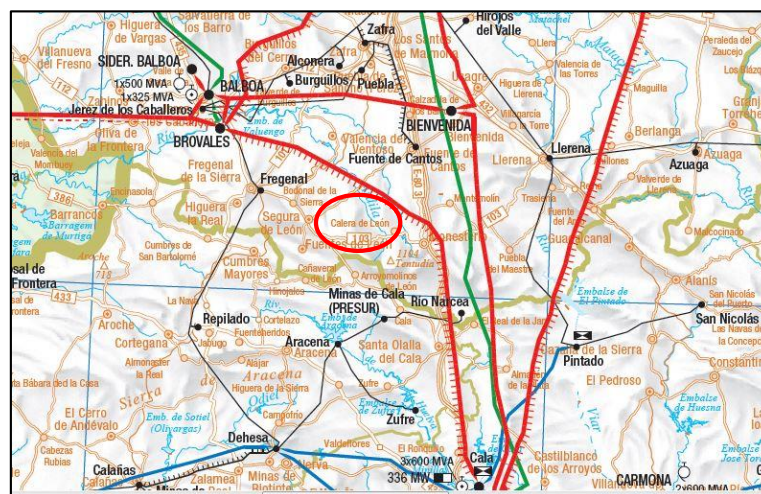


Figura 3.17. Localización de infraestructura eléctrica cerca del T.M. de Calera de León

Se ha visto, pues, que los tres emplazamientos escogidos se encuentran relativamente cerca de subestaciones y líneas de alta tensión, lo cual facilitaría la distribución de la energía eléctrica producida en ellos y minimiza la necesidad de construir nueva infraestructura eléctrica para unirlos con la red.



3.3.5 Presencia de emplazamientos existentes

Cabe destacar un dato comentado al principio del trabajo: en la comunidad autónoma de Extremadura no existe ningún emplazamiento de energía eólica construida. Hay unos 26 proyectos de parque aprobados pero ninguno se ha llevado a cabo hasta el momento. El emplazamiento más cercano se encuentra en Andalucía, al norte de Sevilla. Se puede afirmar, pues, que el emplazamiento sería único en su comunidad autónoma y podría ser el principio de la explotación del recurso eólico existente en la zona.



4. PRESENTACIÓN DE AEROGENERADORES TESTADOS

Una vez expuestos y justificados los tres emplazamientos a considerar, el siguiente paso es presentar a los protagonistas de los parques eólicos, los que convierten la energía cinética del viento en energía eléctrica. Las palas del rotor giran alrededor del buje, empujadas por la fuerza que representa una masa de aire en movimiento, y, según la marca de aerogenerador, se transmite este giro a través de un multiplicador que mediante ejes planetarios aumenta el número de giros del eje. Este eje que gira a alta velocidad es el que gira dentro del aerogenerador y causa la generación de energía eléctrica. Existen fabricantes de aerogeneradores que optan por no utilizar multiplicadores para aumentar la velocidad de giro del eje del rotor. En cambio, el rotor está unido directamente con el generador. Esta conexión directa rotor-generador reduce el número de partes móviles dentro del aerogenerador que a su vez reduce el nivel de mantenimiento necesario y el número de averías. Entre los aerogeneradores que se presentan a continuación existen de las dos clases.

En los tres emplazamientos elegidos se valorará el rendimiento y la adecuación de tres aerogeneradores. Estos son el Enercon E-101, el Gamesa G132-5MW y el Enercon E-126. Se han escogido estos aerogeneradores por ser de última tecnología y de alta potencia. El primero es un modelo más antiguo y está característica se verá acentuada más adelante a la hora de comparar la potencia y la producción obtenida de los tres modelos.

Después de su presentación se compararán los tres modelos de manera gráfica.



A continuación se presentan los tres modelos de aerogenerador considerados para simular en los emplazamientos elegidos anteriormente:

4.1 Enercon E-101

El Enercon E-101, de aquí en adelante E-101, es un aerogenerador de barlovento capaz de generar una potencia de 3.050KW. El rotor tiene un diámetro de 101m y sus tres palas barren una superficie de 8.012m². Estas palas están hechas de una resina de epoxi y llevan incorporado un sistema de protección de rayos. Las palas se pueden mover independientemente gracias a una serie de motores alimentados con electricidad de la red además de un generador de emergencia en caso de avería los cuales permiten inclinar las palas de manera óptima para aprovechar al máximo la corriente de aire. Se modifica la inclinación de las palas también para poder colocarlas de manera que no corten el viento y se mantengan inmóviles. Para asegurar la inmovilidad del rotor también es necesario la aplicación de un freno hidráulico. En este modelo no existe caja de velocidades, es decir, unos ejes planetarios que aumentan la velocidad de giro del eje. El rotor está conectado directamente al generador, lo que significa, como se ha comentado anteriormente, que existen menos piezas móviles en este aerogenerador.

El generador trabaja a potencia nominal con velocidades de viento de entre 13 y 25 m/s. El rotor se inmoviliza cuando soplan vientos con velocidades de ráfaga superiores a 28-34 m/s.

El prototipo de este modelo fue instalado en un parque en Görmin, Alemania en el año 2011 sobre una torre de 97m y en aquel año entró en fase de comercialización. Se puede instalar este aerogenerador sobre torres de hasta 140m de alto, por tanto es adecuado para ser utilizado en los escenarios hipotéticos propuestos.

La siguiente imagen muestra el interior de la góndola del E-101.

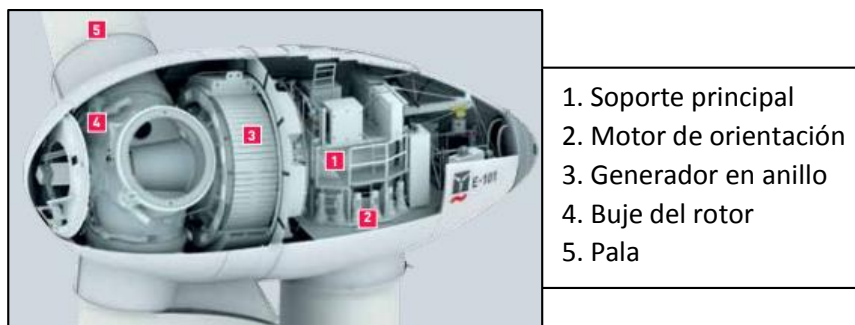


Figura 4.1. Interior del Enercon E-101



4.2 Gamesa G132-5MW

El Gamesa G132-5MW, de aquí en adelante G132, es un aerogenerador de 5.000KW de potencia. El rotor tiene un diámetro de 132m y consta de tres palas de 64,5m de longitud que barren un área de 13.685m². Estas palas están hechas de una resina epoxi reforzada con fibra de vidrio. Posee una multiplicadora de dos etapas planetarias que consigue un ratio de 1:41,405. Esto significa que el eje que gira dentro del generador gira a una velocidad de más de 40 veces la velocidad del eje del rotor. Esta es la principal diferencia entre este modelo y el anterior, el cual no dispone de caja de velocidades entre el rotor y el generador. Al igual que el modelo descrito anteriormente, tanto las palas como la góndola en sí pueden girar para aprovechar al máximo el recurso eólico disponible en cada momento, así como frenar el rotor en caso de fuertes vientos.

El rotor se inmoviliza con velocidades de viento superiores a 28 m/s y el generador trabaja a potencia nominal con velocidades de viento de entre 14 y 16 m/s.

Cabe destacar que, a fecha de redacción de este trabajo, este modelo de aerogenerador se encuentra en un estado avanzado de pruebas, habiendo sido instalado un prototipo del mismo sobre una torre de 120m en el parque de investigación y desarrollo de Gamesa en Navarra. Por tanto aún está pendiente de certificación para poder ser empleado en emplazamientos. No obstante, ya se han firmado acuerdos con promotores de parques eólicos en Finlandia para que sean este modelo y su predecesor, el G128, los instalados en estos parques. Se puede colocar sobre torres de hasta 140m de alto, así que es adecuado para uso en los emplazamientos hipotéticos propuestos.

La siguiente imagen muestra el detalle del interior de una góndola del Gamesa G132-5MW.

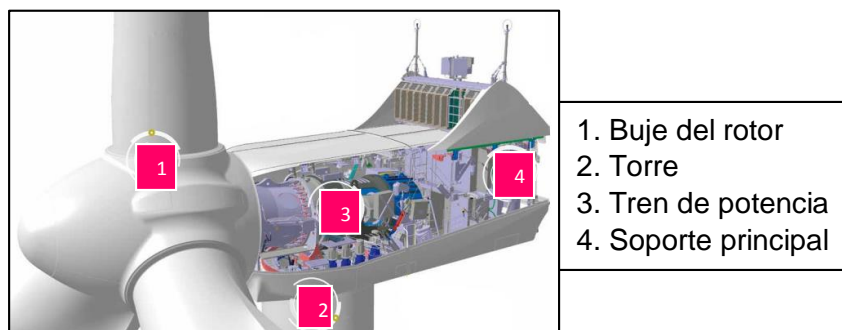


Figura 4.2. Interior del Gamesa G132-5MW



4.3 Enercon E-126

El Enercon E-126, de aquí en adelante E-126, es un aerogenerador de barlovento capaz de generar una potencia de 7.580KW. El rotor tiene un diámetro de 127m y sus tres palas barren una superficie de 12.668m². Estas palas están fabricadas con una resina epoxi, GRP (*glass reinforced plastic*), y llevan incorporado un sistema de protección contra rayos. Las palas se pueden mover independientemente mediante motores alimentados con electricidad de la red por una parte y por generadores particulares en caso de emergencia o avería del aerogenerador. Las palas se mueven para colocarlas de tal manera que aprovechan al máximo la corriente de aire existente en cada momento para generar la mayor cantidad de energía eléctrica posible. El poder girar las palas también permite colocarlas de manera que no cortan el viento y se mantengan inmóviles cuando existen altas velocidades de viento que ponen en peligro la integridad de la estructura o en caso de avería o mantenimiento.

La góndola se puede colocar sobre torres de hasta 140m de altura, siendo por tanto adecuada para su uso en los emplazamientos hipotéticos propuestos.

El generador trabaja a potencia nominal con velocidades de viento de entre 17 y 25 m/s y el rotor se inmoviliza con velocidades de ráfaga superiores a 28-34 m/s.

Cabe destacar la diferencia de forma entre los distintos modelos de Enercon considerados. La forma bulbosa de la góndola del E-126 se debe a la necesidad de albergar en su interior un generador más potente, ergo más grande. Además, este modelo es de los más potentes disponibles en el mercado hoy en día y ha sido instalado en varios parques hasta la fecha desde el principio de su comercialización en el año 2007.

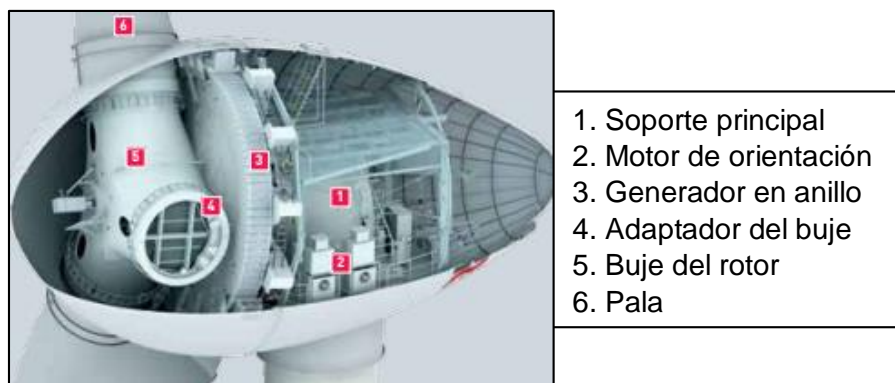


Figura 4.3. Interior del Enercon E-126



A continuación se ofrece la comparación gráfica entre las curvas de potencia facilitadas por los fabricantes de los aerogeneradores para dar una visión más esquemática y visual de la misma.

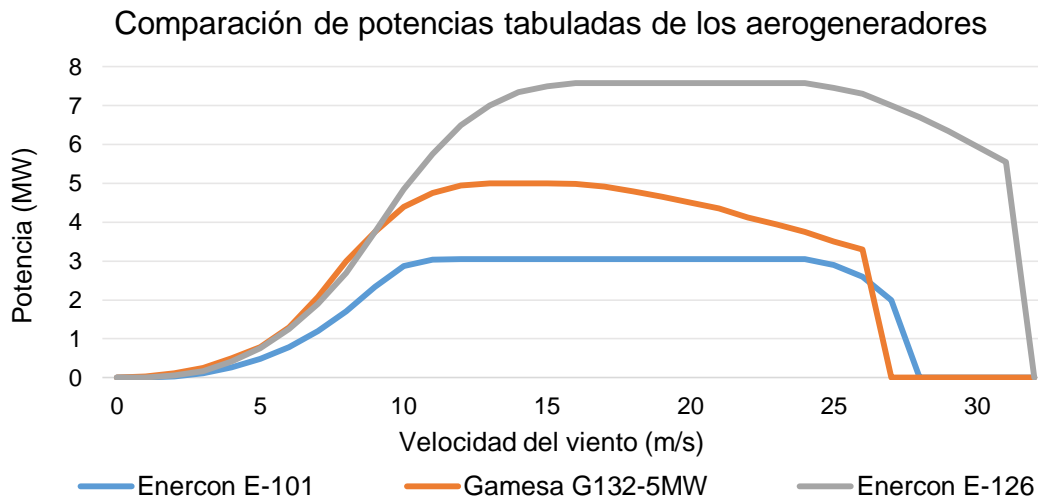


Gráfico 4.1. Comparación de potencias tabuladas de los tres aerogeneradores

En el gráfico anterior se puede observar que los tres aerogeneradores se ponen en funcionamiento a partir de una velocidad del viento de unos 2m/s y que a partir de este valor las curvas crecen de manera exponencial hasta que alcanzan un valor límite. Este valor límite es impuesto por el generador y es la potencia máxima, o nominal, que es capaz de desarrollar. No obstante, a partir de una cierta velocidad de viento, diferente según el modelo de aerogenerador, empieza a declinar la potencia desarrollada hasta el punto en que se corta la producción frenando el rotor para evitar averías por fuertes vientos.

Comparando las tres curvas se puede afirmar que la potencia generada por el E-126 es muy superior a la de los otros dos modelos y que tanto el E-126 como el G132 aprovechan mejor las velocidades de viento más bajas, indicando que pueden ser buenos candidatos para ser instalados en los emplazamientos propuestos debido a las características del viento que existen en estos.

Cabe destacar también que aquí se acentúa la diferencia entre las necesidades que pueden tener distintos emplazamientos. Hay un abanico muy amplio de fabricantes de aerogeneradores que desarrollan modelos que se adaptan a las necesidades más variadas de los diferentes emplazamientos. Aquí, por ejemplo, se observa que los modelos más pequeños de los propuestos, el E-101 y el G132, son más útiles en pequeños emplazamientos mientras que el E-126 se destina a emplazamientos grandes con una alta producción.



5. DIMENSIONADO DE LOS EMPLAZAMIENTOS

Una vez detallados y justificados los emplazamientos propuestos y presentados los aerogeneradores considerados para su instalación se procede a dimensionar los emplazamientos. Esto consiste en hacer una primera estimación de la producción que se espera obtener al año de un aerogenerador en los tres emplazamientos simulando el uso de los tres aerogeneradores. Una vez calculada la producción de los distintos modelos de aerogenerador en los tres emplazamientos se procederá al análisis de los resultados obtenidos, los cuales de cierta manera también forman parte de la justificación de la elección final de uno de los emplazamientos para su proyección. Será la valoración del rendimiento económico de los emplazamientos, junto con el análisis de la producción, que servirán para elegir definitivamente uno de los emplazamientos considerados y proponerlo para su proyección.

En primer lugar se detallará el cálculo del dimensionado de un emplazamiento, el de Tobed, y posteriormente se plasmarán los resultados obtenidos en los otros dos emplazamientos para poder realizar una comparación.

Se procede a continuación, pues, al dimensionado del emplazamiento de Tobed.



5.1 Tobed

En primer lugar, se deben rectificar las curvas de potencia tabuladas de los fabricantes de los aerogeneradores. Esto consiste en adaptar los valores tabulados a las características del aire de la zona donde se va a ubicar el emplazamiento como la densidad, la temperatura y la altura sobre el nivel del mar. El proceso de cálculo y las fórmulas empleadas se han detallado anteriormente, en el apartado de caracterización de los emplazamientos.

Por tanto a continuación se van a anotar los resultados obtenidos, siendo estos los necesarios para corregir los valores de potencia:

Densidad de aire de referencia: $\rho_0 = 1,225\text{Kg/m}^3$

Temperatura media anual del aire: $T = 12^\circ\text{C}$

Altura del buje sobre el nivel del mar: $z = 1294\text{m}$

Densidad real del aire: $\rho = 1,061\text{Kg/m}^3$

Realizando ahora la división de la densidad real del aire entre la densidad de aire de referencia se obtiene la razón entre densidades, y por tanto entre potencia tabulada y potencia real del aerogenerador.

$$\frac{\rho}{\rho_0} = \frac{1,061}{1,225} = 0,8663$$

Este valor es el que se multiplica a la potencia tabulada de los aerogeneradores para obtener la potencia real característica del emplazamiento.



A continuación se representa la comparación gráfica entre las potencias tabuladas y las potencias reales obtenidas con este cálculo:

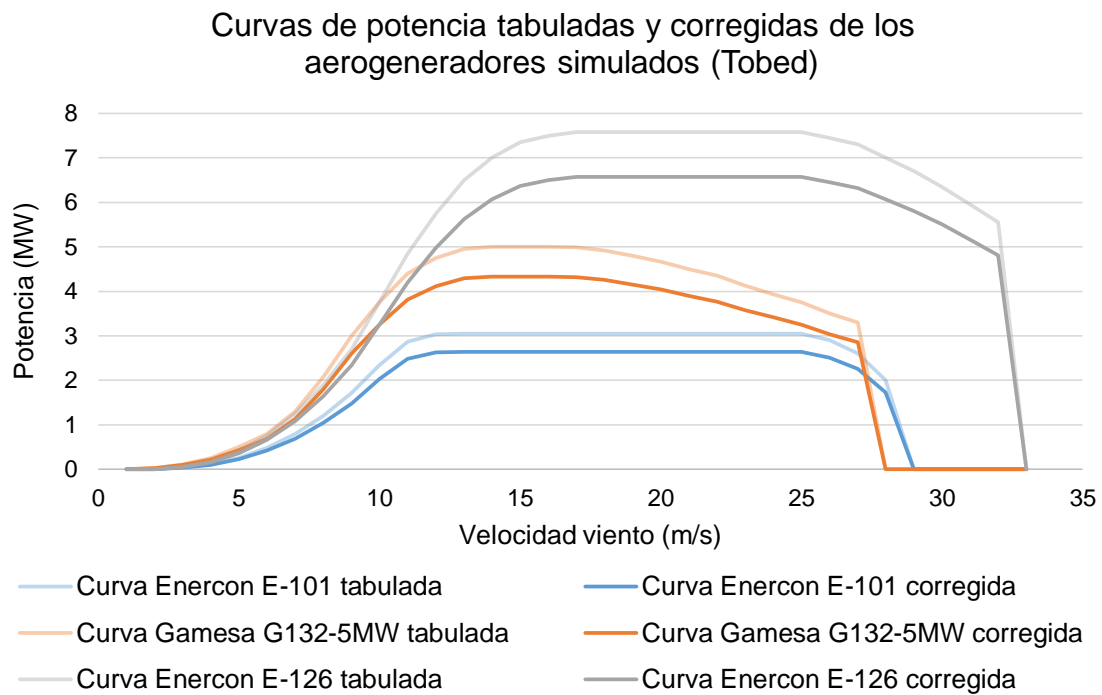


Gráfico 5.1. Comparación de potencias tabuladas y corregidas de los aerogeneradores en Tobed

Todos los valores no calculados en la memoria se justifican en el anejo: cálculo de producción de energía eléctrica.

Del gráfico anterior se remarcan los siguientes valores de potencia:

Modelo	Enercon E-101	Gamesa G132-5MW	Enercon E-126
Potencia máxima (KW)	2.642	4.331	6.566

Tabla 5.1. Potencias máximas de los tres aerogeneradores en Tobed

Una vez obtenidas las potencias reales que podrán generar los aerogeneradores considerados, el siguiente paso a efectuar es el cálculo de la producción de los tres modelos. El cálculo de la producción se logra multiplicando la curva de potencia del aerogenerador corregida por la curva de frecuencia del viento (distribución de Weibull) del emplazamiento. De esta manera se obtiene la producción para cada velocidad de viento. La suma de estas producciones parciales da como resultado la producción total anual del aerogenerador en el emplazamiento.



A continuación se representa la producción de los tres modelos de aerogenerador considerados para cada velocidad del viento:

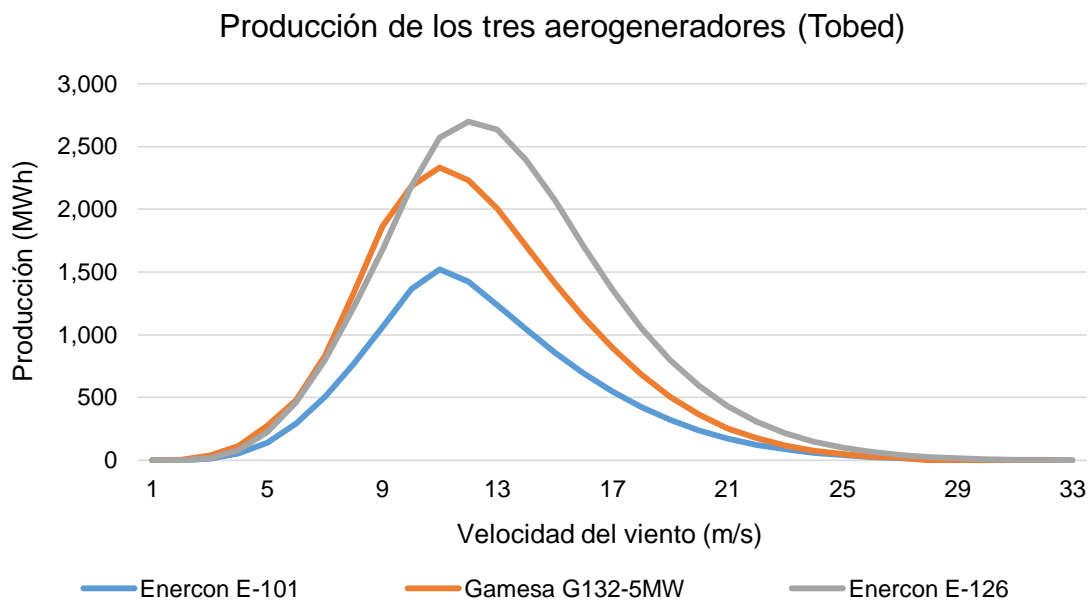


Gráfico 5.2. Producción de los tres modelos de aerogenerador en Tobed

Efectuando la cuenta acumulada de los valores representados anteriormente se obtiene la producción total anual de un aerogenerador en el emplazamiento. Se detallan los resultados a continuación:

Modelo	Enercon E-101	Gamesa G132-5MW	Enercon E-126
Producción anual (GWh)	13,05	21,14	25,93

Tabla 5.2. Resumen de producción anual de los tres aerogeneradores en Tobed

A parte de la producción, existe otro indicador para comparar el rendimiento técnico de los aerogeneradores. Este indicador se denomina factor de uso, o de aprovechamiento, y se halla de la relación entre el número de horas equivalentes de generación de energía eléctrica a potencia máxima del generador y el número de horas en un año (8760). El número de horas equivalentes se calcula dividiendo la producción total anual entre la potencia máxima de generación del aerogenerador. Hechas estas definiciones, el indicador se calcula como sigue:

- Número de horas equivalentes (h): $h = \frac{\text{Producción anual}}{\text{Potencia máxima}}$
- Factor de uso (F): $F = \frac{h}{8760}$



Los cálculos demuestran que los factores de uso de los tres aerogeneradores son los siguientes:

Modelo	Enercon E-101	Gamesa G132-5MW	Enercon E-126
Horas equivalentes (h)	4.938	4.879	3.949
Factor de uso	56,36%	55,7%	45,08%

Tabla 5.3. Factores de uso de los tres aerogeneradores en Tobed

Estos valores indican que el modelo que menos aprovecha su capacidad es el E-126, mientras que el E-101 y el G132 la aprovechan de manera similar.

Así, pues, se ha calculado la producción estimada de los tres modelos de aerogenerador en el emplazamiento de Tobed.



5.2 Tobarra

De nuevo, primeramente se deben rectificar las curvas de potencia tabuladas de los fabricantes de los aerogeneradores. Siguiendo el mismo procedimiento que en el emplazamiento anterior se obtiene la densidad real del aire en el emplazamiento de Tobarra:

Densidad de aire de referencia: $\rho_0 = 1,225\text{Kg/m}^3$

Temperatura media anual del aire: $T = 15^\circ\text{C}$

Altura del buje sobre el nivel del mar: $z = 1164\text{m}$

Densidad real del aire: $\rho = 1,067\text{Kg/m}^3$

Realizando ahora la división de la densidad real del aire entre la densidad de aire de referencia se obtiene la razón entre densidades, y por tanto entre potencia tabulada y potencia real del aerogenerador.

$$\frac{\rho}{\rho_0} = \frac{1,067}{1,225} = 0,8711$$

Este valor es el que se multiplica a la potencia tabulada de los aerogeneradores para obtener la potencia real característica del emplazamiento.



A continuación se representa la comparación gráfica entre las potencias tabuladas y las potencias reales obtenidas con este cálculo:

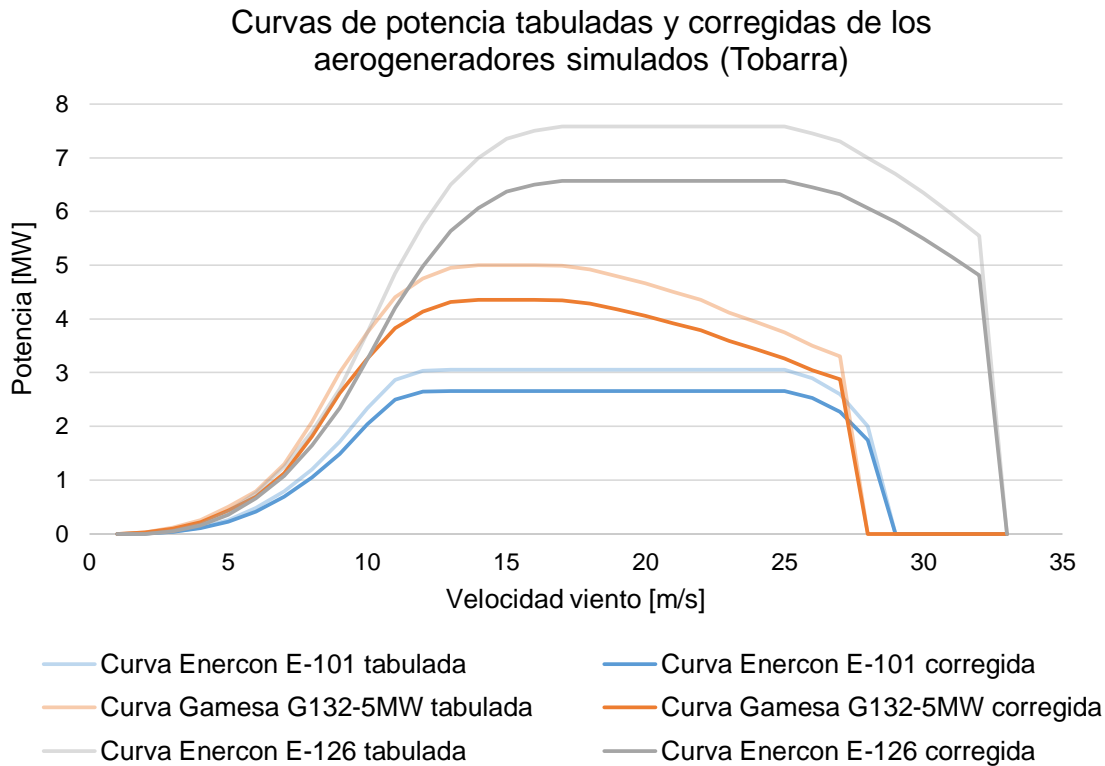


Gráfico 5.3. Comparación de potencias tabuladas y corregidas de los aerogeneradores en Tobarra

Todos los valores no calculados en la memoria se justifican en el anejo: cálculo de producción de energía eléctrica.

Del gráfico anterior se remarcan los siguientes valores de potencia:

Modelo	Enercon E-101	Gamesa G132-5MW	Enercon E-126
Potencia máxima (KW)	2.657	4.356	6.603

Tabla 5.4. Potencias máximas de los tres aerogeneradores en Tobarra

Una vez obtenidas las potencias reales que podrán generar los aerogeneradores considerados, el siguiente paso a efectuar es el cálculo de la producción de los tres modelos. De la misma manera que en el emplazamiento anterior, el cálculo de la producción se logra multiplicando la curva de potencia del aerogenerador corregida por la curva de frecuencia del viento (distribución de Weibull) del emplazamiento. De esta manera se obtiene la producción para cada velocidad de viento. La suma de estas producciones parciales da como resultado la producción total anual del aerogenerador en el emplazamiento.



A continuación se representa la producción de los tres modelos de aerogenerador considerados para cada velocidad del viento:

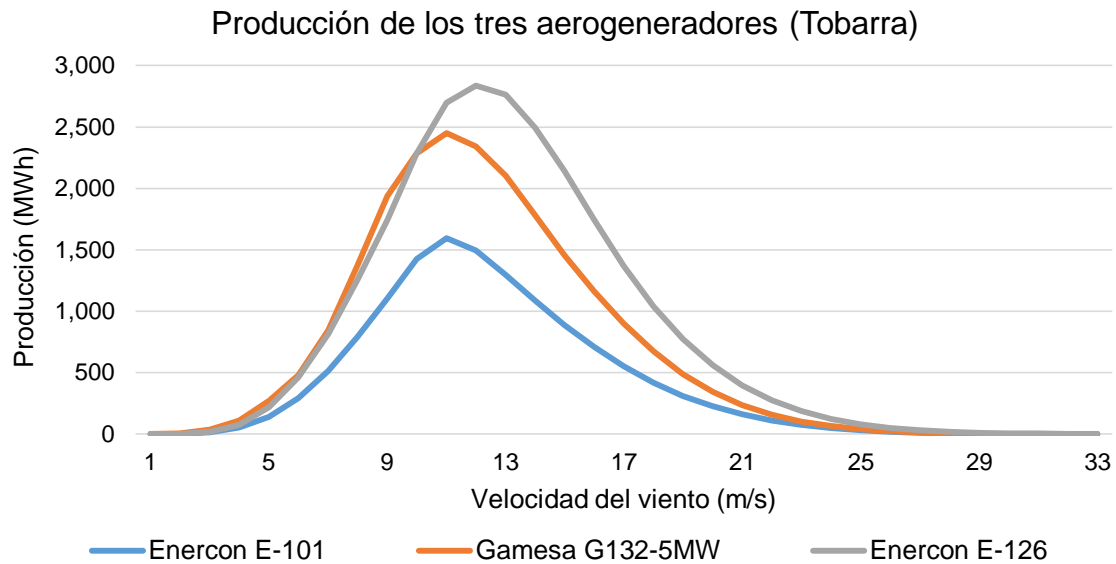


Gráfico 5.4. Producción de los tres modelos de aerogenerador en Tobarra

Efectuando la cuenta acumulada de los valores representados anteriormente se obtiene la producción total anual de un aerogenerador en el emplazamiento. Se detallan los resultados a continuación:

Modelo	Enercon E-101	Gamesa G132-5MW	Enercon E-126
Producción anual (GWh)	13,37	21,67	26,46

Tabla 5.5. Resumen de producción anual de los tres aerogeneradores en Tobarra

De la misma manera que en el emplazamiento anterior, se calcula el factor de uso de los tres aerogeneradores:

Modelo	Enercon E-101	Gamesa G132-5MW	Enercon E-126
Horas equivalentes (h)	5.031	4.976	4.008
Factor de uso	57,43%	56,8%	45,75%

Tabla 5.6. Factores de uso de los tres aerogeneradores en Tobarra

Estos valores indican que el modelo que menos aprovecha su capacidad de nuevo es el E-126, mientras que el E-101 y el G132 la aprovechan de manera similar.



Así, pues, se ha calculado la producción estimada de los tres modelos de aerogenerador en el emplazamiento de Tobarra.



5.3 Calera de León

Finalmente, se procede a calcular la producción en el emplazamiento de Calera de León.

En primer lugar, se deben rectificar las curvas de potencia tabuladas de los fabricantes de los aerogeneradores. Siguiendo el mismo procedimiento que en los emplazamientos anteriores se obtiene la densidad real del aire en el emplazamiento de Calera de León:

Densidad de aire de referencia: $\rho_0 = 1,225\text{Kg/m}^3$

Temperatura media anual del aire: $T = 14^\circ\text{C}$

Altura del buje sobre el nivel del mar: $z = 1223\text{m}$

Densidad real del aire: $\rho = 1,063\text{Kg/m}^3$

Realizando ahora la división de la densidad real del aire entre la densidad de aire de referencia se obtiene la razón entre densidades, y por tanto entre potencia tabulada y potencia real del aerogenerador.

$$\frac{\rho}{\rho_0} = \frac{1,063}{1,225} = 0,8679$$

Este valor es el que se multiplica a la potencia tabulada de los aerogeneradores para obtener la potencia real característica del emplazamiento.

A continuación se representa la comparación gráfica entre las potencias tabuladas y las potencias reales obtenidas con este cálculo:

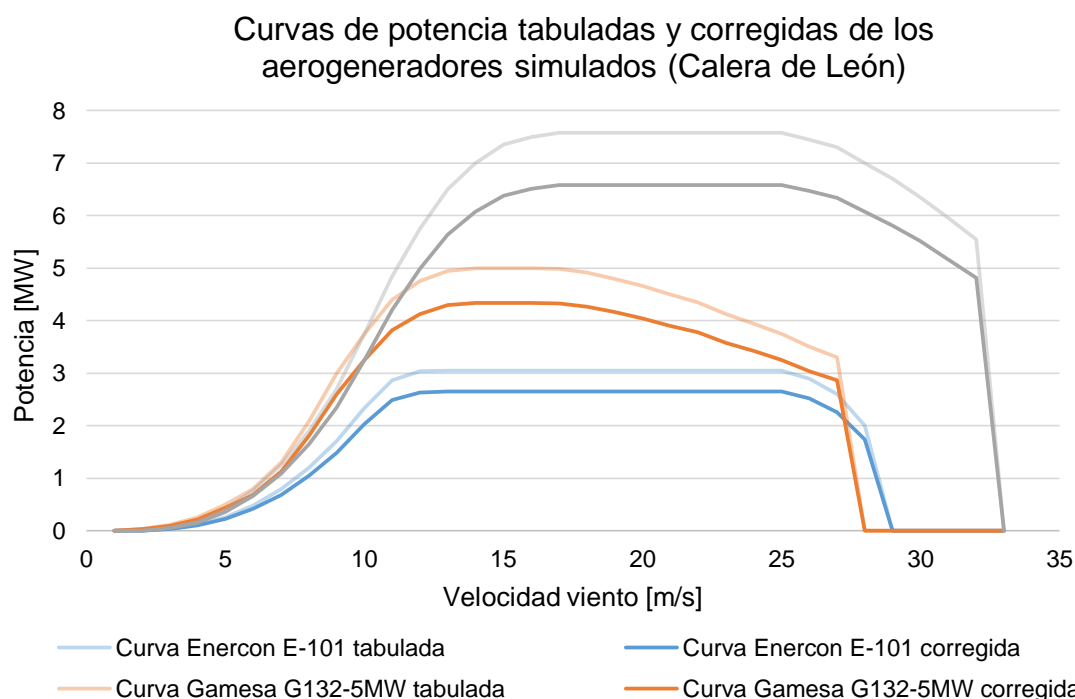


Gráfico 5.5. Comparación de potencias tabuladas y corregidas de los aerogeneradores en Calera de León



Todos los valores no calculados en la memoria se justifican en el anejo: cálculo de producción de energía eléctrica.

Del gráfico anterior se remarcan los siguientes valores de potencia:

Modelo	Enercon E-101	Gamesa G132-5MW	Enercon E-126
Potencia máxima (KW)	2.647	4.339	6.578

Tabla 5.7. Potencias máximas de los tres aerogeneradores en Calera de León

Una vez obtenidas las potencias reales que podrán generar los aerogeneradores considerados, el siguiente paso a efectuar es el cálculo de la producción de los tres modelos. De la misma manera que en los emplazamientos anteriores, el cálculo de la producción se logra multiplicando la curva de potencia del aerogenerador corregida por la curva de frecuencia del viento (distribución de Weibull) del emplazamiento. De esta manera se obtiene la producción para cada velocidad de viento. La suma de estas producciones parciales da como resultado la producción total anual del aerogenerador en el emplazamiento.

A continuación se representa la producción de los tres modelos de aerogenerador considerados para cada velocidad del viento:

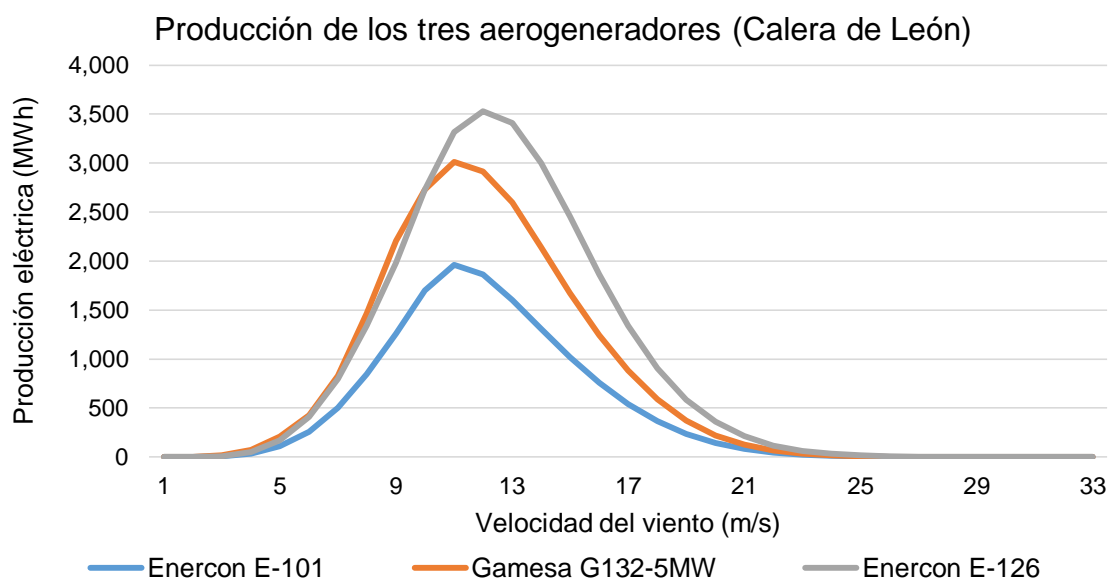


Gráfico 5.6. Producción de los tres modelos de aerogenerador en Calera de León



Efectuando la cuenta acumulada de los valores representados anteriormente se obtiene la producción total anual de un aerogenerador en el emplazamiento. Se detallan los resultados a continuación:

Modelo	Enercon E-101	Gamesa G132-5MW	Enercon E-126
Producción anual (GWh)	14,69	23,86	28,72

Tabla 5.8. Resumen de producción anual de los tres aerogeneradores en Calera de León

De la misma manera que en el emplazamiento anterior, se calcula el factor de uso de los tres aerogeneradores:

Modelo	Enercon E-101	Gamesa G132-5MW	Enercon E-126
Horas equivalentes (h)	5.550	5.498	4.365
Factor de uso	63,36%	62,76%	49,83%

Tabla 5.9. Factores de uso de los tres aerogeneradores en Calera de León

Estos valores indican que el modelo que menos aprovecha su capacidad de nuevo es el E-126, mientras que el E-101 y el G132 la aprovechan de manera similar.

Así, pues, se ha calculado la producción estimada de los tres modelos de aerogenerador en el emplazamiento de Calera de León.



A continuación, y a modo de resumen, se ofrecen gráficamente los resultados anteriores para una mayor comprensibilidad y para poder compararlos:

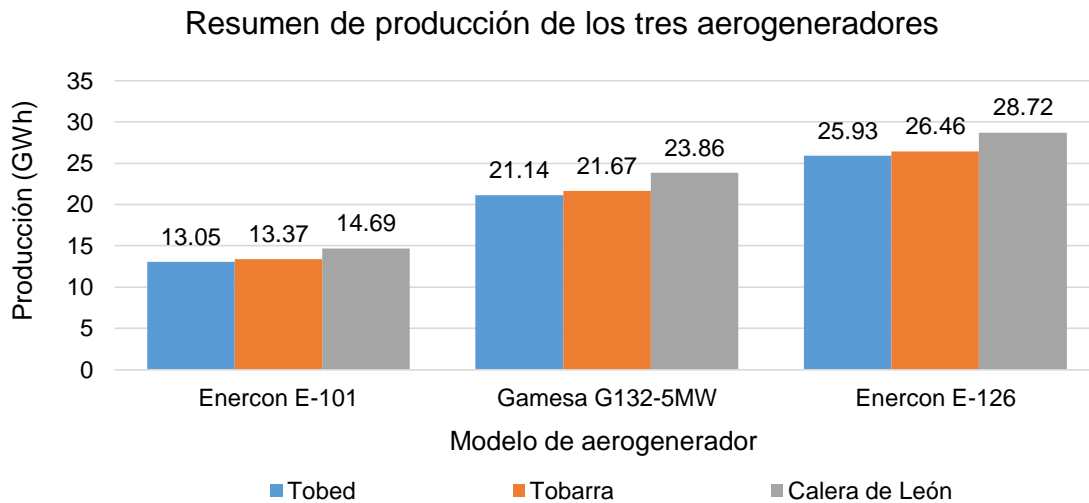


Gráfico 5.7. Resumen de producción de los tres aerogeneradores

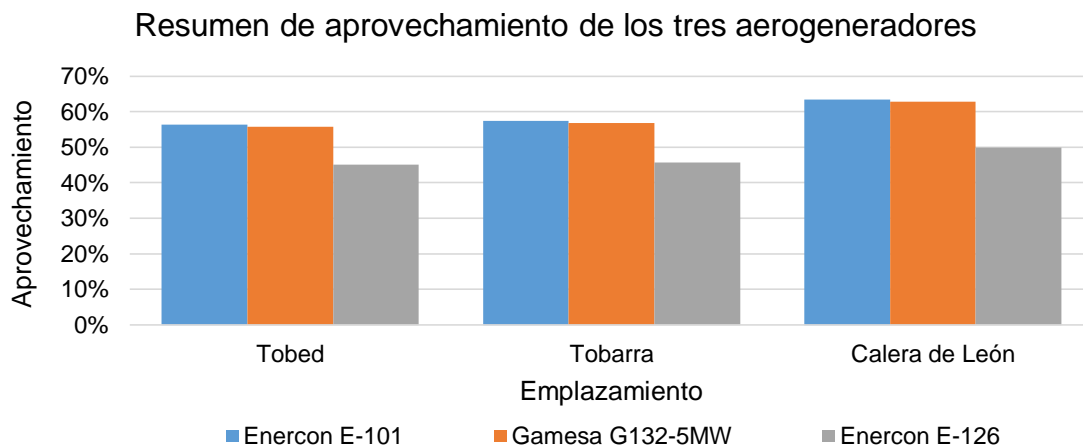


Gráfico 5.8. Resumen de aprovechamiento de los tres aerogeneradores

A la vista de los gráficos anteriores se puede ver a simple vista que el modelo de aerogenerador que produce más energía eléctrica es el más potente, el E-126 y que el emplazamiento donde más producción se da es el de Calera de León.

Por otra parte, queda demostrado que el aerogenerador menos aprovechado de los tres modelos es el E-126, el cual en ningún emplazamiento supera el 50% de aprovechamiento. Valores aceptables de aprovechamiento rondan el 60%, por lo que el único emplazamiento recomendable en este sentido es el de Calera de León.



La producción de los tres modelos aerogenerador en los emplazamientos de Toted y Tobarra es del orden de entre 2-3 GWh menos que en el emplazamiento de Calera de León, valor significativo cuando se pasa a términos económicos.

Una vez calculadas las producciones estimadas de los aerogeneradores se pasa a elegir el aerogenerador más adecuado para su instalación en el emplazamiento que resulte más rentable económicamente (la valoración se hará más adelante). La elección de uno de los modelos de aerogenerador forma el siguiente apartado del trabajo.



6. ELECCIÓN DE UN AEROGENERADOR

El próximo paso a realizar es elegir un modelo de aerogenerador entre los tres que se han propuesto en este trabajo para su instalación en el emplazamiento que resulte más rentable económicamente.

Es necesario escoger un modelo ahora por la siguiente razón. Porque el número de aerogeneradores instalados en el emplazamiento varía según el modelo debido a la diferencia de potencia entre los tres. Puesto que el parque que se va a dimensionar tendrá una potencia instalada de 40MW, el número de aerogeneradores instalados variará según el modelo. El número de aerogeneradores a instalar no afecta únicamente al precio de adquisición e instalación, sino que cuanto más aerogeneradores se instalan, más terrenos se deben expropiar, más cimentaciones de deben realizar y más mantenimiento se debe contratar. Por tanto el número de aerogeneradores instalados afecta a los costes que tienen la construcción y explotación del parque eólico.

Para seleccionar un modelo de entre los tres considerados se hace uso de las producciones y los aprovechamientos obtenidos en el apartado anterior además de considerar los costes asociados a cada aerogenerador.

6.1 Producción y aprovechamiento

Haciendo uso del *gráfico 5.7*, queda demostrado que el aerogenerador que más producción anual obtiene es el E-126. No obstante, el *gráfico 5.8* indica que el mismo aerogenerador es el que peor rendimiento técnico o aprovechamiento tiene. Se puede decir que el modelo es demasiado grande para el recurso eólico disponible.



También demuestran los cálculos que el E-101 produce una cantidad de energía eléctrica considerablemente menor que los otros dos modelos en los tres emplazamientos, aunque se consigue un buen aprovechamiento de él.

Consultando cualquier curva de producción o curva de potencia anterior se puede observar que G132 aprovecha mejor los vientos de velocidades más bajas. Este es un factor importante a considerar en la elección de un modelo puesto que en todos los emplazamientos considerados la velocidad media del viento no supera los 9m/s, la cual es considerada una velocidad baja para la explotación eólica. Esto no significa que los emplazamientos sean de mala calidad, sino que se necesita adecuar bien el aerogenerador a las características particulares del emplazamiento.

Además, el G132 consigue un rendimiento técnico muy parecido al del E-101, a la vez de obtener una producción considerablemente mayor.

En conclusión, en cuanto al criterio de producción del aerogenerador, se opta por el modelo G132.

6.2 Costes

Se estima que el coste de adquisición e instalación de un aerogenerador ronda los 700.000 €/MW. Dado que en el parque se instalarán 40MW, se puede estimar que los aerogeneradores costarán 28 M€. No obstante, este coste no es el único a tener en cuenta. Asociados a cada aerogenerador existen el coste de la cimentación, el de mantenimiento y el de expropiación del terreno que ocupa.

De esta manera, para conseguir una potencia instalada mínima de 40MW, se instalaría el número de aerogeneradores siguiente de cada modelo:

Modelo	Enercon E-101	Gamesa G132-5MW	Enercon E-126
Aerogeneradores instalados	14	8	6

Tabla 6.1. Número de aerogeneradores de cada modelo para un parque de 40MW

A la vista de la tabla anterior, el coste que conlleva la construcción de las cimentaciones del E-101 se puede estimar como el doble de las del G132. Las dimensiones de las mismas no serán iguales debido a la diferencia de peso entre los distintos modelos, pero ambas deben resistir el peso de una torre metálica de 140m. Puesto que la torre es el elemento de mayor peso que se coloca sobre la cimentación, se puede decir que las cimentaciones para cada modelo no serían idénticas, pero sí muy parecidas.



Por otra parte, y ligado al comentario anterior, las expropiaciones a realizar en el caso de construir 14 torres son prácticamente el doble que las necesarias para 8 torres. De esta manera, las dimensiones del parque también sería el doble de grandes.

Finalmente, los costes asociados al mantenimiento son mayores cuantos más aerogeneradores se instalen.

Habiendo descartado prácticamente el E-126 en el criterio anterior por su gran tamaño y poca adecuación a los emplazamientos, de entre los dos modelos restantes se puede afirmar que el más apto en cuanto a relación costes/producción es el G132. Será por tanto este modelo de aerogenerador con el que se realizará el estudio económico de los tres emplazamientos.

En conclusión se instalarán 8 aerogeneradores tipo G132, con una potencia individual de 5MW y en conjunto de 40MW sobre torres de 140m de alto. Estas características son las que se simularán a la hora de realizar el estudio económico.



7. ELECCIÓN DE UN EMPLAZAMIENTO

A continuación se evaluará la rentabilidad económica de cada emplazamiento, siendo este el criterio definitivo para escoger uno de los tres, el cual se propondrá para su proyección.

Para llevar a cabo este estudio económico en primer lugar cabe definir las consideraciones previas y el objetivo del mismo.

El objetivo de este estudio es calcular los costes y beneficios asociados a cada emplazamiento y comparar la rentabilidad de la inversión en cada caso. Este criterio será el que posteriormente ayudará a discernir cual es el emplazamiento que mejores características tiene y por tanto el que se propondrá para ser proyectado.

Se van a simular tres hipotéticas vías de financiamiento en los tres emplazamientos propuestos. Estas vías son:

- Financiación con fondos propios: Es el caso más sencillo que se va a simular. La financiación de todo el proyecto, tanto la construcción como la explotación, se realizará con fondos de los que dispone el promotor. No contará en ningún momento con fondos ajenos.
- Financiación con préstamo bancario: En este caso hipotético de financiación el promotor del emplazamiento financiará el 20% de la construcción y el 80% restante se financia mediante un préstamo bancario. Los fondos prestados tienen un interés del 4% anual. La duración del préstamo será de 15 años a partir del año de comienzo de la construcción.



- Financiación con bonos: Finalmente, en este caso hipotético de financiación el promotor del emplazamiento financiará de nuevo el 80% de la construcción mediante bonos. Esta manera de financiar proyectos es característica de proyectos promovidos por grandes empresas, las cuales consideran que los préstamos ofrecidos por los bancos están cargados con unos intereses demasiado grandes. La duración de los bonos también será de 15 años, con un interés del 2,5% anual. Esta manera de financiar tiene la peculiar característica de que además de cobrar el interés anual, el último año del bono se reembolsa la cantidad íntegra de los fondos prestados. Este factor se traduce en un coste importante en el año 15 de explotación.

Todos los valores no calculados en la memoria se justifican en el anejo: Estudio económico.

A continuación se realiza el estudio de los tres casos de financiación en los tres emplazamientos con tal de elegir el más rentable.

7.1 Tobed

El primer emplazamiento donde se va a realizar el estudio económico es el del municipio aragonés de Tobed. Para poder llevar a cabo la simulación económica del emplazamiento, en primer lugar es necesario detallar los costes e ingresos esperados.

No se pueden simular los costes e ingresos sin saber qué producción va a generar el emplazamiento. Conociendo la producción de un aerogenerador tipo G132 en el emplazamiento de Tobed (21,14GWh), la producción teórica del parque se obtendrá multiplicando este valor por el número de aerogeneradores a instalar (8). Por tanto la producción teórica del parque sería de **169.080MWh**.

No obstante, este valor no refleja de manera precisa la producción real que generaría el parque, se debe considerar una serie de pérdidas de energía por indisponibilidad por mantenimiento, por averías y por el transporte de la energía producida desde el generador hasta la subestación del parque.



Estos factores de pérdidas se han estimado haciendo uso de otros proyectos y se consideran los siguientes:

Coefficientes multiplicadores de pérdidas	
Mantenimiento	0.98
Indisponibilidad	0.98
Transporte	0.97

Tabla 7.1. Coeficientes de pérdidas de producción

Multiplicando los coeficientes anteriores por la producción teórica se obtiene la producción anual estimada del parque y tiene un valor de **157.513MWh**.

7.1.1 Financiación con fondos propios

Una vez se ha obtenido la producción que se estima que generará el parque se puede pasar a estimar los costes e ingresos esperados de la construcción y explotación del parque y simular los tres casos hipotéticos de financiación.

Los ingresos esperados de un parque eólico se calculan de manera relativamente sencilla. El único producto vendido es la energía eléctrica que se genera, por tanto es la única fuente de ingresos del parque. En promedio, a fecha de redacción del trabajo, la energía eléctrica se compra de las centrales a un precio de 55 €/MWh, por tanto se pueden calcular fácilmente los ingresos esperados del parque durante su vida útil. El resultado se detalla a continuación.

Ingresos	
Producción total estimada del parque	3.150,26 GWh
Precio medio de venta de energía eléctrica	55.000 €/GWh
Ingreso total	173,26 M€

Tabla 7.2. Ingresos esperados del emplazamiento de Tobed

Por otra parte, los costes durante la vida útil del parque que se han considerado son los que se representan a continuación:



Costes				
Costes de construcción		Subtotal	Porcentaje sobre costes de construcción	Porcentaje sobre coste total
Compra e instalación de aerogeneradores	700.000 €/MW	28 M€	70,36%	38,74%
Infraestructura eléctrica (Subestación + línea de conexión a la red)	2.500.000 €	2,5 M€	6,28%	3,46%
Obra civil (Cimentaciones + caminos de acceso + drenaje)	3.500.000 €	3,5 M€	8,80%	4,84%
Expropiación de terrenos	850.000 €	0,85 €	2,14%	1,18%
Estudios previos y proyecto	1.000.000 €	1 M€	2,51%	1,38%
Gastos generales (6%)	2.151.000 €	2,15 M€	5,41%	2,98%
Beneficio industrial (5%)	1.792.500 €	1,79 M€	4,50%	2,48%
Total		39,79 M€	100%	55,05%
Costes de explotación		Subtotal	Porcentaje sobre costes de explotación	Porcentaje sobre coste total
Impuesto de generación de energía eléctrica (7% del precio de venta)	3,85 €/MWh	12,13 M€	37,33%	16,78%
Gastos de mantenimiento	19.200 €/MW	15,36 M€	47,28%	21,25%
Gastos administrativos	250.000 €	5 M€	15,39%	6,92%
Total		32,49 M€	100%	44,95%
Suma total de costes		72,28 M€	Cons. + Exp. :	100%

Tabla 7.3. Costes esperados del emplazamiento de Tobed – Financiación propia



Los costes estimados anteriormente se basan en consultas a otros proyectos y pueden considerarse valores aproximados que ofrecen unos resultados lo suficientemente precisos como para realizar un primer dimensionado de un parque eólico y estimar la rentabilidad de la inversión.

En este caso es el promotor que financia el 100% del proyecto, sin recibir ningún fondo ajeno. Tendrá que asumir, por tanto, los 39,79 M€ del coste de la construcción y los 32,49 M€ de gastos de explotación, los cuales se dividen entre los 20 años de vida útil del parque. Además, el promotor recibirá cada año los ingresos correspondientes a la venta de energía eléctrica. Para tener una visión más comprensible de la situación se detallan a continuación la inversión inicial (que corresponde con la construcción) y un flujo de caja anual de gastos de explotación e ingresos.

Inversión inicial	
Aerogeneradores	28 M€
Infraestructura eléctrica	2,5 M€
Obra civil + expropiaciones	4,35 M€
Gastos generales + beneficio industrial	3,94 M€
Estudios previos y proyecto	1 M€
Total	39,79 €

Tabla 7.4. Inversión inicial

Desglose anual durante explotación		
Costes	Impuestos de generación de energía eléctrica	606.425 €
	Gastos de mantenimiento	768.000 €
	Gastos administrativos	250.000 €
	Total	1,62 M€
Ingresos	Venta de energía eléctrica	8,66 M€
	Total	8,66 M€
Flujo de caja		7,04 M€

Tabla 7.5. Flujo de caja anual en Tobed – Financiación propia

En las dos tablas anteriores se observa que la inversión inicial es de 39,79 M€ i que se genera cada año un beneficio de 7,04 M€. No obstante, a la hora de considerar la rentabilidad de una inversión, el flujo de caja anual se debe actualizar al año del inicio del proyecto, el año 0. El valor obtenido, conocido como valor actual neto (VAN), es el



valor presente de todos los flujos de caja durante la vida útil del proyecto originados por una inversión. Si este valor calculado es mayor que 0 tras la suma de todos los flujos de caja actualizados significa que el proyecto es rentable. El VAN también servirá para determinar cuál de los tres emplazamientos y cuál de los tres métodos de financiación produce mayor rentabilidad. Cuanto mayor es el VAN, más rentable es el proyecto. En este trabajo se ha calculado el VAN con una tasa de actualización (o de descuento) del 10%, siendo este valor el coste de oportunidad del dinero invertido.

A continuación se representa el desglose anual de costes e ingresos y el VAN de manera gráfica para obtener una visión más global del proyecto. Cabe destacar que se considera año 0 aquel tiempo dedicado a la consecución de la financiación y toda la fase de construcción desde el replanteo de las obras hasta el acta de recepción de la infraestructura.

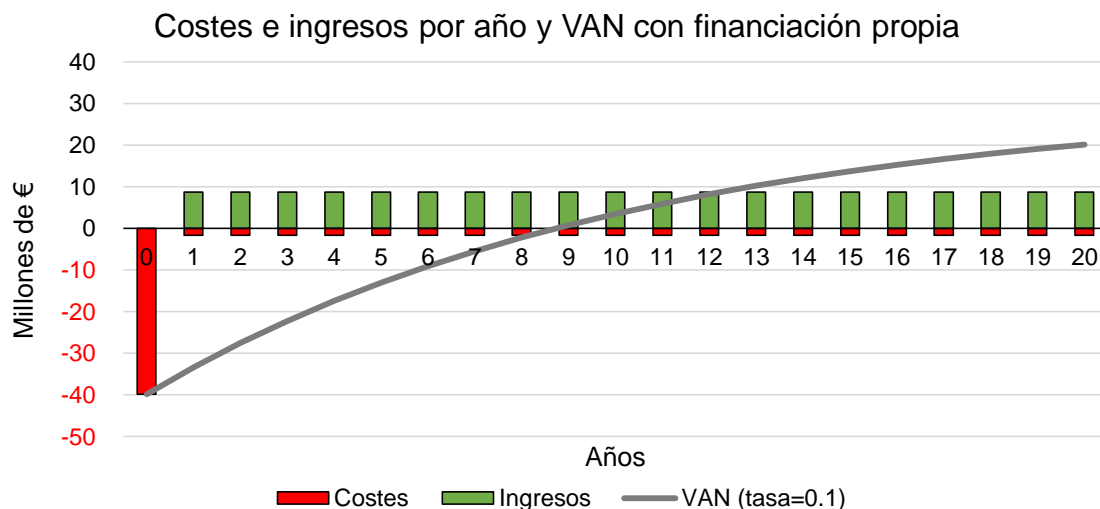


Gráfico 7.1. Costes e ingresos por año y VAN con financiación propia en Tobed

En el gráfico anterior se observa que los flujos de caja, que han sido calculados como constantes año a año, no aportan el mismo beneficio cada año debido a la actualización de los mismos mediante el VAN. La representación de la línea del VAN demuestra gráficamente cuando empieza a ganar dinero el emplazamiento: cuando cruza el eje horizontal. Este hecho ocurre sobre el año 9 de explotación del parque.

Los cálculos demuestran que el VAN tras la vida útil del proyecto es de 20,13 M€. Como es mayor que 0 el proyecto es rentable.

Otro indicador que sirve para determinar la rentabilidad de un proyecto es la tasa interna de rentabilidad (TIR), la cual corresponde a la tasa de descuento que hace que el VAN de una inversión sea igual a 0. Este método considera que una inversión es aconsejable



si la TIR resultante es igual o superior a la tasa de descuento exigida por el inversor (en este caso el 10%), y entre varias alternativas, la más conveniente será aquella que ofrezca una TIR mayor. Este indicador se emplea usualmente cuando el VAN de varias alternativas son muy parecidos, entonces el proyecto más interesante a desarrollar será el que mayor TIR ofrezca.

En el caso planteado, los cálculos demuestran que la TIR de la inversión es del 17%. Esto significa que a partir de una tasa de descuento del 17% el proyecto deja de ser rentable.

Finalmente, se puede medir la rentabilidad de un proyecto mediante el índice de rentabilidad (IR), el cual se obtiene dividiendo el valor actualizado de los flujos de caja de la inversión por la inversión inicial. Según el índice de rentabilidad son aconsejables aquellas inversiones que tengan un valor superior a la unidad, ya que en caso contrario los cobros generados actualizados son inferiores a los pagos. Si se quiere elegir entre varias inversiones son preferibles las que tengan un índice de rentabilidad más elevado.

En el caso planteado, los cálculos demuestran que el IR de la inversión es de 0,51.

7.1.2 Financiación con préstamo bancario

En este caso, el promotor financia únicamente el 20% de la construcción del parque, proviniendo el 80% restante de un préstamo bancario con interés anual del 4%. De esta manera, de los 39,79 M€ que cuesta la construcción, el promotor pagará con fondos propios solamente el 20%, es decir, unos 7,96 M€. Los 31,83 M€ restantes provienen del préstamo y están gravados con un interés del 4% anual, unos 2,86 M€ al año.

Los costes relacionados con el interés se calculan con la siguiente fórmula, basado en el 4% de interés anual:

$$\text{Interés anual} = \text{Valor del préstamo} * \frac{\text{Interés}}{1 - (1 + \text{Interés})^{-15}}$$

En el caso estudiado, pues, el interés anual es de:

$$\text{Interés anual} = 31,83 * \frac{0,04}{1 - (1 + 0,04)^{-15}} = 2,86 \text{ M€}$$

De esta manera, el banco presta una cantidad determinada y se asegura de obtener un beneficio una vez cumplida la duración del préstamo.



Por tanto en este caso de financiación la inversión inicial del promotor se reduce a aquellos 7,96 M€, mientras que a los costes de explotación se le debe añadir el interés anual del préstamo. Modificando los costes anuales anteriores se obtienen los que siguen, aplicados al caso de financiación estudiado. Los ingresos, evidentemente, se mantienen iguales (8,66 M€).

Desglose anual durante explotación		
Costes	Impuestos de generación de energía eléctrica	606.425 €
	Gastos de mantenimiento	768.000 €
	Gastos administrativos	250.000 €
	Interés del préstamo	2.863.257 €
	Total	4,49 M€
Ingresos	Venta de energía eléctrica	8,66 M€
	Total	8,66 M€
Flujo de caja		4,18 M€

Tabla 7.6. Flujo de caja anual en Tobed – Financiación con préstamo bancario

Conocido el flujo de caja anual y la inversión inicial realizado, se pueden plasmar los datos gráficamente y obtener el VAN correspondiente a este caso de financiación. El VAN se calcula como en el caso anterior, aplicando una tasa de descuento del 10%.

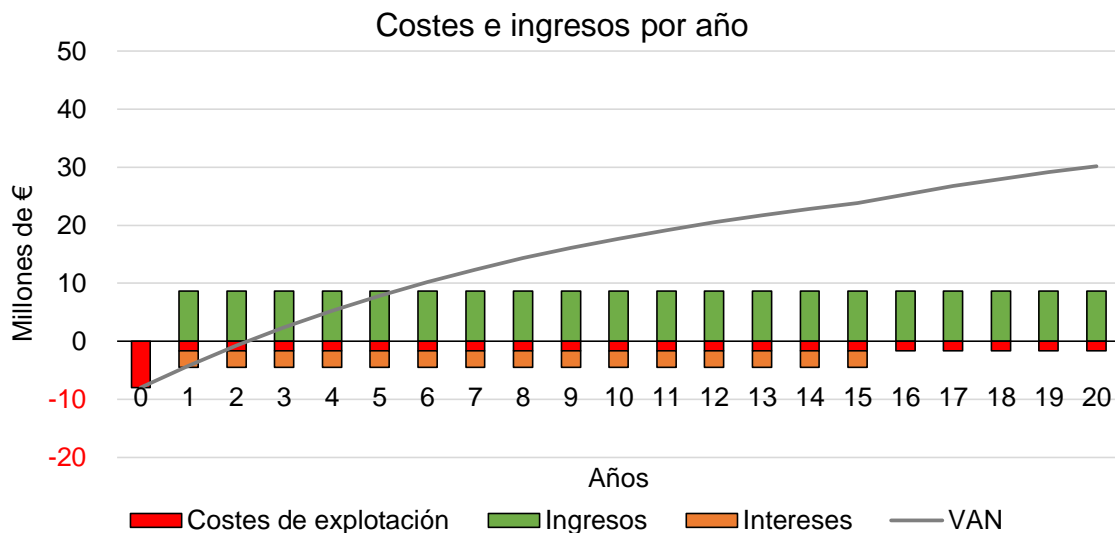


Gráfico 7.2. Costes e ingresos por año y VAN con financiación por préstamo en Tobed

En este caso, la inversión inicial del promotor es mucho menor que en el caso de financiación propia, el 20% del mismo, pero se aumentan los costes anuales debido al



pago obligatorio de intereses. De esta manera se distribuye esa fuerte inversión inicial a lo largo de 15 años con la ayuda del préstamo.

Se observa también que una vez acabado el pago del préstamo la línea del VAN cambia de pendiente debido a que se paga menos anualmente, solamente los costes explotación del parque.

Además, en este caso se empieza a ganar dinero bastante antes que en el caso anterior. En este caso el VAN cruza el eje horizontal entre el año 2 y 3 de la explotación del parque.

De esta manera los cálculos demuestran que el VAN del proyecto tras su vida útil es de 30,19 M€, la TIR es de 53% y el IR es de 3,79. La razón por la cual se disparan estos valores respecto al caso anterior es debida al poco dinero que debe invertir inicialmente el promotor, lo cual significa que el proyecto es más rentable.

7.1.3 Financiación con bonos

En este caso, el 80% del coste de construcción del parque también se financia con fondos ajenos pero, a diferencia del caso anterior, estos fondos provienen de bonos. Estos bonos también tienen una duración de 15 años pero tienen un interés del 2,5%. Se han encontrado en diversos proyectos intereses de 1,5% hasta 3,5%, por lo tanto como término medio estos bonos se calcularán con un interés anual del 2,5%.

De la misma manera que en el caso anterior se procederá a modificar los costes anuales del emplazamiento adaptándolos al caso de financiación. De nuevo la inversión inicial a realizar por el promotor es el 20% del coste total de la construcción, unos 7,96 M€ y los ingresos obtenidos por el parque también se mantienen inalterados (8,66 M€). A continuación se desglosa el flujo de caja anual:

Desglose anual durante explotación		
Costes	Impuestos de generación de energía eléctrica	606.425 €
	Gastos de mantenimiento	768.000 €
	Gastos administrativos	250.000 €
	Interés de los bonos	795.870 €
	Total	2,42 M€
Ingresos	Venta de energía eléctrica	8,66 M€
	Total	8,66 M€
Flujo de caja		6,24 M€

Tabla 7.7. Flujo de caja anual en Tobed – Financiación con bonos



El valor del interés del bono se calcula simplemente como el 2,5% de la cantidad prestada.

$$\text{Interés anual} = 31,83 * 0,025 = 0,795 \text{ M€}$$

No obstante, a diferencia del caso anterior, el año de vencimiento del préstamo además de realizar el pago del interés correspondiente, se realiza el reembolso íntegro de la cantidad prestada. Por tanto el año 15 de explotación del parque se paga la siguiente cantidad de dinero:

$$\text{Pago año 15} = 0,795 + 31,83 = 32,63 \text{ M€}$$

Para expresar estos valores de una manera más comprensible se ofrece a continuación los costes e ingresos del parque, además del VAN correspondiente del proyecto representados gráficamente.

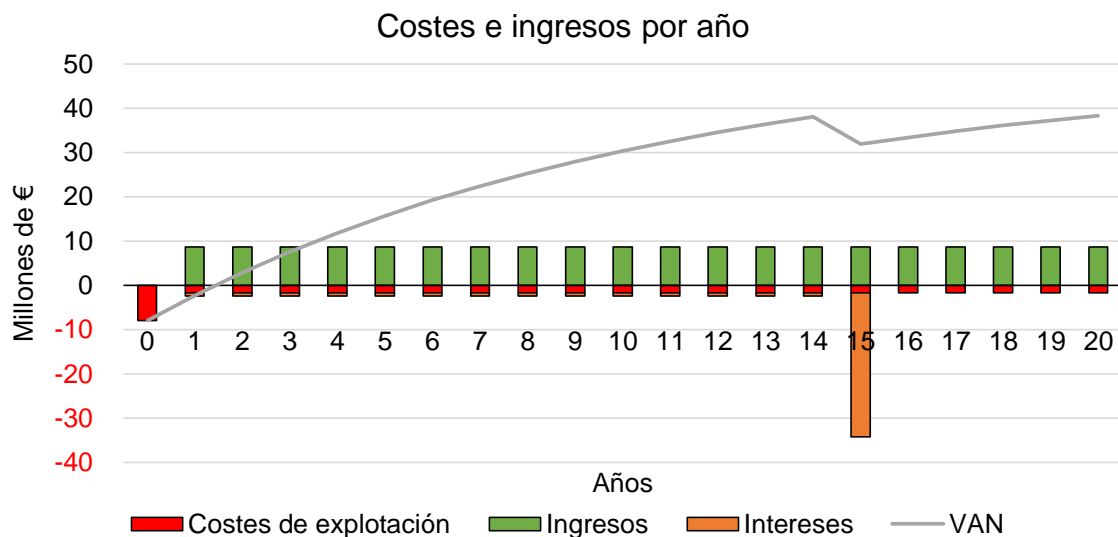


Gráfico 7.3. Costes e ingresos por año y VAN con financiación por bonos en Tobed

En este caso se observa que la inversión empieza a ser rentable a partir del segundo año de explotación del parque. Por otra parte también se puede ver una caída del VAN correspondiente al año 15 de explotación que coincide con el pago extraordinario al finalizar los bonos. No obstante, durante los 5 años posteriores solamente se tienen de costes los correspondientes a la explotación.

Los cálculos demuestran que el VAN tras la vida útil del parque es de 38,29 M€, la TIR es del 78% y el IR es de 4,81.



7.2 Tobarra

El segundo emplazamiento donde se va a realizar el estudio económico es el del término municipal de Tobarra. Para poder llevar a cabo la simulación económica del emplazamiento, en primer lugar es necesario detallar los costes e ingresos esperados.

No se pueden simular los costes e ingresos sin saber qué producción va a generar el emplazamiento. Conociendo la producción de un aerogenerador tipo G132 en el emplazamiento de Tobarra (21,67GWh), la producción teórica del parque se obtendrá multiplicando este valor por el número de aerogeneradores a instalar (8). Por tanto la producción teórica del parque sería de **173.376MWh**.

Se consideran de nuevo los coeficientes de pérdidas de energía por indisponibilidad por mantenimiento, por averías y por el transporte de la energía producida desde el generador hasta la subestación del parque que reducen el valor de la producción teórica, los cuales se han detallado anteriormente.

Multiplicando los coeficientes de pérdidas por la producción teórica se obtiene la producción anual estimada del parque y tiene un valor de **161.515MWh**.

7.2.1 Financiación con fondos propios

Una vez se ha obtenido la producción que se estima que generará el parque se puede pasar a estimar los costes e ingresos esperados de la construcción y explotación del parque y simular los tres casos hipotéticos de financiación.

De nuevo se calculan los ingresos esperados con un precio de venta de la energía eléctrica generada de 55€/MWh. Multiplicando este precio por la producción estimada durante los 20 años de vida útil que tiene el parque eólico se obtienen los ingresos que se detallan a continuación.

Ingresos	
Producción total estimada del parque	3.230,3 GWh
Precio medio de venta de energía eléctrica	55.000 €/GWh
Ingreso total	177,67 M€

Tabla 7.8. Ingresos esperados del emplazamiento de Tobarra



Por otra parte, los costes esperados durante la vida útil del parque que se han considerado son los mismos que en el emplazamiento anterior. Solamente varía el valor del coste debido a impuestos de generación de energía eléctrica. Esto se debe al cambio en el valor de energía eléctrica producida. Por tanto los costes de construcción se estiman que son igual que en el emplazamiento anterior debido a que se instala el mismo modelo de aerogenerador en un emplazamiento similar, varían únicamente los costes de explotación. Con el fin de recordar los costes esperados, estos se representan a continuación.



Costes				
Costes de construcción		Subtotal	Porcentaje sobre costes de construcción	Porcentaje sobre coste total
Compra e instalación de aerogeneradores	700.000 €/MW	28 M€	70,36%	38,57%
Infraestructura eléctrica (Subestación + línea de conexión a la red)	2.500.000 €	2,5 M€	6,28%	3,44%
Obra civil (Cimentaciones + caminos de acceso + drenaje)	3.500.000 €	3,5 M€	8,80%	4,82%
Expropiación de terrenos	850.000 €	0,85 €	2,14%	1,17%
Estudios previos y proyecto	1.000.000 €	1 M€	2,51%	1,38%
Gastos generales (6%)	2.151.000 €	2,15 M€	5,41%	2,96%
Beneficio industrial (5%)	1.792.500 €	1,79 M€	4,50%	2,47%
Total		39,79 M€	100%	54,82%
Costes de explotación		Subtotal	Porcentaje sobre costes de explotación	Porcentaje sobre coste total
Impuesto de generación de energía eléctrica (7% del precio de venta)	3,85 €/MWh	12,44 M€	37,92%	17,13%
Gastos de mantenimiento	19.200 €/MW	15,36 M€	49,83%	21,16%
Gastos administrativos	250.000 €	5 M€	15,25%	6,89%
Total		32,8 M€	100%	45,18%
Suma total de costes		72,59 M€	Cons. + Exp. :	100%

Tabla 7.9. Costes esperados del emplazamiento de Tobarra – Financiación propia



Conocidos los costes e ingresos que se esperan en el emplazamiento, se puede proceder a calcular los resultados de la explotación y la rentabilidad de la inversión.

En este caso es el promotor que financia el 100% del proyecto, sin recibir ningún fondo ajeno. Tendrá que asumir, por tanto, los 39,79 M€ del coste de la construcción y los 32,80 M€ de gastos de explotación, los cuales se dividen entre los 20 años de vida útil del parque. Además, el promotor recibirá cada año los ingresos correspondientes a la venta de energía eléctrica. Para tener una visión más comprensible de la situación se detalla a continuación un flujo de caja anual de gastos de explotación e ingresos.

Desglose anual durante explotación		
Costes	Impuestos de generación de energía eléctrica	621.833 €
	Gastos de mantenimiento	768.000 €
	Gastos administrativos	250.000 €
	Total	1,64 M€
Ingresos	Venta de energía eléctrica	8,88 M€
	Total	8,88 M€
Flujo de caja		7,24 M€

Tabla 7.10. Flujo de caja anual en Tobarra – Financiación propia

En la tabla anterior se observa que se genera cada año un beneficio de 7,24 M€. No obstante, a la hora de considerar la rentabilidad de una inversión, el flujo de caja anual se debe actualizar al año del inicio del proyecto, el año 0. De nuevo se calcula el VAN del emplazamiento con una tasa de descuento del 10%.



A continuación se representa el desglose anual de costes e ingresos y el VAN de manera gráfica para obtener una visión más global del proyecto:

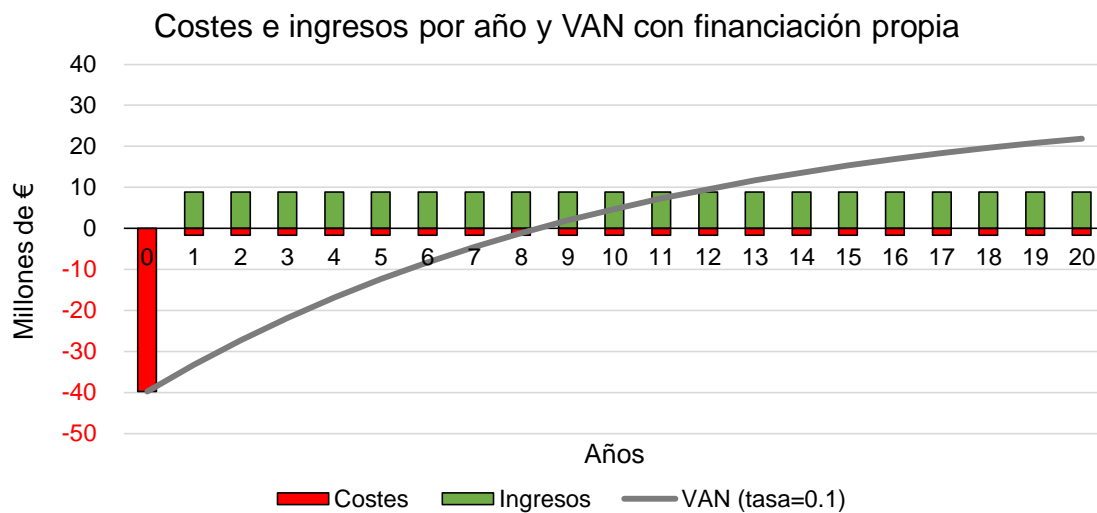


Gráfico 7.4. Costes e ingresos por año y VAN con financiación propia en Tobarra

En el gráfico anterior se observa que los flujos de caja, que han sido calculados como constantes año a año, no aportan el mismo beneficio cada año debido a la actualización de los mismos mediante el VAN. La representación de la línea del VAN demuestra gráficamente cuando empieza a ganar dinero el emplazamiento: cuando cruza el eje horizontal. Este hecho ocurre entre los años 8 y 9 de explotación del parque.

Los cálculos demuestran que el VAN tras la vida útil del proyecto es de 21,87 M€. Como es mayor que 0 el proyecto es rentable.

En cuanto a la TIR, en el caso planteado, los cálculos demuestran que es del 17%. Esto significa que a partir de una tasa de descuento del 17% el proyecto deja de ser rentable.

Finalmente, en el caso planteado, los cálculos demuestran que el IR de la inversión es de 0,55.

7.2.2 Financiación con préstamo bancario

En este caso, el promotor financia únicamente el 20% de la construcción del parque, proviniendo el 80% restante de un préstamo bancario con interés anual del 4%. De esta manera, de los 39,79 M€ que cuesta la construcción, el promotor pagará con fondos propios solamente el 20%, es decir, unos 7,96 M€. Los 31,83 M€ restantes provienen del préstamo y están gravados con un interés del 4% anual, unos 2,86 M€ al año.



Por tanto en este caso de financiación la inversión inicial del promotor se reduce a aquellos 7,96 M€, mientras que a los costes de explotación se le debe añadir el interés anual del préstamo. Modificando los costes anuales anteriores se obtienen los que siguen, aplicados al caso de financiación estudiado. Los ingresos, evidentemente, se mantienen iguales.

Desglose anual durante explotación		
Costes	Impuestos de generación de energía eléctrica	621.833 €
	Gastos de mantenimiento	768.000 €
	Gastos administrativos	250.000 €
	Interés del préstamo	2.863.257 €
	Total	4,50 M€
Ingresos	Venta de energía eléctrica	8,88 M€
	Total	8,88 M€
Flujo de caja		4,38 M€

Tabla 7.11. Flujo de caja anual en Tobarra – Financiación con préstamo bancario

Conocido el flujo de caja anual y la inversión inicial realizado, se pueden plasmar los datos gráficamente y obtener el VAN correspondiente a este caso de financiación. El van se calcula como en el caso anterior, aplicando una tasa de descuento del 10%.

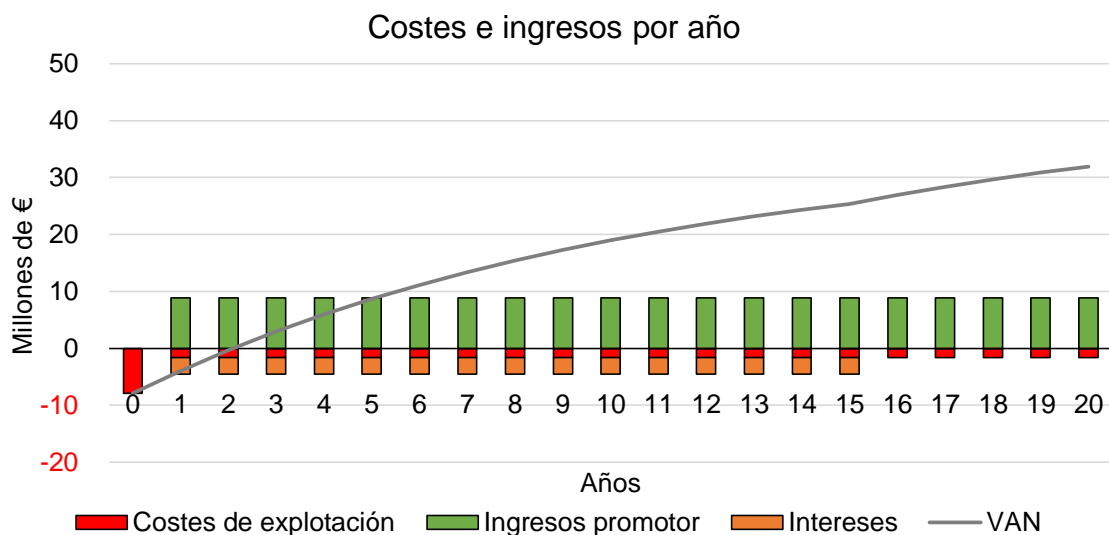


Gráfico 7.5. Costes e ingresos por año y VAN con financiación por préstamo en Tobarra

En este caso, la inversión inicial del promotor es mucho menor que en el caso de financiación propia, el 20% del mismo, pero se aumentan los costes anuales debido al



pago obligatorio de intereses. De esta manera se distribuye esa fuerte inversión inicial a lo largo de 15 años con la ayuda del préstamo.

Se observa también que una vez acabado el pago del préstamo la línea del VAN cambia de pendiente debido a que se paga menos anualmente, solamente los costes explotación del parque.

Además, en este caso se empieza a ganar dinero bastante antes que en el caso anterior. En este caso el VAN cruza el eje horizontal al año 2 de la explotación del parque.

De esta manera los cálculos demuestran que el VAN del proyecto tras su vida útil es de 31,93 M€, la TIR es de 55% y el IR es de 4,01. La razón por la cual se disparan estos valores respecto al caso anterior es debida al poco dinero que debe invertir inicialmente el promotor, lo cual significa que el proyecto es más rentable.

7.2.3 Financiación con bonos

En este caso, el 80% del coste de construcción del parque también se financia con fondos ajenos pero, a diferencia del caso anterior, estos fondos provienen de bonos. Estos bonos también tienen una duración de 15 años pero tienen un interés del 2,5%. Se han encontrado en diversos proyectos intereses de 1,5% hasta 3,5%, por lo tanto como término medio estos bonos se calcularán con un interés anual del 2,5%.

De la misma manera que en el caso anterior se procederá a modificar los costes anuales del emplazamiento adaptándolos al caso de financiación. De nuevo la inversión inicial a realizar por el promotor es el 20% del coste total de la construcción, unos 7,96 M€ y los ingresos obtenidos por el parque también se mantienen inalterados. A continuación se desglosa el flujo de caja anual:

Desglose anual durante explotación		
Costes	Impuestos de generación de energía eléctrica	621.833 €
	Gastos de mantenimiento	768.000 €
	Gastos administrativos	250.000 €
	Interés de los bonos	795.870 €
	Total	2,44 M€
Ingresos	Venta de energía eléctrica	8,88 M€
	Total	8,88 M€
Flujo de caja		6,44 M€

Tabla 7.12. Flujo de caja anual en Tobarra – Financiación con bonos



Para expresar estos valores de una manera más comprensible se ofrece a continuación los costes e ingresos del parque, además del VAN correspondiente del proyecto representados gráficamente.

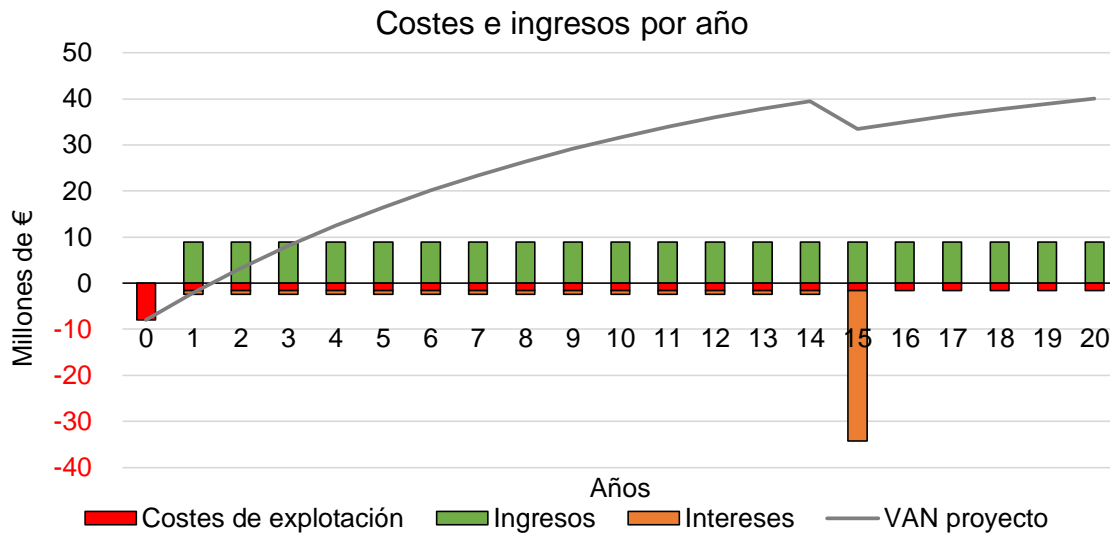


Gráfico 7.6. Costes e ingresos por año y VAN con financiación por bonos en Tobarra

En este caso se observa que la inversión empieza a ser rentable a partir del segundo año de explotación del parque. Por otra parte también se puede ver una caída del VAN correspondiente al año 15 de explotación que coincide con el pago extraordinario al finalizar los bonos. No obstante, durante los 5 años posteriores solamente se tienen de costes los correspondientes a la explotación.

Los cálculos demuestran que el VAN tras la vida útil del parque es de 40,03 M€, la TIR es del 81% y el IR es de 5,03.



7.3 Calera de León

El último emplazamiento donde se va a realizar el estudio económico es el del municipio extremeño de Calera de León. Para poder llevar a cabo la simulación económica del emplazamiento, en primer lugar es necesario detallar los costes e ingresos esperados.

No se pueden simular los costes e ingresos sin saber qué producción va a generar el emplazamiento. Conociendo la producción de un aerogenerador tipo G132 en el emplazamiento de Calera de León (23,86GWh), la producción teórica del parque se obtendrá multiplicando este valor por el número de aerogeneradores a instalar (8). Por tanto la producción teórica del parque sería de **190.856MWh**.

Se consideran de nuevo los coeficientes de pérdidas de energía por indisponibilidad por mantenimiento, por averías y por el transporte de la energía producida desde el generador hasta la subestación del parque que reducen el valor de la producción teórica, los cuales se han detallado anteriormente. Multiplicando los coeficientes de pérdidas por la producción teórica se obtiene la producción anual estimada del parque y tiene un valor de **177.799MWh**.

7.3.1 Financiación con fondos propios

Una vez se ha obtenido la producción que se estima que generará el parque se puede pasar a estimar los costes e ingresos esperados de la construcción y explotación del parque.

De nuevo se calculan los ingresos esperados con un precio de venta de la energía eléctrica generada de 55€/MWh. Multiplicando este precio por la producción estimada durante los 20 años de vida útil que tiene el parque eólico se obtienen los ingresos que se detallan a continuación.

Ingresos	
Producción total estimada del parque	3.556 GWh
Precio medio de venta de energía eléctrica	55.000 €/GWh
Ingreso total	195,58 M€

Tabla 7.13. Ingresos esperados del emplazamiento de Calera de León

De nuevo se vuelven a ofrecer los costes esperados modificados a modo de recordatorio:



Costes				
Costes de construcción		Subtotal	Porcentaje sobre costes de construcción	Porcentaje sobre coste total
Compra e instalación de aerogeneradores	700.000 €/MW	28 M€	70,36%	37,92%
Infraestructura eléctrica (Subestación + línea de conexión a la red)	2.500.000 €	2,5 M€	6,28%	3,39%
Obra civil (Cimentaciones + caminos de acceso + drenaje)	3.500.000 €	3,5 M€	8,80%	4,74%
Expropiación de terrenos	850.000 €	0,85 €	2,14%	1,15%
Estudios previos y proyecto	1.000.000 €	1 M€	2,51%	1,35%
Gastos generales (6%)	2.151.000 €	2,15 M€	5,41%	2,91%
Beneficio industrial (5%)	1.792.500 €	1,79 M€	4,50%	2,43%
Total		39,79 M€	100%	53,89%
Costes de explotación		Subtotal	Porcentaje sobre costes de explotación	Porcentaje sobre coste total
Impuesto de generación de energía eléctrica (7% del precio de venta)	3,85 €/MWh	13,69 M€	40,21%	18,54%
Gastos de mantenimiento	19.200 €/MW	15,36 M€	45,11%	20,80%
Gastos administrativos	250.000 €	5 M€	14,68%	6,77%
Total		34,05 M€	100%	46,11%
Suma total de costes		73,84 M€	Cons. + Exp. :	100%

Tabla 7.14. Costes esperados en el emplazamiento de Calera de León – Financiación propia



Conocidos los costes e ingresos que se esperan en el emplazamiento, se puede proceder al cálculo de los resultados de la explotación y la rentabilidad de la inversión para los tres casos hipotéticos de financiación propuestos.

En este caso es el promotor que financia el 100% del proyecto, sin recibir ningún fondo ajeno. Tendrá que asumir, por tanto, los 39,79 M€ del coste de la construcción y los 34,05 M€ de gastos de explotación, los cuales se dividen entre los 20 años de vida útil del parque. Además, el promotor recibirá cada año los ingresos correspondientes a la venta de energía eléctrica. Para tener una visión más comprensible de la situación se detalla a continuación un flujo de caja anual de gastos de explotación e ingresos.

Desglose anual durante explotación		
Costes	Impuestos de generación de energía eléctrica	684.527 €
	Gastos de mantenimiento	768.000 €
	Gastos administrativos	250.000 €
	Total	1,70 M€
Ingresos	Venta de energía eléctrica	9,78 M€
	Total	9,78 M€
Flujo de caja		8,08 M€

Tabla 7.15. Flujo de caja anual en Calera de León – Financiación propia

En la tabla anterior se observa que se genera cada año un beneficio de 8,08 M€. No obstante, a la hora de considerar la rentabilidad de una inversión, el flujo de caja anual se debe actualizar al año del inicio del proyecto, el año 0. De nuevo se calcula el VAN del emplazamiento con una tasa de descuento del 10%.



A continuación se representa el desglose anual de costes e ingresos y el VAN de manera gráfica para obtener una visión más global del proyecto:

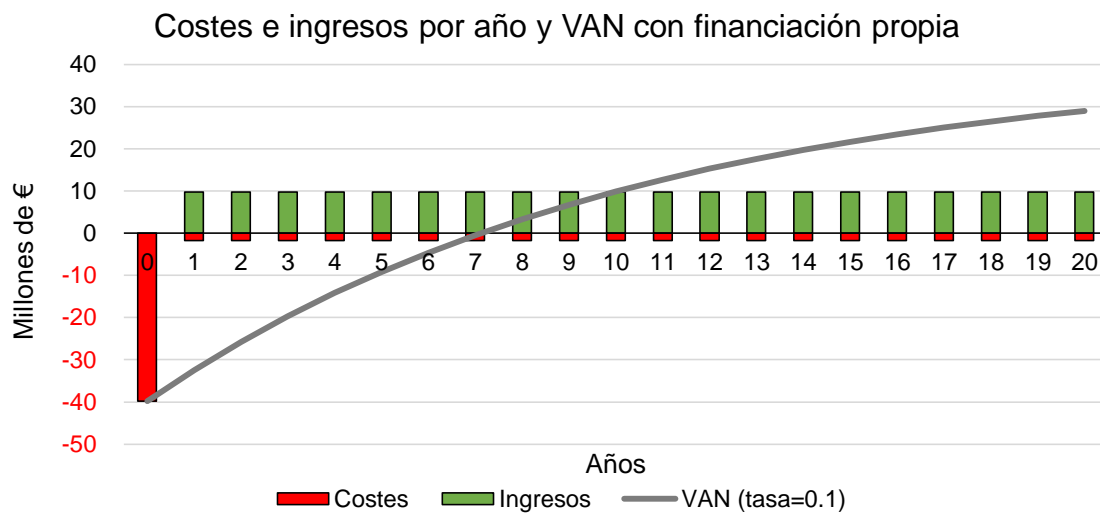


Gráfico 7.7. Costes e ingresos por año y VAN con financiación propia en Calera de León

En el gráfico anterior se observa que los flujos de caja, que han sido calculados como constantes año a año, no aportan el mismo beneficio cada año debido a la actualización de los mismos mediante el VAN. La representación de la línea del VAN demuestra gráficamente cuando empieza a ganar dinero el emplazamiento: cuando cruza el eje horizontal. Este hecho ocurre sobre el año 7 de explotación del parque.

Los cálculos demuestran que el VAN tras la vida útil del proyecto es de 28,97 M€. Como es mayor que 0 el proyecto es rentable.

En cuanto a la TIR, en el caso planteado, los cálculos demuestran que es del 20%. Esto significa que a partir de una tasa de descuento del 20% el proyecto deja de ser rentable.

Finalmente, en el caso planteado, los cálculos demuestran que el IR de la inversión es de 0,73.

7.3.2 Financiación con préstamo bancario

En este caso, el promotor financia únicamente el 20% de la construcción del parque, proviniendo el 80% restante de un préstamo bancario con interés anual del 4%. De esta manera, de los 39,79 M€ que cuesta la construcción, el promotor pagará con fondos propios solamente el 20%, es decir, unos 7,96 M€. Los 31,83 M€ restantes provienen del préstamo y están gravados con un interés del 4% anual, unos 2,86 M€ al año.



Por tanto en este caso de financiación la inversión inicial del promotor se reduce a aquellos 7,96 M€, mientras que a los costes de explotación se le debe añadir el interés anual del préstamo. Modificando los costes anuales anteriores se obtienen los que siguen, aplicados al caso de financiación estudiado. Los ingresos, evidentemente, se mantienen iguales.

Desglose anual durante explotación		
Costes	Impuestos de generación de energía eléctrica	684.527 €
	Gastos de mantenimiento	768.000 €
	Gastos administrativos	250.000 €
	Interés del préstamo	2.863.257 €
	Total	4,57 M€
Ingresos	Venta de energía eléctrica	9,78 M€
	Total	9,78 M€
Flujo de caja		5,21 M€

Tabla 7.16. Flujo de caja anual en Calera de León – Financiación con préstamo bancario

Conocido el flujo de caja anual y la inversión inicial realizado, se pueden plasmar los datos gráficamente y obtener el VAN correspondiente a este caso de financiación. El van se calcula como en el caso anterior, aplicando una tasa de descuento del 10%.

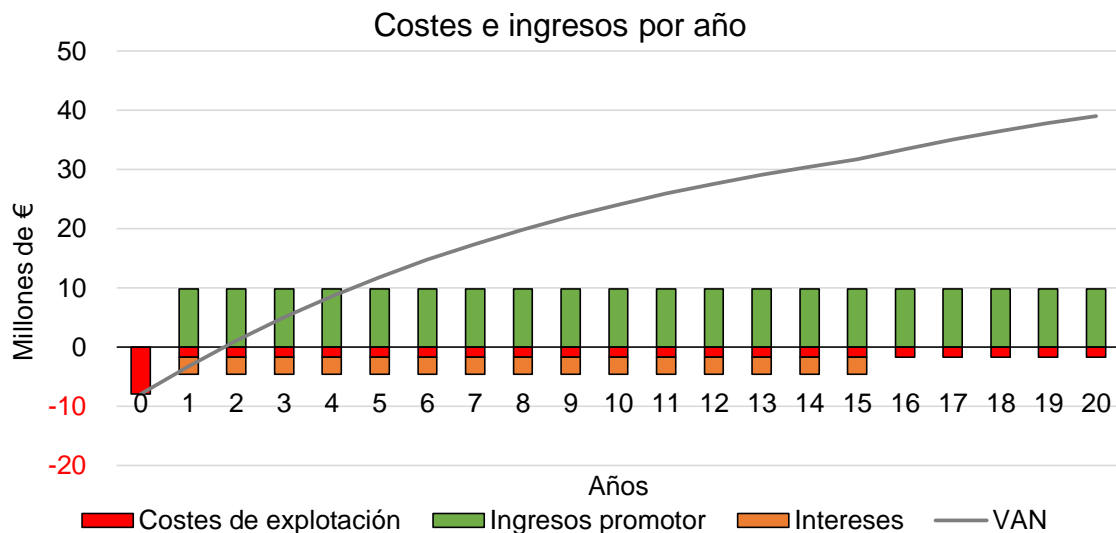


Gráfico 7.8. Costes e ingresos por año y VAN con financiación por préstamo en Calera de León

En este caso, la inversión inicial del promotor es mucho menor que en el caso de financiación propia, el 20% del mismo, pero se aumentan los costes anuales debido al



pago obligatorio de intereses. De esta manera se distribuye esa fuerte inversión inicial a lo largo de 15 años con la ayuda del préstamo.

Se observa también que una vez acabado el pago del préstamo la línea del VAN cambia de pendiente debido a que se paga menos anualmente, solamente los costes explotación del parque.

Además, en este caso se empieza a ganar dinero bastante antes que en el caso anterior. En este caso el VAN cruza el eje horizontal al año 2 de la explotación del parque.

De esta manera los cálculos demuestran que el VAN del proyecto tras su vida útil es de 39,02 M€, la TIR es de 66% y el IR es de 4,90. La razón por la cual se disparan estos valores respecto al caso anterior es debida al poco dinero que debe invertir inicialmente el promotor, lo cual significa que el proyecto es más rentable.

7.3.3 Financiación con bonos

En este caso, el 80% del coste de construcción del parque también se financia con fondos ajenos pero, a diferencia del caso anterior, estos fondos provienen de bonos. Estos bonos también tienen una duración de 15 años pero tienen un interés del 2,5%. Se han encontrado en diversos proyectos intereses de 1,5% hasta 3,5%, por lo tanto como término medio estos bonos se calcularán con un interés anual del 2,5%.

De la misma manera que en el caso anterior se procederá a modificar los costes anuales del emplazamiento adaptándolos al caso de financiación. De nuevo la inversión inicial a realizar por el promotor es el 20% del coste total de la construcción, unos 7,96 M€ y los ingresos obtenidos por el parque también se mantienen inalterados. A continuación se desglosa el flujo de caja anual:

Desglose anual durante explotación		
Costes	Impuestos de generación de energía eléctrica	684.527 €
	Gastos de mantenimiento	768.000 €
	Gastos administrativos	250.000 €
	Interés de los bonos	795.870 €
	Total	2,50 M€
Ingresos	Venta de energía eléctrica	9,78 M€
	Total	9,78 M€
Flujo de caja		7,28 M€

Tabla 7.17. Flujo de caja anual en Calera de León – Financiación con bonos



Para expresar estos valores de una manera más comprensible se ofrece a continuación los costes e ingresos del parque, además del VAN correspondiente del proyecto representados gráficamente.

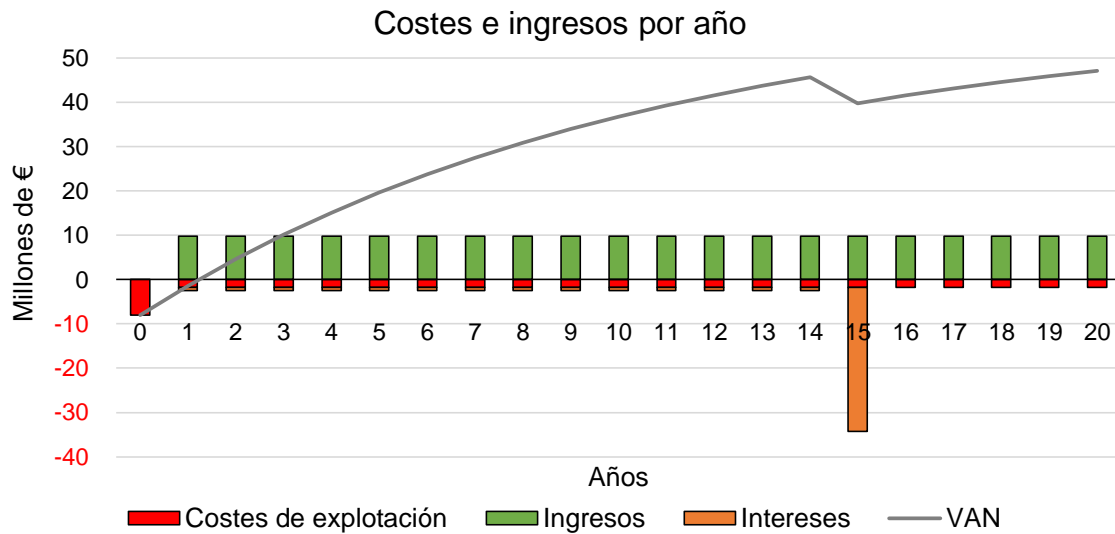


Gráfico 7.9. Costes e ingresos por año y VAN con financiación por bonos en Calera de León

En este caso se observa que la inversión empieza a ser rentable a partir del segundo año de explotación del parque. Por otra parte también se puede ver una caída del VAN correspondiente al año 15 de explotación que coincide con el pago extraordinario al finalizar los bonos. No obstante, durante los 5 años posteriores solamente se tienen de costes los correspondientes a la explotación.

Los cálculos demuestran que el VAN tras la vida útil del parque es de 47,13 M€, la TIR es del 91% y el IR es de 5,92.



7.4 Resumen

A modo de resumen se ofrecen todos los resultados del estudio económico plasmados en una tabla para obtener una visión global del estudio y facilitar la elección del emplazamiento y método de financiación más rentables.

	Financiación propia			Financiación con préstamo			Financiación con bonos		
	VAN	TIR	IR	VAN	TIR	IR	VAN	TIR	IR
Tobed	20,13 M€	17%	0,51	30,19 M€	53%	3,79	38,29 M€	78%	4,81
Tobarra	21,87 M€	17%	0,55	31,93 M€	55%	4,01	40,03 M€	81%	5,03
Calera de León	28,97 M€	20%	0,73	39,02 M€	66%	4,90	47,13 M€	91%	5,92

Tabla 7.18. Resumen de indicadores económicos

A la vista de la tabla anterior se observa que los emplazamientos de Tobed y Tobarra tienen una rentabilidad económica parecida para todos los casos de financiación propuestos. No obstante, el emplazamiento de Calera de León una rentabilidad considerablemente mayor que los demás en los tres casos, llegando a tener 10 puntos más de TIR que el emplazamiento de Tobarra con financiación mediante bonos.

Observando los resultados obtenidos del estudio económico exhaustivo realizado, se puede decir con seguridad que el emplazamiento más rentable, y por tanto el que se propone para ser proyectado, es el de Calera de León. Asimismo, el método de financiación más interesante desde el punto de vista económico es el de financiación con bonos. Por tanto, una vez concluido el estudio económico, se puede proceder a detallar las características finales del parque a proyectar:

Características del parque eólico a proyectar	
Localización	Calera de León (Badajoz)
Aerogeneradores	8 tipo "Gamesa G132 5MW"
Potencia del parque	40 MW
Inversión necesaria	39,79 M€
Financiación	80% de financiación externa con bonos al 2,5% de interés
Vida útil	20 años
VAN tras vida útil	47,13 M€

Tabla 7.19. Resumen de características del parque eólico a proyectar



Conocidas las características del parque a proyectar, el paso final de su diseño consiste en distribuir en el terreno los aerogeneradores de manera óptima, de manera que se aproveche al máximo el recurso eólico disponible en cada momento y se produzcan pérdidas nulas por interferencia entre ellos.

Para conseguir tal fin se procurará colocar dos filas de cuatro aerogeneradores de manera que exista una distancia de 4 diámetros de rotor entre máquinas de la misma fila y una distancia de 7 diámetros de rotor entre las dos filas, estando orientadas las filas perpendicularmente al viento dominante de la zona (NNW).

A continuación se representa un croquis de la distribución en planta de los aerogeneradores:

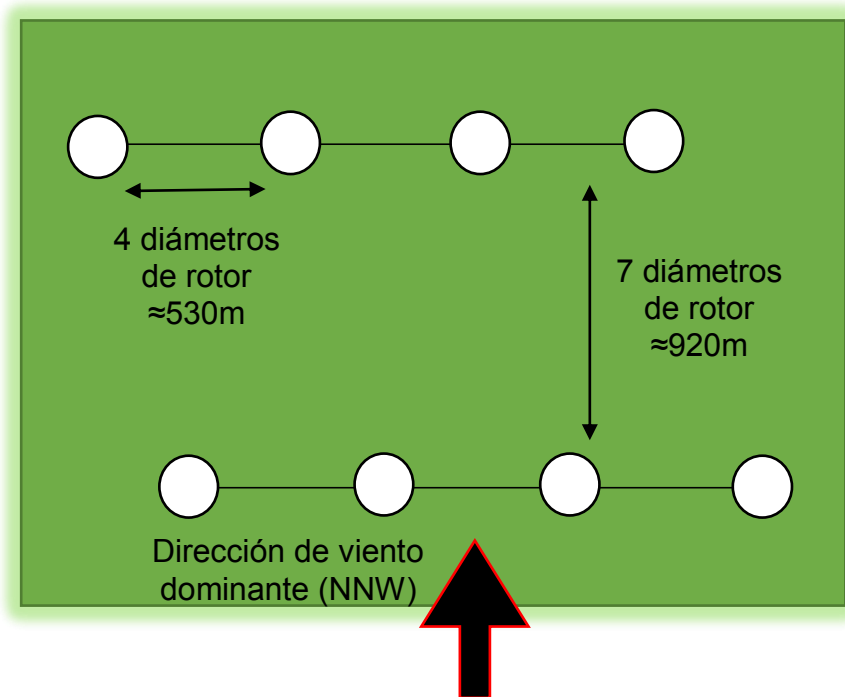


Figura 7.1. Distribución en planta de los aerogeneradores

Finaliza aquí, pues, el apartado correspondiente a la elección de un emplazamiento. A continuación se realizará un plan de obra que detalle el proceso constructivo del parque eólico elegido en Calera de León, Badajoz.



8. PLAN DE OBRA

Como último apartado de este trabajo se ha realizado un plan de obra para planificar la construcción del parque eólico en Calera de León.

Con este fin, se detalla a lo largo de esta apartado la programación de la construcción del parque eólico y la subestación del mismo.

En primer lugar, se describirán las tareas que se consideran convenientes a realizar durante el proceso de construcción, tanto del parque eólico como de la subestación y se estimará su duración. En el anejo fotográfico se podrán encontrar fotografías que representan las tareas más importantes de la construcción del parque eólico.

En segundo lugar se estimará el plazo de la obra haciendo uso de las duraciones de las tareas de la primera parte. Además en el anejo del plan de obra se resumirán de manera gráfica todas estas tareas plasmándolas en un diagrama de Gantt que ofrece una lectura fácil de la duración de cada una y del plazo total de la obra.

8.1 Definición de tareas

A continuación se detallarán todas las tareas a tener en cuenta a la hora de construir un parque eólico y su respectiva subestación. Se consideran las dos tipologías de obra anteriores como obras distintas, realizando la segunda meses después del inicio de la primera. Se planifica de esta manera con el fin de no tener todas las instalaciones eléctricas de la subestación en espera durante mucho tiempo antes de la puesta en marcha del parque eólico.



Por otra parte, la duración de cada tarea se ha estimado haciendo uso de otros proyectos similares. Para realizar la planificación, se han considerado días laborales de lunes a viernes, siendo sábado y domingo festivos. Asimismo, como primera aproximación se trabajará desde las 9:00h hasta las 19:00h.

8.1.1 Replanteo del parque eólico

Esta tarea es la que marca el inicio de cualquier obra de construcción. Consiste en delimitar en el terreno de manera precisa la situación de cada elemento a construir. En este caso se replantean las 8 cimentaciones para los aerogeneradores, las líneas que los conectan a la subestación, y los viales de acceso. Es una tarea crítica en la ejecución de la obra debido a que si no se realiza no manera adecuada o el resultado no refleja exactamente el que se ha detallado en el proyecto se paraliza la obra para resolver las incoherencias.

Para la planificación, se ha estimado que la duración de esta tarea sea de 14 días laborales, por ser una tarea de alta importancia.

8.1.2 Movimiento de tierras

El movimiento de tierras es una de las primeras tareas realizadas en prácticamente cualquier obra civil. Consiste en eliminar una determinada cantidad de tierras de una zona donde no se requieren y añadir otra cantidad donde había una falta de las mismas. Las tierras que sobran serán extraídas de la obra y transportadas a un vertedero cercano. Esta tarea engloba el movimiento de tierras de distintas zonas de la obra.

En primer lugar se realiza el desbroce de los caminos de acceso, plataformas y zonas de cimentación. Los caminos tendrán un ancho de 3m, suficiente para la circulación de tráfico de obra en un sentido y unirá la obra con el camino construido más cercano. El camino principal será de tipo circular, rondando por todas las zonas donde se va a instalar un aerogenerador. De esta manera puede ser de sentido único y abastecer a toda la obra. Esta subtarea tendrá una duración de 40 días laborales, empezando el día que se finaliza el replanteo de la obra.

En segundo lugar se confeccionarán básicamente los viales de manera que resulten transitables, dando acceso al tráfico de obra a todos los puntos de la obra. Esta subtarea tendrá una duración de 91 días laborales, empezando unos días después del inicio del desbroce.

En tercer lugar se realizarán las plataformas necesarias para las grandes grúas que montan los aerogeneradores. Debido al peso que deben levantar, además de su propio peso, se debe adecuar el terreno donde se apoyan para que este sea estable y se



mantenga inalterado durante las tareas de izado. Esta subtarea tendrá una duración de 110 días laborales e incluye todas las actividades de mejora de suelos.

A continuación se ejecutan todas las actividades relacionadas con el movimiento de tierras de las cimentaciones de los aerogeneradores. Debido a que el parque se encuentra en una zona de gran altitud, se puede considerar que la zona montañosa presentará material de carácter rocoso y, por tanto, habrá que realizar voladuras para preparar la zona de la cimentación. Las voladuras requieren un permiso especial para llevarse a cabo, y esta subtarea es de vital importancia debido a que si no se obtienen permisos no se puede realizar la voladura. Esta subtarea tendrá una duración estimada de 80 días laborales.

La próxima tarea a realizar una vez obtenido el permiso de voladura es ejecutar la excavación de las zonas destinadas a las cimentaciones. Esto incluye tanto la realización de las voladuras como la retirada del material volado. La duración de esta tarea será de 20 días laborales y empezará tras la obtención del permiso correspondiente.

La última subtarea relacionada con el movimiento de tierras de la cimentación es el relleno posterior de la cimentación una vez ejecutada. Es decir, se cubre de tierras la gran mayoría de la cimentación dejando a la vista una pequeña plataforma sobre la que se colocarán los segmentos de la torre. Esta subtarea tendrá una duración aproximada de 35 días.

El último grupo de subtareas relacionado con el movimiento de tierras es el que consiste en abrir zanjas paralelamente a las viales dentro de las cuales irán colocadas todas las canalizaciones para el cableado eléctrico. La tierra excavada se guardará al lado de la zanja y servirá para llenar esta una vez se haya colocado el cableado. Esta subtarea tendrá una duración de 31 días laborales e incluye todas las actividades relacionadas con la excavación de las zanjas como la preparación del fondo de la excavación para soportar los cables, los cuales se instalarán posteriormente.

8.1.3 Cimentaciones

La próxima tarea a realizar es la ejecución de las 8 cimentaciones de los aerogeneradores. Una vez excavada el área necesaria se procede a la realización de una serie de actividades que en su conjunto dan como resultado las cimentaciones de los aerogeneradores. Como el parque que se ha dimensionado es de tamaño pequeño, se adquiere la mínima maquinaria necesaria para realizar las cimentaciones de una en una.



En primer lugar se vierte un hormigón de limpieza que además de servir de barrera entre el terreno natural y la construcción humana ofrece una superficie equilibrada y plana sobre la cual colocar el ferrallado, el esqueleto de la estructura. Esta subtarea tendrá una duración de 21 días laborales, considerando que hay 8 cimentaciones a las que atender. Dará comienzo tras la finalización de la retirada del material de excavación de las cimentaciones.

En segundo lugar se colocará la ferralla, esto consiste en montar las gavias metálicas que conforman el esqueleto de la cimentación y colocarlas en el fondo de la misma. Esta subtarea tendrá una duración de 21 días laborales y podrá empezar tras completarse el vertido del hormigón de limpieza en una de las cimentaciones.

En tercer lugar se colocarán los carretes de la cimentación. El carrete es la primera pieza de la torre y se coloca sobre el ferrallado. Posteriormente se queda embebido en el hormigón, quedando expuesta únicamente la parte superior del mismo sobre la cual se colocarán los demás segmentos de la torre. Esta subtarea también tendrá una duración de 21 días laborales e incluye tanto el suministro de las piezas como el izado y fijación de las mismas. Podrá dar comienzo una vez se haya colocado todo el ferrallado en una de las cimentaciones.

La penúltima subtarea relacionada con la construcción de las cimentaciones es el vertido del hormigón. Se ha elegido para las cimentaciones un HA-30, el cual se bombeará por manguera desde un camión hormigonera, facilitando así su vertido. Esta subtarea incluye el vertido, el vibrado y el curado del hormigón y tendrá una duración de 21 días laborales empezando cuando se haya colocado y fijado el primer carrete.

Por último, se realizará la ejecución de la juntas en la cimentación. Esta subtarea es clave para evitar que se fragmente el hormigón de manera aleatoria alrededor del carrete. Estas juntas se rellenarán con un material elástico que se adapta a la disminución del tamaño del hormigón durante el proceso de curado. Esta subtarea tendrá una duración de 30 días laborales y empezará antes del vertido del hormigón para así poder preparar la zona de la junta anteriormente.

8.1.4 Accesos y viales

En cuanto a las obras necesarias para adecuar los caminos construidos, se debe realizar una serie de tareas como son la construcción de cunetas, la extensión de suelo seleccionado y la ejecución de drenajes y pasos salvacunetas.



En primer lugar, se construyen las cunetas paralelas a los viales que faciliten la evacuación del agua de lluvia de los mismos. Esta subtarea tendrá una duración de 91 días laborales y dará comienzo tras la ejecución del desbroce de los viales.

En segundo lugar, se suministrará y se extenderá suelo seleccionado para mejorar las cualidades de los viales y crear una superficie más igualada y plana. Facilitará esta capa la circulación de maquinaria pesada de montaje de las torres. Esta subtarea tendrá una duración de 60 días laborales y comenzará tras la construcción de los viales.

Por último se ejecutarán otras obras de drenaje de los accesos y viales y se crearán pasos salvacunetas en aquellas zonas que se necesite salir del camino principal. Esta subtarea tendrá una duración de 60 días laborales también y empezará junto con la subtarea anterior.

8.1.5 Cableado exterior

Esta tarea consiste en la realización de todas aquellas actividades relacionadas con el suministro y tendido del cableado que une las bases de las torres con la subestación del parque y esta con la línea de alta tensión más cercana. El primero es subterráneo y se colocará dentro de las zanjas excavadas previamente paralelas a los viales y el segundo será aéreo sujeto por torres metálicas.

En primer lugar se suministrará y se tenderá todo el cableado eléctrico que une las bases de las torres. Esta subtarea tendrá una duración de 20 días laborales y empezará cuando se hayan abierto todas las zanjas dentro de las cuales irá tendido el cable.

En segundo lugar se suministrará y se tenderá el cableado de fibra óptica entre las torres que sirve para facilitar el envío comandos a los aerogeneradores y el control su funcionamiento. Tras su colocación se rellenarán las zanjas con el material excavado. Esta subtarea tendrá una duración de 20 días laborales también y dará comienzo unos días después de que se empieza a colocar el cableado eléctrico.

Finalmente se realizará el empalme del cableado eléctrico que une las torres con la subestación del parque y se colocará el cableado que une la subestación con la línea de alta tensión más cercana. Esta subtarea tendrá una duración de 20 días laborales también y empezará cuando se haya tendido todo el cableado eléctrico que une las bases de las torres.

8.1.6 Tomas de tierra

La próxima tarea a realizar es conectar con tierra todas las instalaciones eléctricas del parque eólico. Esto consiste en el suministro y colocación de unas barras de cobre de 50mm de diámetro que protejan las instalaciones contra rayos y cortocircuitos. Esta



tarea tendrá una duración de 20 días laborales y empezará junto con el tendido del cableado eléctrico.

8.1.7 Montaje de aerogeneradores

A continuación se realiza el que posiblemente sea la tarea más complicada de todas las que conforman la construcción del parque eólico: el montaje de las torres y la colocación de los aerogeneradores. En esta tarea se emplea una grúa de alto tonelaje asistida por una grúa de menor capacidad que ayuda a poner verticales los segmentos de la torre que se suministran en posición horizontal. Las grúas se colocan sobre las plataformas habilitadas anteriormente que están diseñadas para resistir el peso de las máquinas más su carga.

Un aerogenerador completo puede montarse en 1-2 días, tanto la torre entera como la góndola. El problema en el montaje es que no puede montarse todos los días. Por temas de seguridad, la grúa no puede trabajar si la velocidad del viento es superior a 11-12 m/s por lo que hay muchos días que están parados, teniendo en cuenta que el parque se ha construido precisamente en un lugar donde suele hacer viento.

Otro factor importante a considerar es que la grúa principal hay que desmontarla, al menos parcialmente, para trasladarla a la siguiente posición ya que no suelen desplazarse con la pluma montada. Algunas pueden desplazarse pero con pendientes de terreno muy bajas y considerando que el parque está en una zona montañosa se tendría que desmontar. La operación de desmontaje, traslado y montaje puede durar dos días, o incluso más.

Un plan de montaje realista consideraría el montaje de entre 1,5-2 aerogeneradores por semana. En este caso, debido al pequeño tamaño del parque, solo se emplea un equipo de grúas. Posteriormente al montaje se trabaja dentro de las torres en temas de cableado, montaje del ascensor, escalera y equipamiento de seguridad. De esta manera, la duración de la tarea para el montaje completo de los 8 aerogeneradores se estima de 50 días laborales, incluyendo todos los trabajos posteriores que los dejan a punto para empezar a probar su correcto funcionamiento.

8.1.8 Puesta en marcha

Esta tarea consiste en realizar las pruebas de funcionamiento de las instalaciones eléctricas construidas. Durante todo el proceso de construcción hasta el final de la instalación de los aerogeneradores el promotor mantiene contacto con el fabricante de los aerogeneradores, en este caso Gamesa, para informarles en todo momento del estado de la obra y para acordar la manera de transportar los segmentos de las torres, las palas y los aerogeneradores puesto que la carga a transportar es muy grande y se



deben diseñar los accesos y viales de la obra pensando en facilitar las maniobras de los vehículos que llevarán tales cargas.

Además, se deben probar y preparar para poner en funcionamiento todas las instalaciones eléctricas del parque. Esto consiste en comprobar el correcto funcionamiento de todo el cableado, tanto eléctrico como de fibra óptica, de los aerogeneradores, y la medición de tensiones y resistencias de toda la red instalada. Estas subtareas tendrán una duración de 10 días laborales cada una y empezarán después de acabar la instalación del elemento correspondiente.

8.1.9 Construcción de una torre meteorológica

Al final de la obra se realiza esta tarea que consiste en construir una torre meteorológica que recoge información sobre la situación del oraje en la zona donde se encuentran los aerogeneradores. Esta información puede ser útil para ser comparada con las estimaciones previas realizadas durante el dimensionado del emplazamiento y calcular la producción real esperada del parque. Además, esta información puede servir, además de aquella recogida por los anemómetros de los aerogeneradores, para detectar altas velocidades de viento y ordenar la inmovilización de los rotores. Se estima que la torre se construirá en 15 días laborales e incluye actividades como la preparación del apoyo de la torre y el anclado de los cables de tensión que la sujetan verticalmente.

8.1.10 Replanteo de la subestación

Como se ha comentado anteriormente la construcción de la subestación del parque se considera como un grupo de tareas a realizar dentro del bloque que es la construcción del parque. Se empieza a construir esta infraestructura aproximadamente a la mitad de la obra del parque eólico para así no tener los elementos eléctricos instalados durante mucho tiempo antes de su puesta en servicio.

Al igual que para la construcción del parque eólico, la primera tarea consiste en replantear la subestación, esto es delimitar el área que va a ocupar la estructura y los componentes eléctricos, como los transformadores. Esta tarea tendrá una duración de 10 días laborales e incluye la delimitación y la comprobación de su correspondencia con el proyecto.

8.1.11 Movimientos de tierra

De la misma manera que en el parque eólico, los movimientos de tierra consisten, en mayor parte, del vaciado de la zona del edificio para alojar la cimentación. La excavación se realizará con excavadora y se transportará el material excavado a vertedero. Esta subtarea tendrá una duración de 7 días laborales.



8.1.12 Construcción del edificio

Una vez acabada la excavación se procede a la construcción del edificio de la subestación.

En primer lugar se ejecuta la cimentación del edificio que, al igual que para la cimentación de las torres de los aerogeneradores, se realiza con los siguientes pasos: vertido de un hormigón de limpieza (duración 2 días laborales), suministro y colocación de ferrallado (9 días laborales), vertido de un hormigón HA-30 (5 días laborales) y ejecución de juntas (7 días laborales).

En segundo lugar se ejecutan todas las actividades relacionadas con la construcción del edificio en sí.

La primera actividad a realizar es el suministro, montaje y colocación de la estructura metálica que forma el esqueleto del edificio. Esta subtarea tendrá una duración de 5 días laborales y empezará unos días después de acabar la cimentación del edificio.

La próxima actividad a realizar es ejecutar los cerramientos del edificio. También se realizarán los tabiques que conseguirán la división interna del edificio. Esta subtarea tendrá una duración de 20 días laborales y dará comienzo tras el acabado de la colocación de toda la estructura metálica.

Una vez construidos los cerramientos se procede a la ejecución de la cubierta del edificio. Esta subtarea tendrá una duración de 9 días laborales.

A continuación se realizan todos los acabados necesarios para dejar el edificio a punto para recibir los componentes eléctricos. Esta subtarea tendrá una duración de 15 días laborales.

La penúltima actividad relacionada con el edificio de la subestación es la instalación del equipamiento de control de la misma. El equipamiento de control es todo aquel que sirva para monitorizar el estado del sistema eléctrico de la subestación y regular la salida de electricidad a la red. Esta subtarea tendrá una duración de 30 días laborales e incluye su instalación y prueba.

La última tarea de la construcción de la subestación consiste en vallar perimetralmente las instalaciones para impedir el paso a personas ajenas a la subestación, garantizando así su seguridad. Esta subtarea tendrá una duración de 10 días laborales y dará comienzo tras la instalación de todos los componentes eléctricos de la subestación, los cuales se detallan en la próxima tarea, para así facilitar su instalación.



8.1.13 Instalación de componentes eléctricos

A la vez que se empieza a montar el edificio sobre una parte de la cimentación, sobre otra se instalan los componentes eléctricos que dan la función a la subestación: los transformadores. Los transformadores elevan la tensión de la energía eléctrica que producen los aerogeneradores para su distribución por la red.

Las subtareas englobadas en este apartado son el suministro y montaje de componentes eléctricos como, en primer lugar, los transformadores. Esta subtarea tendrá una duración de 15 días laborales y dará comienzo a la vez que se empieza a montar la estructura metálica del edificio de la subestación.

Otra de las subtareas es el suministro y montaje de la batería de condensadores de la subestación. Los condensadores tienen la función de acumular una cierta cantidad de energía eléctrica para en caso de fallo del sistema poder seguir aportando electricidad a la red. La instalación de estos condensadores tendrá una duración de 5 días laborales y comenzará con la subtarea anterior.

A continuación se suministra y se monta el embarrado de 132KV y 30 KV. Los embarrados son las líneas de unión entre las diferentes celdas que forman el centro de transformación y van montados sobre aisladores de apoyo. Esta subtarea tendrá una duración de 20 días laborales y comenzará junto con las subtareas anteriores.

Por otra parte, otros componentes a instalar alrededor de la subestación, como puede ser la iluminación de la zona, se realizan en la siguiente subtarea. Esta subtarea tendrá una duración de 15 días y comenzará al terminar de instalar el embarrado.

Por último, después de instalar todos los componentes eléctricos anteriores, se procede a probar el correcto funcionamiento de cada uno de ellos individualmente y en su conjunto. De esta manera, la subtarea que tiene una duración de 25 días y empezará después de instalar todos los componentes eléctricos dejará a punto la subestación para su puesta en marcha, una vez se hayan acabado las obras en el parque.

8.1.14 Medidas correctoras

Las medidas correctoras de una obra son aquellas que tratan de minimizar o corregir los efectos adversos que hayan dejado las actividades de la obra sobre el entorno. Se han propuesto dos medidas que mejoran el aspecto del paisaje una vez acabadas las obras.

En primer lugar se considera oportuno restituir el suelo de las zonas excavadas, tanto para las cimentaciones de los aerogeneradores como para los viales y accesos de la obra. Además, en aquellas zonas donde se ha realizado el vertido del material excavado



en la obra se procederá a devolverles su uso anterior mediante esta misma medida de restitución de suelos. Esta tarea tendrá una duración de 60 días laborales y empezará tras acabar la última parte de la obra del parque, que es la construcción de la torre meteorológica.

En segundo lugar se plantea realizar la técnica de hidrosiembra para devolverle una capa orgánica al suelo que ha sido excavado o vertido. Además se procederá a plantar la misma cantidad de árboles que han sido afectados durante la obra para tratar de devolver la zona a su aspecto original en la mayor medida posible. Esta tarea tendrá una duración de 10 días laborales y finalizará junto con la tarea anterior, marcando así el final de la obra.

8.1.15 Ingeniería

Esta tarea es una representación de la relación continua entre el promotor, el proyectista y los proveedores de la obra. La comunicación es fundamental entre los agentes que intervienen en la construcción de cualquier obra para evitar malentendidos y optimizar el trabajo a realizar. También tiene en cuenta la posibilidad de necesitar a volver a hacer algún cálculo si se topa con algún imprevisto durante la ejecución de la obra. Por tanto esta tarea estará presente a lo largo de la duración de la obra.

8.1.16 Seguridad y salud

La seguridad y salud en una obra son fundamentales para garantizar una ejecución de obra sin incidentes. Esta tarea también estará presente a lo largo de toda la obra y tiene como objetivo asegurar la aplicación de las medidas de seguridad y salud contempladas en el plan de seguridad y salud, como son el uso de equipos de protección individual y colectivo y fomentar el correcto uso de toda la maquinaria de la obra. Se debe fomentar la importancia de la seguridad y salud realizando cursos de formación para los trabajadores antes de empezar la obra.

8.1.17 Control de calidad

El control de calidad consiste en asegurar que los materiales empleados en la ejecución de la obra son de la calidad requerida, tanto como dicte el proyecto como impone la ley. Esta tarea también estará presente a lo largo de toda la obra, siendo necesario realizar controles aleatorios de los materiales que llegan a la obra. De esta manera se garantiza la calidad de la obra y del producto final.

8.2 Plazo de la obra

Teniendo en cuenta la duración de todas las tareas consideradas anteriormente, se puede estimar el plazo de la obra. De esta manera, como primera aproximación, se representan las tareas en un diagrama de Gantt, el cual se puede encontrar en el anejo



del plan de obra. Este diagrama demuestra que la duración de la obra es de **330 días laborales**. La obra empieza con el replanteo del parque y acaba con las medidas correctoras de la misma e incluye la construcción del parque eólico y la subestación del mismo. Se ha optado por empezar la obra durante el mes de noviembre del año 2015 para así tener la infraestructura lista para ser conectada a la red en febrero del año 2017. De esta manera, el año 0 comentado en el estudio económico corresponde con este tiempo. El plazo esperado de la obra es, pues, del 16/11/15 hasta el 17/2/17, un total de 459 días.

Además, se puede observar en el diagrama de Gantt que el camino crítico de la obra engloba las tareas de replanteo de la obra, obtención de permisos de voladura, excavación de la cimentación, ejecución de la cimentación, montaje de aerogeneradores, puesta en servicio de los mismos, construcción de la torre meteorológica y medidas correctoras. Estas tareas son las que no se pueden aplazar ni alargar más del que está programado, al contrario afectará al plazo de la obra.

De esta manera se cierra el último apartado del trabajo, habiendo expuesto las tareas que se consideran convenientes a realizar durante la ejecución de la obra y el plazo en el cual se llevan a cabo.



9. CONCLUSIONES

La dependencia actual sobre los combustibles fósiles para la generación de energía eléctrica es una situación que se ha estado tratando de cambiar durante las últimas décadas. La irrupción en el mercado de fuentes de energía renovables con precios de generación cada vez más competitivos frente a fuentes tradicionales está abocando al planeta hacia una situación más sostenible.

El presente trabajo pretende ser una primera estimación de viabilidad técnica y económica de una de las fuentes de energía renovables, la de un emplazamiento de explotación de recurso eólico.

De esta manera, en primer lugar, se han situado tres emplazamientos en el territorio español y se ha justificado su elección siguiendo una serie de criterios que engloban la viabilidad técnica, la afección al medio ambiente y la presencia de infraestructura eléctrica existente.

En segundo lugar se ha optado por proyectar uno de los tres emplazamientos. Esta elección se ha basado en el criterio considerado más importante a la hora de decidir si se realiza o no una inversión: la rentabilidad económica. Así, se ha estudiado la viabilidad de los tres emplazamientos, considerando tres maneras de financiar el proyecto, resultando de mayor rentabilidad el emplazamiento de Calera de León financiado mediante bonos.

Finalmente, la última parte del trabajo ha consistido en la confección de un plan de obra que detalla el proceso constructivo del parque eólico seleccionado, el de Calera de León. De esta manera se ha propuesto una serie de tareas consideradas necesarias para llevar a cabo durante la construcción del parque. Como resumen último de este apartado



se han plasmado todas las tareas consideradas en un diagrama de Gantt que ofrece una visión más amplia del proyecto de construcción.

Por último, a manera de reflexión, se puede decir que este trabajo es un ejemplo de la existencia de una concienciación de la importancia y necesidad de cambiar la actual manera de producir energía eléctrica. El simple hecho de ofrecer proyectos de esta tipología como trabajos de fin de grado conciencia a futuros graduados de la situación en la que se encuentra el mundo de la producción de energía eléctrica. Se debe seguir apostando por proyectos de energías renovables para reducir la huella de carbono que deja la raza humana en el planeta, para empezar a respetar y cuidar del mismo, nuestro hogar.



10. BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS

- Anderson, A. (2013). *The (Lost) Art of Wind Turbine Technology Selection*.
- Apuntes de la asignatura *Aprovechamientos Eléctricos* de GIC. Profesor Miguel Ángel Pérez Martín.
- Consulta de proyectos variados facilitados por el tutor del trabajo.
- Molina Medina, J.M. (2013). *Estudio de viabilidad técnico-económica de un parque eólico de 40mw de potencia*.
- Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. *Aplicativo del Atlas Eólico* [En línea]. Recuperado el 25 de marzo de 2015 de <http://atlaseolico.idae.es/>
- Red Eléctrica Española. *Sistema eléctrico ibérico (enero 2014)* [En línea]. Recuperado el 5 mayo de 2015 de <http://mifakturadeluz.com/mercado-de-restricciones-tecnicas/>
- Asociación Empresarial Eólica. *La eólica en España* [En línea]. Recuperado el 24 abril de 2015 de <http://www.aeeolica.org/es/sobre-la-eolica/la-eolica-en-espana/>
- Ledo Castro, A. (2013). *Detalles sobre Gestión y Operación de la Red, Asimetría Peninsular y Conexiones Internacionales de España* [En línea]. Recuperado el 12 mayo de 2015 de <http://www.eoi.es/blogs/armandoalejandroledo/2013/11/19/detalles-sobre-gestion-y-operacion-de-la-red-asimetria-peninsular-y-conexiones-internacionales-de-espana/>
- The Wind Power. *Production capacities (Spain)* [En línea]. Recuperado el 6 de mayo de 2015 de http://www.thewindpower.net/country_en_3_spain.php
- Enercon. *Technical data – Enercon E-101* [En línea]. Recuperado el 31 de marzo de 2015 de <http://www.enercon.de/en-en/65.htm>



- Gamesa. *Gamesa G132-5MW* [En línea]. Recuperado el 31 de marzo de 2015 de <http://www.gamesacorp.com/recursos/doc/productos-servicios/aerogeneradores/catalogo-g10x-45mw-eng.pdf>
- Enercon. *Technical data – Enercon E-126* [En línea]. Recuperado el 31 de marzo de 2015 de <http://www.enercon.de/en-en/66.htm>
- Deloitte / Asociación Eólica Empresarial. *Estudio macroeconómico del impacto del sector eólico en España* [En línea]. Recuperado el 28 de abril de 2015 de [http://www.aeeolica.org/uploads/documents/aee_publica/Estudio Macroeconomico del impacto del Sector Eolico en Espana.pdf](http://www.aeeolica.org/uploads/documents/aee_publica/Estudio_Macroeconomico_del_impacto_del_Sector_Eolico_en_Espana.pdf)



ANEJO 1. CÁLCULO DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA



En el presente anejo se detallan todos los cálculos relacionados con la producción de energía eléctrica de los tres emplazamientos y se justifican los valores y gráficos que se encuentran en la memoria del trabajo.

En primer lugar se exponen los datos necesarios para realizar los cálculos de la producción de energía eléctrica y, a continuación, se presenta la metodología de cálculo y los resultados obtenidos, algunos de los cuales han sido utilizados en la memoria del trabajo.

1. Cálculo de la producción en Tobed

– Datos

A continuación se detallan los datos necesarios para los cálculos de este apartado.

Localización	Tobed
Elevación (H)	1.154 m
Altura buje	140 m
Altura final	1.294 m
Velocidad viento	8,24 m/s
Densidad aire	1,061 Kg/m ³
Densidad referencia	1,225 Kg/m ³
Temperatura media	12 °C
Rugosidad (γ)	0,1 m
	C: 9,32
Coefficientes Weibull	Corrector de C: 1,04871
	C': 9,77
	K: 1,902

– Cálculo de la frecuencia de velocidad de viento

A partir de las velocidades de viento consideradas se calcula la distribución de Weibull, la cual coincide con la probabilidad acumulada en la tabla siguiente. La fórmula aplicada ha sido la siguiente:

$$F(v; K; C') = 1 - e^{-(v/C')^K}$$

Siendo v la velocidad de cálculo (en m/s) y K y C' las constantes de Weibull. Restando dos probabilidades acumuladas consecutivas se obtiene la función densidad.



Multiplicando esta densidad por las horas en un año se obtiene la cantidad de horas que sopla ese determinado viento.

Velocidad de cálculo (m/s)	Probabilidad acumulada	Densidad f (%)	Horas al año (de 8.760)
0,5	0,00350	0,00350	31
1,5	0,02790	0,02441	214
2,5	0,07205	0,04414	387
3,5	0,13221	0,06016	527
4,5	0,20444	0,07223	633
5,5	0,28467	0,08022	703
6,5	0,36891	0,08424	738
7,5	0,45354	0,08463	741
8,5	0,53547	0,08193	718
9,5	0,61224	0,07677	672
10,5	0,68210	0,06986	612
11,5	0,74398	0,06188	542
12,5	0,79742	0,05345	468
13,5	0,84250	0,04508	395
14,5	0,87966	0,03716	326
15,5	0,90962	0,02997	263
16,5	0,93328	0,02366	207
17,5	0,95158	0,01830	160
18,5	0,96545	0,01387	122
19,5	0,97576	0,01031	90
20,5	0,98328	0,00752	66
21,5	0,98866	0,00538	47
22,5	0,99243	0,00377	33
23,5	0,99503	0,00260	23
24,5	0,99679	0,00176	15
25,5	0,99796	0,00117	10
26,5	0,99873	0,00076	7
27,5	0,99922	0,00049	4
28,5	0,99953	0,00031	3
29,5	0,99972	0,00019	2
30,5	0,99984	0,00012	1
31,5	0,99990	0,00007	1
32,5	0,99995	0,00004	0
33,5	0,99997	0,00002	0



- Corrección de la potencia de los aerogeneradores y cálculo de producción

La potencia tabulada se corrige multiplicándola por la relación entre densidades expuesta en la memoria. La producción se obtiene multiplicando esta potencia corregida por las horas al año correspondientes calculadas anteriormente.

La producción total es la suma de las producciones de cada velocidad de viento.

- Enercon E-101

Velocidad viento [m/s]	Enercon E-101		
	Potencia tabulada [KW]	Potencia corregida [KW]	Producción [KWh año]
1	0	0	0
2	3	3	556
3	37	32	12.395
4	118	102	53.874
5	258	224	141.421
6	479	415	291.605
7	790	684	505.031
8	1.200	1.040	770.700
9	1.710	1.481	1.063.116
10	2.340	2.027	1.363.212
11	2.867	2.484	1.519.903
12	3.034	2.628	1.424.732
13	3.050	2.642	1.237.070
14	3.050	2.642	1.043.291
15	3.050	2.642	860.035
16	3.050	2.642	693.589
17	3.050	2.642	547.612
18	3.050	2.642	423.533
19	3.050	2.642	321.044
20	3.050	2.642	238.613
21	3.050	2.642	173.955
22	3.050	2.642	124.434
23	3.050	2.642	87.362
24	3.050	2.642	60.214
25	3.050	2.642	40.754
26	2.900	2.512	25.759
27	2.600	2.252	15.081
28	2.000	1.733	7.443
29	0	0	0
30	0	0	0
31	0	0	0
32	0	0	0
33	0	0	0



Sumatorio producción [KWh] 13.046.336

- Gamesa G132-5MW

Velocidad viento [m/s]	Gamesa G132-5MW		
	Potencia tabulada [KW]	Potencia corregida [KW]	Producción [KWh año]
1	0	0	0
2	30	26	5.557
3	110	95	36.850
4	250	217	114.139
5	500	433	274.073
6	790	684	480.935
7	1.300	1.126	831.064
8	2.080	1.802	1.335.880
9	3.000	2.599	1.865.116
10	3.750	3.249	2.184.634
11	4.400	3.812	2.332.603
12	4.750	4.115	2.230.546
13	4.950	4.288	2.007.704
14	5.000	4.331	1.710.314
15	5.000	4.331	1.409.894
16	5.000	4.331	1.137.031
17	4.990	4.323	895.929
18	4.920	4.262	683.207
19	4.795	4.154	504.724
20	4.660	4.037	364.569
21	4.500	3.898	256.655
22	4.350	3.768	177.471
23	4.120	3.569	118.010
24	3.940	3.413	77.785
25	3.750	3.249	50.108
26	3.500	3.032	31.089
27	3.300	2.859	19.141
28	0	0	0
29	0	0	0
30	0	0	0
31	0	0	0
32	0	0	0
33	0	0	0

Sumatorio producción [KWh] 21.135.029



• Enercon E-126

Velocidad viento [m/s]	Enercon E-126		
	Potencia tabulada [KW]	Potencia corregida [KW]	Producción [KWh año]
1	0	0	0
2	0	0	0
3	55	48	18.425
4	175	152	79.897
5	410	355	224.739
6	760	658	462.672
7	1.250	1.083	799.100
8	1.900	1.646	1.220.275
9	2.700	2.339	1.678.605
10	3.750	3.249	2.184.634
11	4.850	4.201	2.571.165
12	5.750	4.981	2.700.135
13	6.500	5.631	2.636.379
14	7.000	6.064	2.394.439
15	7.350	6.367	2.072.544
16	7.500	6.497	1.705.546
17	7.580	6.566	1.360.950
18	7.580	6.566	1.052.584
19	7.580	6.566	797.874
20	7.580	6.566	593.012
21	7.580	6.566	432.321
22	7.580	6.566	309.248
23	7.580	6.566	217.116
24	7.580	6.566	149.647
25	7.580	6.566	101.285
26	7.450	6.454	66.174
27	7.300	6.324	42.343
28	7.000	6.064	26.051
29	6.700	5.804	15.721
30	6.350	5.501	9.233
31	5.950	5.154	5.269
32	5.550	4.808	2.943
33	0	0	0

Sumatorio producción [KWh]	25.930.328
----------------------------	------------



2. Cálculo de la producción en Tobarra

– Datos

A continuación se detallan los datos necesarios para los cálculos de este apartado.

Localización	Tobarra
Elevación (H)	1.024 m
Altura buje	140 m
Altura final	1.164 m
Velocidad viento	8,18 m/s
Densidad aire	1,067 Kg/m ³
Densidad referencia	1,225 Kg/m ³
Temperatura media	15 °C
Rugosidad (γ)	0,75 m
<hr/>	
Coefficientes Weibull	C: 9,21
	Corrector de C: 1,06877
	C': 9,84
	K: 1,985

– Cálculo de la frecuencia de velocidad de viento

A partir de las velocidades de viento consideradas se calcula la distribución de Weibull, la cual coincide con la probabilidad acumulada en la tabla siguiente. Restando dos probabilidades acumuladas consecutivas se obtiene la función densidad. Multiplicando esta densidad por las horas en un año se obtiene la cantidad de horas que sopla ese determinado viento.

Velocidad de cálculo (m/s)	Probabilidad acumulada	Densidad f (%)	Horas al año (de 8.760)
0,5	0,00269	0,00269	24
1,5	0,02360	0,02091	183
2,5	0,06372	0,04012	351
3,5	0,12050	0,05678	497
4,5	0,19060	0,07010	614
5,5	0,27017	0,07957	697
6,5	0,35518	0,08501	745
7,5	0,44173	0,08656	758
8,5	0,52637	0,08463	741
9,5	0,60621	0,07985	699
10,5	0,67915	0,07293	639
11,5	0,74379	0,06464	566
12,5	0,79948	0,05570	488
13,5	0,84620	0,04671	409
14,5	0,88437	0,03818	334



15,5	0,91480	0,03043	267
16,5	0,93847	0,02367	207
17,5	0,95644	0,01797	157
18,5	0,96977	0,01333	117
19,5	0,97944	0,00967	85
20,5	0,98629	0,00685	60
21,5	0,99104	0,00475	42
22,5	0,99426	0,00322	28
23,5	0,99640	0,00213	19
24,5	0,99778	0,00139	12
25,5	0,99866	0,00088	8
26,5	0,99921	0,00055	5
27,5	0,99954	0,00033	3
28,5	0,99974	0,00020	2
29,5	0,99985	0,00012	1
30,5	0,99992	0,00007	1
31,5	0,99996	0,00004	0
32,5	0,99998	0,00002	0
33,5	0,99999	0,00001	0



- Corrección de la potencia de los aerogeneradores y cálculo de producción

La potencia tabulada se corrige multiplicándola por la relación entre densidades expuesta en la memoria. La producción se obtiene multiplicando esta potencia corregida por las horas al año correspondientes calculadas anteriormente.

La producción total es la suma de las producciones calculadas.

- Enercon E-101

Velocidad viento [m/s]	Enercon E-101		
	Potencia tabulada [KW]	Potencia corregida [KW]	Producción [KWh año]
1	0	0	0
2	3	3	479
3	37	32	11.328
4	118	103	51.127
5	258	225	138.006
6	479	417	290.831
7	790	688	512.451
8	1.200	1.045	792.610
9	1.710	1.490	1.104.361
10	2.340	2.038	1.425.783
11	2.867	2.497	1.595.556
12	3.034	2.643	1.496.579
13	3.050	2.657	1.296.279
14	3.050	2.657	1.087.197
15	3.050	2.657	888.518
16	3.050	2.657	708.161
17	3.050	2.657	550.805
18	3.050	2.657	418.315
19	3.050	2.657	310.348
20	3.050	2.657	225.009
21	3.050	2.657	159.478
22	3.050	2.657	110.528
23	3.050	2.657	74.925
24	3.050	2.657	49.687
25	3.050	2.657	32.242
26	2.900	2.526	19.468
27	2.600	2.265	10.849
28	2.000	1.742	5.078
29	0	0	0
30	0	0	0
31	0	0	0
32	0	0	0
33	0	0	0



Sumatorio producción [KWh] 13.365.998

- Gamesa G132-5MW

Velocidad viento [m/s]	Gamesa G132-5MW		
	Potencia tabulada [KW]	Potencia corregida [KW]	Producción [KWh año]
1	0	0	0
2	30	26	4.787
3	110	96	33.677
4	250	218	108.320
5	500	436	267.454
6	790	688	479.659
7	1.300	1.132	843.274
8	2.080	1.812	1.373.857
9	3.000	2.613	1.937.476
10	3.750	3.267	2.284.909
11	4.400	3.833	2.448.709
12	4.750	4.138	2.343.030
13	4.950	4.312	2.103.797
14	5.000	4.356	1.782.290
15	5.000	4.356	1.456.586
16	5.000	4.356	1.160.920
17	4.990	4.347	901.154
18	4.920	4.286	674.791
19	4.795	4.177	487.907
20	4.660	4.059	343.784
21	4.500	3.920	235.295
22	4.350	3.789	157.639
23	4.120	3.589	101.210
24	3.940	3.432	64.186
25	3.750	3.267	39.642
26	3.500	3.049	23.495
27	3.300	2.875	13.769
28	0	0	0
29	0	0	0
30	0	0	0
31	0	0	0
32	0	0	0
33	0	0	0

Sumatorio producción [KWh] 21.671.617



- Enercon E-126

Velocidad viento [m/s]	Enercon E-126		
	Potencia tabulada [KW]	Potencia corregida [KW]	Producción [KWh año]
1	0	0	0
2	0	0	0
3	55	48	18.425
4	175	152	79.897
5	410	355	224.739
6	760	658	462.672
7	1.250	1.083	799.100
8	1.900	1.646	1.220.275
9	2.700	2.339	1.678.605
10	3.750	3.249	2.184.634
11	4.850	4.201	2.571.165
12	5.750	4.981	2.700.135
13	6.500	5.631	2.636.379
14	7.000	6.064	2.394.439
15	7.350	6.367	2.072.544
16	7.500	6.497	1.705.546
17	7.580	6.566	1.360.950
18	7.580	6.566	1.052.584
19	7.580	6.566	797.874
20	7.580	6.566	593.012
21	7.580	6.566	432.321
22	7.580	6.566	309.248
23	7.580	6.566	217.116
24	7.580	6.566	149.647
25	7.580	6.566	101.285
26	7.450	6.454	66.174
27	7.300	6.324	42.343
28	7.000	6.064	26.051
29	6.700	5.804	15.721
30	6.350	5.501	9.233
31	5.950	5.154	5.269
32	5.550	4.808	2.943
33	0	0	0

Sumatorio producción [KWh]	26.462.023
----------------------------	------------



2. Cálculo de la producción en Calera de León

– Datos

A continuación se detallan los datos necesarios para los cálculos de este apartado.

Localización	Calera de León
Elevación (H)	1.083 m
Altura buje	140 m
Altura final	1.225 m
Velocidad viento	8,63 m/s
Densidad aire	1,063 Kg/m ³
Densidad referencia	1,225 Kg/m ³
Temperatura media	14 °C
Rugosidad (γ)	0,75 m
<hr/>	
Coefficientes Weibull	C: 9,59
	Corrector de C: 1,06877
	C': 10,25
	K: 2,455

– Cálculo de la frecuencia de velocidad de viento

A partir de las velocidades de viento consideradas se calcula la distribución de Weibull, la cual coincide con la probabilidad acumulada en la tabla siguiente. Restando dos probabilidades acumuladas consecutivas se obtiene la función densidad.

Multiplicando esta densidad por las horas en un año se obtiene la cantidad de horas que sopla ese determinado viento.

Velocidad de cálculo (m/s)	Probabilidad acumulada	Densidad f (%)	Horas al año (de 8.760)
0,5	0,00060	0,00060	5
1,5	0,00889	0,00829	73
2,5	0,03082	0,02193	192
3,5	0,06902	0,03820	335
4,5	0,12414	0,05512	483
5,5	0,19501	0,07088	621
6,5	0,27885	0,08384	734
7,5	0,37156	0,09271	812
8,5	0,46827	0,09670	847
9,5	0,56392	0,09565	838
10,5	0,65392	0,09000	788
11,5	0,73462	0,08071	707



12,5	0,80367	0,06905	605
13,5	0,86006	0,05639	494
14,5	0,90402	0,04396	385
15,5	0,93674	0,03272	287
16,5	0,95998	0,02324	204
17,5	0,97573	0,01575	138
18,5	0,98591	0,01018	89
19,5	0,99217	0,00626	55
20,5	0,99585	0,00367	32
21,5	0,99790	0,00205	18
22,5	0,99898	0,00109	10
23,5	0,99953	0,00055	5
24,5	0,99980	0,00026	2
25,5	0,99991	0,00012	1
26,5	0,99997	0,00005	0
27,5	0,99999	0,00002	0
28,5	1,00000	0,00001	0
29,5	1,00000	0,00000	0
30,5	1,00000	0,00000	0
31,5	1,00000	0,00000	0
32,5	1,00000	0,00000	0
33,5	1,00000	0,00000	0



- Corrección de la potencia de los aerogeneradores y cálculo de producción

La potencia tabulada se corrige multiplicándola por la relación entre densidades expuesta en la memoria. La producción se obtiene multiplicando esta potencia corregida por las horas al año correspondientes calculadas anteriormente.

La producción total es la suma de las producciones calculadas.

- Enercon E-101

Velocidad viento [m/s]	Enercon E-101		
	Potencia tabulada [KW]	Potencia corregida [KW]	Producción [KWh año]
1	0	0	0
2	3	3	189
3	37	32	6.169
4	118	102	34.266
5	258	224	108.107
6	479	416	258.102
7	790	686	503.535
8	1.200	1.041	845.792
9	1.710	1.484	1.257.178
10	2.340	2.031	1.701.625
11	2.867	2.488	1.961.656
12	3.034	2.633	1.861.543
13	3.050	2.647	1.601.017
14	3.050	2.647	1.307.489
15	3.050	2.647	1.019.417
16	3.050	2.647	758.741
17	3.050	2.647	538.943
18	3.050	2.647	365.191
19	3.050	2.647	235.944
20	3.050	2.647	145.264
21	3.050	2.647	85.172
22	3.050	2.647	47.527
23	3.050	2.647	25.223
24	3.050	2.647	12.721
25	3.050	2.647	6.094
26	2.900	2.517	2.634
27	2.600	2.256	1.018
28	2.000	1.736	320
29	0	0	0
30	0	0	0
31	0	0	0
32	0	0	0
33	0	0	0



Sumatorio producción [KWh] 14.690.877

- Gamesa G132-5MW

Velocidad viento [m/s]	Gamesa G132-5MW		
	Potencia tabulada [KW]	Potencia corregida [KW]	Producción [KWh año]
1	0	0	0
2	30	26	1.891
3	110	95	18.340
4	250	217	72.597
5	500	434	209.510
6	790	686	425.680
7	1.300	1.128	828.602
8	2.080	1.805	1.466.039
9	3.000	2.604	2.205.576
10	3.750	3.254	2.726.963
11	4.400	3.819	3.010.563
12	4.750	4.122	2.914.413
13	4.950	4.296	2.598.373
14	5.000	4.339	2.143.425
15	5.000	4.339	1.671.175
16	5.000	4.339	1.243.838
17	4.990	4.331	881.746
18	4.920	4.270	589.096
19	4.795	4.161	370.935
20	4.660	4.044	221.944
21	4.500	3.905	125.664
22	4.350	3.775	67.784
23	4.120	3.576	34.071
24	3.940	3.419	16.434
25	3.750	3.254	7.492
26	3.500	3.038	3.179
27	3.300	2.864	1.292
28	0	0	0
29	0	0	0
30	0	0	0
31	0	0	0
32	0	0	0
33	0	0	0

Sumatorio producción [KWh] 23.856.621



• Enercon E-126

Velocidad viento [m/s]	Enercon E-126		
	Potencia tabulada [KW]	Potencia corregida [KW]	Producción [KWh año]
1	0	0	0
2	0	0	0
3	55	48	9.170
4	175	152	50.818
5	410	356	171.798
6	760	660	409.515
7	1.250	1.085	796.732
8	1.900	1.649	1.339.171
9	2.700	2.343	1.985.019
10	3.750	3.254	2.726.963
11	4.850	4.209	3.318.462
12	5.750	4.990	3.527.974
13	6.500	5.641	3.412.004
14	7.000	6.075	3.000.795
15	7.350	6.379	2.456.627
16	7.500	6.509	1.865.757
17	7.580	6.578	1.339.405
18	7.580	6.578	907.591
19	7.580	6.578	586.378
20	7.580	6.578	361.017
21	7.580	6.578	211.674
22	7.580	6.578	118.116
23	7.580	6.578	62.684
24	7.580	6.578	31.616
25	7.580	6.578	15.144
26	7.450	6.466	6.766
27	7.300	6.335	2.858
28	7.000	6.075	1.120
29	6.700	5.815	415
30	6.350	5.511	144
31	5.950	5.164	47
32	5.550	4.817	14
33	0	0	0

Sumatorio producción [KWh]	28.715.792
----------------------------	------------



ANEJO 2. ESTUDIO ECONÓMICO



El siguiente anejo es un documento de apoyo de la memoria en el cual se justifican todos los valores utilizados a lo largo del estudio económico. De esta manera se incluyen los costes anuales (desglosados en costes de explotación e intereses), los ingresos anuales, además del valor actual neto, la tasa interna de rentabilidad y el índice de rentabilidad de cada inversión.

Se justifican los valores presentados en la memoria para los tres emplazamientos (Tobed, Tobarra y Calera de León) y para los tres casos de financiación propuestos (financiación propia, financiación con préstamo y financiación con bonos).

Las tablas que se encuentran en este anejo representan los costes e ingresos anuales, el flujo de caja anual, una progresión de la inversión que corresponde con la suma sin actualizar de todos los flujos de caja y el progreso del valor actual neto de la inversión cada año, siendo el valor del año 20, el último de la vida útil del proyecto, el VAN de la inversión.

En primer lugar, pues, se detallan las fórmulas empleadas para realizar este anejo y obtener los valores que aquí se representan y, en segundo lugar, se ofrecen tablas de valores calculados que justifican los resultados obtenidos, los cuales se han utilizado en la memoria de este trabajo.

1. Fórmulas empleadas en el anejo

- Valor actual neto:

$$VAN = \sum_{i=1}^n \frac{valores_i}{(1 + tasa)^i}$$

- Tasa interna de rentabilidad: Proceso iterativo a partir del VAN que devuelve la tasa correspondiente a un VAN nulo.
- Índice de rentabilidad:

$$IR = \frac{VAN}{Inversión\ inicial}$$



2. Estudio económico en Tobed

– Financiación propia

Año	0	1	2	3	4
Gastos	-39,793,500.00 €	-1,624,424.66 €	-1,624,424.66 €	-1,624,424.66 €	-1,624,424.66 €
Ingreso	0.00 €	8,663,209.45 €	8,663,209.45 €	8,663,209.45 €	8,663,209.45 €
Flujo de caja	-39,793,500.00 €	7,038,784.79 €	7,038,784.79 €	7,038,784.79 €	7,038,784.79 €
Progresión	-39,793,500.00 €	-32,754,715.21 €	-25,715,930.43 €	-18,677,145.64 €	-11,638,360.86 €
VAN	-39,793,500.00 €	-33,394,604.74 €	-27,577,427.23 €	-22,289,084.04 €	-17,481,499.32 €

Año	5	6	7	8	9
Gastos	-1,624,424.66 €	-1,624,424.66 €	-1,624,424.66 €	-1,624,424.66 €	-1,624,424.66 €
Ingreso	8,663,209.45 €	8,663,209.45 €	8,663,209.45 €	8,663,209.45 €	8,663,209.45 €
Flujo de caja	7,038,784.79 €	7,038,784.79 €	7,038,784.79 €	7,038,784.79 €	7,038,784.79 €
Progresión	-4,599,576.07 €	2,439,208.72 €	9,477,993.50 €	16,516,778.29 €	23,555,563.07 €
VAN	-13,110,967.76 €	-9,137,757.25 €	-5,525,747.69 €	-2,242,102.64 €	743,029.22 €

Año	10	11	12	13	14
Gastos	-1,624,424.66 €	-1,624,424.66 €	-1,624,424.66 €	-1,624,424.66 €	-1,624,424.66 €
Ingreso	8,663,209.45 €	8,663,209.45 €	8,663,209.45 €	8,663,209.45 €	8,663,209.45 €
Flujo de caja	7,038,784.79 €	7,038,784.79 €	7,038,784.79 €	7,038,784.79 €	7,038,784.79 €
Progresión	30,594,347.86 €	37,633,132.64 €	44,671,917.43 €	51,710,702.22 €	58,749,487.00 €
VAN	3,456,785.46 €	5,923,836.59 €	8,166,610.34 €	10,205,495.57 €	12,059,027.59 €

Año	15	16	17	18	19	20
Gastos	-1,624,424.66 €	-1,624,424.66 €	-1,624,424.66 €	-1,624,424.66 €	-1,624,424.66 €	-1,624,424.66 €
Ingreso	8,663,209.45 €	8,663,209.45 €	8,663,209.45 €	8,663,209.45 €	8,663,209.45 €	8,663,209.45 €
Flujo de caja	7,038,784.79 €	7,038,784.79 €	7,038,784.79 €	7,038,784.79 €	7,038,784.79 €	7,038,784.79 €
Progresión	65,788,271.79 €	72,827,056.57 €	79,865,841.36 €	86,904,626.15 €	93,943,410.93 €	100,982,195.72 €
VAN	13,744,056.71 €	15,275,901.36 €	16,668,487.40 €	17,934,474.72 €	19,085,372.28 €	20,131,642.78 €



– Financiación con préstamo

Año	0	1	2	3	4	5
Gastos	-7,958,700.00 €	-4,487,681.60 €	-4,487,681.60 €	-4,487,681.60 €	-4,487,681.60 €	-4,487,681.60 €
Explot.	-7,958,700.00 €	-1,624,424.66 €	-1,624,424.66 €	-1,624,424.66 €	-1,624,424.66 €	-1,624,424.66 €
Intereses	0.00 €	-2,863,256.94 €	-2,863,256.94 €	-2,863,256.94 €	-2,863,256.94 €	-2,863,256.94 €
Ingreso	0.00 €	8,663,209.45 €	8,663,209.45 €	8,663,209.45 €	8,663,209.45 €	8,663,209.45 €
Flujo de caja	-7,958,700.00 €	4,175,527.84 €	4,175,527.84 €	4,175,527.84 €	4,175,527.84 €	4,175,527.84 €
Progresión	-7,958,700.00 €	-3,783,172.16 €	392,355.69 €	4,567,883.53 €	8,743,411.38 €	12,918,939.22 €
VAN	-7,958,700.00 €	-4,162,765.60 €	-711,916.14 €	2,425,219.73 €	5,277,161.43 €	7,869,835.71 €

Año	6	7	8	9	10	11
Gastos	-4,487,681.60 €	-4,487,681.60 €	-4,487,681.60 €	-4,487,681.60 €	-4,487,681.60 €	-4,487,681.60 €
Explot.	-1,624,424.66 €	-1,624,424.66 €	-1,624,424.66 €	-1,624,424.66 €	-1,624,424.66 €	-1,624,424.66 €
Intereses	-2,863,256.94 €	-2,863,256.94 €	-2,863,256.94 €	-2,863,256.94 €	-2,863,256.94 €	-2,863,256.94 €
Ingreso	8,663,209.45 €	8,663,209.45 €	8,663,209.45 €	8,663,209.45 €	8,663,209.45 €	8,663,209.45 €
Flujo de caja	4,175,527.84 €	4,175,527.84 €	4,175,527.84 €	4,175,527.84 €	4,175,527.84 €	4,175,527.84 €
Progresión	17,094,467.06 €	21,269,994.91 €	25,445,522.75 €	29,621,050.59 €	33,796,578.44 €	37,972,106.28 €
VAN	10,226,812.32 €	12,369,518.33 €	14,317,432.88 €	16,088,264.30 €	17,698,111.04 €	19,161,608.07 €

Año	12	13	14	15	16	17
Gastos	-4,487,681.60 €	-4,487,681.60 €	-4,487,681.60 €	-4,487,681.60 €	-1,624,424.66 €	-1,624,424.66 €
Explot.	-1,624,424.66 €	-1,624,424.66 €	-1,624,424.66 €	-1,624,424.66 €	-1,624,424.66 €	-1,624,424.66 €
Intereses	-2,863,256.94 €	-2,863,256.94 €	-2,863,256.94 €	-2,863,256.94 €	0.00 €	0.00 €
Ingreso	8,663,209.45 €	8,663,209.45 €	8,663,209.45 €	8,663,209.45 €	8,663,209.45 €	8,663,209.45 €
Flujo de caja	4,175,527.84 €	4,175,527.84 €	4,175,527.84 €	4,175,527.84 €	7,038,784.79 €	7,038,784.79 €
Progresión	42,147,634.13 €	46,323,161.97 €	50,498,689.81 €	54,674,217.66 €	61,713,002.44 €	68,751,787.23 €
VAN	20,492,059.93 €	21,701,561.61 €	22,801,108.59 €	23,800,696.76 €	25,332,541.41 €	26,725,127.46 €

Año	18	19	20
Gastos	-1,624,424.66 €	-1,624,424.66 €	-1,624,424.66 €
Explot.	-1,624,424.66 €	-1,624,424.66 €	-1,624,424.66 €
Intereses	0.00 €	0.00 €	0.00 €
Ingreso	8,663,209.45 €	8,663,209.45 €	8,663,209.45 €
Flujo de caja	7,038,784.79 €	7,038,784.79 €	7,038,784.79 €
Progresión	75,790,572.01 €	82,829,356.80 €	89,868,141.59 €
VAN	27,991,114.77 €	29,142,012.33 €	30,188,282.84 €



– Financiación con bonos

Año	0	1	2	3	4	5
Gastos	-7,958,700.00 €	-2,420,294.66 €	-2,420,294.66 €	-2,420,294.66 €	-2,420,294.66 €	-2,420,294.66 €
Explot.	-7,958,700.00 €	-1,624,424.66 €	-1,624,424.66 €	-1,624,424.66 €	-1,624,424.66 €	-1,624,424.66 €
Intereses	0.00 €	-795,870.00 €	-795,870.00 €	-795,870.00 €	-795,870.00 €	-795,870.00 €
Ingreso	0.00 €	8,663,209.45 €	8,663,209.45 €	8,663,209.45 €	8,663,209.45 €	8,663,209.45 €
Flujo de caja	-7,958,700.00 €	6,242,914.79 €	6,242,914.79 €	6,242,914.79 €	6,242,914.79 €	6,242,914.79 €
Progresión	-7,958,700.00 €	-1,715,785.21 €	4,527,129.57 €	10,770,044.36 €	17,012,959.14 €	23,255,873.93 €
VAN	-7,958,700.00 €	-2,283,322.92 €	2,876,110.79 €	7,566,505.06 €	11,830,499.86 €	15,706,858.77 €

Año	6	7	8	9	10	11
Gastos	-2,420,294.66 €	-2,420,294.66 €	-2,420,294.66 €	-2,420,294.66 €	-2,420,294.66 €	-2,420,294.66 €
Explot.	-1,624,424.66 €	-1,624,424.66 €	-1,624,424.66 €	-1,624,424.66 €	-1,624,424.66 €	-1,624,424.66 €
Intereses	-795,870.00 €	-795,870.00 €	-795,870.00 €	-795,870.00 €	-795,870.00 €	-795,870.00 €
Ingreso	8,663,209.45 €	8,663,209.45 €	8,663,209.45 €	8,663,209.45 €	8,663,209.45 €	8,663,209.45 €
Flujo de caja	6,242,914.79 €	6,242,914.79 €	6,242,914.79 €	6,242,914.79 €	6,242,914.79 €	6,242,914.79 €
Progresión	29,498,788.72 €	35,741,703.50 €	41,984,618.29 €	48,227,533.07 €	54,470,447.86 €	60,713,362.64 €
VAN	19,230,821.42 €	22,434,423.82 €	25,346,789.64 €	27,994,394.93 €	30,401,308.84 €	32,589,412.38 €

Año	12	13	14	15	16	17
Gastos	-2,420,294.66 €	-2,420,294.66 €	-2,420,294.66 €	-34,255,094.66 €	-1,624,424.66 €	-1,624,424.66 €
Explot.	-1,624,424.66 €	-1,624,424.66 €	-1,624,424.66 €	-1,624,424.66 €	-1,624,424.66 €	-1,624,424.66 €
Intereses	-795,870.00 €	-795,870.00 €	-795,870.00 €	-32,630,670.00 €	0.00 €	0.00 €
Ingreso	8,663,209.45 €	8,663,209.45 €	8,663,209.45 €	8,663,209.45 €	8,663,209.45 €	8,663,209.45 €
Flujo de caja	6,242,914.79 €	6,242,914.79 €	6,242,914.79 €	-25,591,885.21 €	7,038,784.79 €	7,038,784.79 €
Progresión	66,956,277.43 €	73,199,192.22 €	79,442,107.00 €	53,850,221.79 €	60,889,006.57 €	67,927,791.36 €
VAN	34,578,597.43 €	36,386,947.47 €	38,030,902.05 €	31,904,408.20 €	33,436,252.85 €	34,828,838.89 €

Año	18	19	20
Gastos	-1,624,424.66 €	-1,624,424.66 €	-1,624,424.66 €
Explot.	-1,624,424.66 €	-1,624,424.66 €	-1,624,424.66 €
Intereses	0.00 €	0.00 €	0.00 €
Ingreso	8,663,209.45 €	8,663,209.45 €	8,663,209.45 €
Flujo de caja	7,038,784.79 €	7,038,784.79 €	7,038,784.79 €
Progresión	74,966,576.15 €	82,005,360.93 €	89,044,145.72 €
VAN	36,094,826.21 €	37,245,723.77 €	38,291,994.27 €



3. Estudio económico en Tobarra

– Financiación propia

Año	0	1	2	3	4
Gastos	-39,793,500.00 €	-1,639,832.75 €	-1,639,832.75 €	-1,639,832.75 €	-1,639,832.75 €
Ingreso	0.00 €	8,883,325.06 €	8,883,325.06 €	8,883,325.06 €	8,883,325.06 €
Flujo de caja	-39,793,500.00 €	7,243,492.31 €	7,243,492.31 €	7,243,492.31 €	7,243,492.31 €
Progresión	-39,793,500.00 €	-32,550,007.69 €	-25,306,515.39 €	-18,063,023.08 €	-10,819,530.78 €
VAN	-39,793,500.00 €	-33,208,506.99 €	-27,222,149.72 €	-21,780,006.74 €	-16,832,604.03 €

Año	5	6	7	8	9
Gastos	-1,639,832.75 €	-1,639,832.75 €	-1,639,832.75 €	-1,639,832.75 €	-1,639,832.75 €
Ingreso	8,883,325.06 €	8,883,325.06 €	8,883,325.06 €	8,883,325.06 €	8,883,325.06 €
Flujo de caja	7,243,492.31 €	7,243,492.31 €	7,243,492.31 €	7,243,492.31 €	7,243,492.31 €
Progresión	-3,576,038.47 €	3,667,453.83 €	10,910,946.14 €	18,154,438.45 €	25,397,930.75 €
VAN	-12,334,965.20 €	-8,246,202.63 €	-4,529,145.75 €	-1,150,003.13 €	1,921,944.70 €

Año	10	11	12	13	14
Gastos	-1,639,832.75 €	-1,639,832.75 €	-1,639,832.75 €	-1,639,832.75 €	-1,639,832.75 €
Ingreso	8,883,325.06 €	8,883,325.06 €	8,883,325.06 €	8,883,325.06 €	8,883,325.06 €
Flujo de caja	7,243,492.31 €	7,243,492.31 €	7,243,492.31 €	7,243,492.31 €	7,243,492.31 €
Progresión	32,641,423.06 €	39,884,915.36 €	47,128,407.67 €	54,371,899.97 €	61,615,392.28 €
VAN	4,714,624.55 €	7,253,424.42 €	9,561,424.29 €	11,659,606.00 €	13,567,043.91 €

Año	15	16	17	18	19	20
Gastos	-1,639,832.75 €	-1,639,832.75 €	-1,639,832.75 €	-1,639,832.75 €	-1,639,832.75 €	-1,639,832.75 €
Ingreso	8,883,325.06 €	8,883,325.06 €	8,883,325.06 €	8,883,325.06 €	8,883,325.06 €	8,883,325.06 €
Flujo de caja	7,243,492.31 €	7,243,492.31 €	7,243,492.31 €	7,243,492.31 €	7,243,492.31 €	7,243,492.31 €
Progresión	68,858,884.58 €	76,102,376.89 €	83,345,869.20 €	90,589,361.50 €	97,832,853.81 €	105,076,346.11 €
VAN	15,301,078.38 €	16,877,473.35 €	18,310,559.69 €	19,613,365.45 €	20,797,734.32 €	21,874,433.30 €



– Financiación con préstamo

Año	0	1	2	3	4	5
Gastos	-7,958,700.00 €	-4,503,089.70 €	-4,503,089.70 €	-4,503,089.70 €	-4,503,089.70 €	-4,503,089.70 €
Explot.	-7,958,700.00 €	-1,639,832.75 €	-1,639,832.75 €	-1,639,832.75 €	-1,639,832.75 €	-1,639,832.75 €
Intereses	0.00 €	-2,863,256.94 €	-2,863,256.94 €	-2,863,256.94 €	-2,863,256.94 €	-2,863,256.94 €
Ingreso	0.00 €	8,883,325.06 €	8,883,325.06 €	8,883,325.06 €	8,883,325.06 €	8,883,325.06 €
Flujo de caja	-7,958,700.00 €	4,380,235.36 €	4,380,235.36 €	4,380,235.36 €	4,380,235.36 €	4,380,235.36 €
Progresión	-7,958,700.00 €	-3,578,464.64 €	801,770.73 €	5,182,006.09 €	9,562,241.45 €	13,942,476.82 €
VAN	-7,958,700.00 €	-3,976,667.85 €	-356,638.63 €	2,934,297.03 €	5,926,056.73 €	8,645,838.26 €

Año	6	7	8	9	10	11
Gastos	-4,503,089.70 €	-4,503,089.70 €	-4,503,089.70 €	-4,503,089.70 €	-4,503,089.70 €	-4,503,089.70 €
Explot.	-1,639,832.75 €	-1,639,832.75 €	-1,639,832.75 €	-1,639,832.75 €	-1,639,832.75 €	-1,639,832.75 €
Intereses	-2,863,256.94 €	-2,863,256.94 €	-2,863,256.94 €	-2,863,256.94 €	-2,863,256.94 €	-2,863,256.94 €
Ingreso	8,883,325.06 €	8,883,325.06 €	8,883,325.06 €	8,883,325.06 €	8,883,325.06 €	8,883,325.06 €
Flujo de caja	4,380,235.36 €	4,380,235.36 €	4,380,235.36 €	4,380,235.36 €	4,380,235.36 €	4,380,235.36 €
Progresión	18,322,712.18 €	22,702,947.54 €	27,083,182.91 €	31,463,418.27 €	35,843,653.64 €	40,223,889.00 €
VAN	11,118,366.93 €	13,366,120.27 €	15,409,532.39 €	17,267,179.78 €	18,955,950.13 €	20,491,195.90 €

Año	12	13	14	15	16	17
Gastos	-4,503,089.70 €	-4,503,089.70 €	-4,503,089.70 €	-4,503,089.70 €	-1,639,832.75 €	-1,639,832.75 €
Explot.	-1,639,832.75 €	-1,639,832.75 €	-1,639,832.75 €	-1,639,832.75 €	-1,639,832.75 €	-1,639,832.75 €
Intereses	-2,863,256.94 €	-2,863,256.94 €	-2,863,256.94 €	-2,863,256.94 €	0.00 €	0.00 €
Ingreso	8,883,325.06 €	8,883,325.06 €	8,883,325.06 €	8,883,325.06 €	8,883,325.06 €	8,883,325.06 €
Flujo de caja	4,380,235.36 €	4,380,235.36 €	4,380,235.36 €	4,380,235.36 €	7,243,492.31 €	7,243,492.31 €
Progresión	44,604,124.36 €	48,984,359.73 €	53,364,595.09 €	57,744,830.45 €	64,988,322.76 €	72,231,815.06 €
VAN	21,886,873.88 €	23,155,672.04 €	24,309,124.91 €	25,357,718.43 €	26,934,113.40 €	28,367,199.74 €

Año	18	19	20
Gastos	-1,639,832.75 €	-1,639,832.75 €	-1,639,832.75 €
Explot.	-1,639,832.75 €	-1,639,832.75 €	-1,639,832.75 €
Intereses	0.00 €	0.00 €	0.00 €
Ingreso	8,883,325.06 €	8,883,325.06 €	8,883,325.06 €
Flujo de caja	7,243,492.31 €	7,243,492.31 €	7,243,492.31 €
Progresión	79,475,307.37 €	86,718,799.68 €	93,962,291.98 €
VAN	29,670,005.50 €	30,854,374.37 €	31,931,073.35 €



– Financiación con bonos

Año	0	1	2	3	4	5
Gastos	-7,958,700.00 €	-2,435,702.75 €	-2,435,702.75 €	-2,435,702.75 €	-2,435,702.75 €	-2,435,702.75 €
Explot.	-7,958,700.00 €	-1,639,832.75 €	-1,639,832.75 €	-1,639,832.75 €	-1,639,832.75 €	-1,639,832.75 €
Intereses	0.00 €	-795,870.00 €	-795,870.00 €	-795,870.00 €	-795,870.00 €	-795,870.00 €
Ingreso	0.00 €	8,883,325.06 €	8,883,325.06 €	8,883,325.06 €	8,883,325.06 €	8,883,325.06 €
Flujo de caja	-7,958,700.00 €	6,447,622.31 €	6,447,622.31 €	6,447,622.31 €	6,447,622.31 €	6,447,622.31 €
Progresión	-7,958,700.00 €	-1,511,077.69 €	4,936,544.61 €	11,384,166.92 €	17,831,789.22 €	24,279,411.53 €
VAN	-7,958,700.00 €	-2,097,225.18 €	3,231,388.30 €	8,075,582.37 €	12,479,395.16 €	16,482,861.33 €

Año	6	7	8	9	10	11
Gastos	-2,435,702.75 €	-2,435,702.75 €	-2,435,702.75 €	-2,435,702.75 €	-2,435,702.75 €	-2,435,702.75 €
Explot.	-1,639,832.75 €	-1,639,832.75 €	-1,639,832.75 €	-1,639,832.75 €	-1,639,832.75 €	-1,639,832.75 €
Intereses	-795,870.00 €	-795,870.00 €	-795,870.00 €	-795,870.00 €	-795,870.00 €	-795,870.00 €
Ingreso	8,883,325.06 €	8,883,325.06 €	8,883,325.06 €	8,883,325.06 €	8,883,325.06 €	8,883,325.06 €
Flujo de caja	6,447,622.31 €	6,447,622.31 €	6,447,622.31 €	6,447,622.31 €	6,447,622.31 €	6,447,622.31 €
Progresión	30,727,033.83 €	37,174,656.14 €	43,622,278.45 €	50,069,900.75 €	56,517,523.06 €	62,965,145.36 €
VAN	20,122,376.03 €	23,431,025.76 €	26,438,889.15 €	29,173,310.42 €	31,659,147.93 €	33,919,000.21 €

Año	12	13	14	15	16	17
Gastos	-2,435,702.75 €	-2,435,702.75 €	-2,435,702.75 €	-34,270,502.75 €	-1,639,832.75 €	-1,639,832.75 €
Explot.	-1,639,832.75 €	-1,639,832.75 €	-1,639,832.75 €	-1,639,832.75 €	-1,639,832.75 €	-1,639,832.75 €
Intereses	-795,870.00 €	-795,870.00 €	-795,870.00 €	-32,630,670.00 €	0.00 €	0.00 €
Ingreso	8,883,325.06 €	8,883,325.06 €	8,883,325.06 €	8,883,325.06 €	8,883,325.06 €	8,883,325.06 €
Flujo de caja	6,447,622.31 €	6,447,622.31 €	6,447,622.31 €	-25,387,177.69 €	7,243,492.31 €	7,243,492.31 €
Progresión	69,412,767.67 €	75,860,389.97 €	82,308,012.28 €	56,920,834.58 €	64,164,326.89 €	71,407,819.20 €
VAN	35,973,411.38 €	37,841,057.90 €	39,538,918.37 €	33,461,429.87 €	35,037,824.84 €	36,470,911.18 €

Año	18	19	20
Gastos	-1,639,832.75 €	-1,639,832.75 €	-1,639,832.75 €
Explot.	-1,639,832.75 €	-1,639,832.75 €	-1,639,832.75 €
Intereses	0.00 €	0.00 €	0.00 €
Ingreso	8,883,325.06 €	8,883,325.06 €	8,883,325.06 €
Flujo de caja	7,243,492.31 €	7,243,492.31 €	7,243,492.31 €
Progresión	78,651,311.50 €	85,894,803.81 €	93,138,296.11 €
VAN	37,773,716.94 €	38,958,085.81 €	40,034,784.79 €



4. Estudio económico en Calera de León

– Financiación propia

Año	0	1	2	3	4
Gastos	-39,793,500.00 €	-1,702,526.76 €	-1,702,526.76 €	-1,702,526.76 €	-1,702,526.76 €
Ingreso	0.00 €	9,778,953.76 €	9,778,953.76 €	9,778,953.76 €	9,778,953.76 €
Flujo de caja	-39,793,500.00 €	8,076,427.00 €	8,076,427.00 €	8,076,427.00 €	8,076,427.00 €
Progresión	-39,793,500.00 €	-31,717,073.00 €	-23,640,646.00 €	-15,564,219.00 €	-7,487,792.00 €
VAN	-39,793,500.00 €	-32,451,293.64 €	-25,776,560.58 €	-19,708,621.44 €	-14,192,313.12 €

Año	5	6	7	8	9
Gastos	-1,702,526.76 €	-1,702,526.76 €	-1,702,526.76 €	-1,702,526.76 €	-1,702,526.76 €
Ingreso	9,778,953.76 €	9,778,953.76 €	9,778,953.76 €	9,778,953.76 €	9,778,953.76 €
Flujo de caja	8,076,427.00 €	8,076,427.00 €	8,076,427.00 €	8,076,427.00 €	8,076,427.00 €
Progresión	588,635.00 €	8,665,062.00 €	16,741,489.00 €	24,817,916.00 €	32,894,343.00 €
VAN	-9,177,487.39 €	-4,618,554.90 €	-474,070.82 €	3,293,641.99 €	6,718,835.44 €

Año	10	11	12	13	14
Gastos	-1,702,526.76 €	-1,702,526.76 €	-1,702,526.76 €	-1,702,526.76 €	-1,702,526.76 €
Ingreso	9,778,953.76 €	9,778,953.76 €	9,778,953.76 €	9,778,953.76 €	9,778,953.76 €
Flujo de caja	8,076,427.00 €	8,076,427.00 €	8,076,427.00 €	8,076,427.00 €	8,076,427.00 €
Progresión	40,970,770.00 €	49,047,197.00 €	57,123,624.00 €	65,200,051.00 €	73,276,477.99 €
VAN	9,832,647.67 €	12,663,386.07 €	15,236,784.61 €	17,576,237.82 €	19,703,013.48 €

Año	15	16	17	18	19	20
Gastos	-1,702,526.76 €	-1,702,526.76 €	-1,702,526.76 €	-1,702,526.76 €	-1,702,526.76 €	-1,702,526.76 €
Ingreso	9,778,953.76 €	9,778,953.76 €	9,778,953.76 €	9,778,953.76 €	9,778,953.76 €	9,778,953.76 €
Flujo de caja	8,076,427.00 €	8,076,427.00 €	8,076,427.00 €	8,076,427.00 €	8,076,427.00 €	8,076,427.00 €
Progresión	81,352,904.99 €	89,429,331.99 €	97,505,758.99 €	105,582,185.99 €	113,658,612.99 €	121,735,039.99 €
VAN	21,636,445.89 €	23,394,111.71 €	24,991,989.74 €	26,444,606.13 €	27,765,166.48 €	28,965,675.89 €



– Financiación con préstamo

Año	0	1	2	3	4	5
Gastos	-7,958,700.00 €	-4,565,783.71 €	-4,565,783.71 €	-4,565,783.71 €	-4,565,783.71 €	-4,565,783.71 €
Explot.	-7,958,700.00 €	-1,702,526.76 €	-1,702,526.76 €	-1,702,526.76 €	-1,702,526.76 €	-1,702,526.76 €
Intereses	0.00 €	-2,863,256.94 €	-2,863,256.94 €	-2,863,256.94 €	-2,863,256.94 €	-2,863,256.94 €
Ingreso	0.00 €	9,778,953.76 €	9,778,953.76 €	9,778,953.76 €	9,778,953.76 €	9,778,953.76 €
Flujo de caja	-7,958,700.00 €	5,213,170.06 €	5,213,170.06 €	5,213,170.06 €	5,213,170.06 €	5,213,170.06 €
Progresión	-7,958,700.00 €	-2,745,529.94 €	2,467,640.12 €	7,680,810.17 €	12,893,980.23 €	18,107,150.29 €
VAN	-7,958,700.00 €	-3,219,454.49 €	1,088,950.51 €	5,005,682.34 €	8,566,347.63 €	11,803,316.08 €

Año	6	7	8	9	10	11
Gastos	-4,565,783.71 €	-4,565,783.71 €	-4,565,783.71 €	-4,565,783.71 €	-4,565,783.71 €	-4,565,783.71 €
Explot.	-1,702,526.76 €	-1,702,526.76 €	-1,702,526.76 €	-1,702,526.76 €	-1,702,526.76 €	-1,702,526.76 €
Intereses	-2,863,256.94 €	-2,863,256.94 €	-2,863,256.94 €	-2,863,256.94 €	-2,863,256.94 €	-2,863,256.94 €
Ingreso	9,778,953.76 €	9,778,953.76 €	9,778,953.76 €	9,778,953.76 €	9,778,953.76 €	9,778,953.76 €
Flujo de caja	5,213,170.06 €	5,213,170.06 €	5,213,170.06 €	5,213,170.06 €	5,213,170.06 €	5,213,170.06 €
Progresión	23,320,320.35 €	28,533,490.40 €	33,746,660.46 €	38,959,830.52 €	44,173,000.58 €	49,386,170.63 €
VAN	14,746,014.67 €	17,421,195.21 €	19,853,177.51 €	22,064,070.52 €	24,073,973.25 €	25,901,157.55 €

Año	12	13	14	15	16	17
Gastos	-4,565,783.71 €	-4,565,783.71 €	-4,565,783.71 €	-4,565,783.71 €	-1,702,526.76 €	-1,702,526.76 €
Explot.	-1,702,526.76 €	-1,702,526.76 €	-1,702,526.76 €	-1,702,526.76 €	-1,702,526.76 €	-1,702,526.76 €
Intereses	-2,863,256.94 €	-2,863,256.94 €	-2,863,256.94 €	-2,863,256.94 €	0.00 €	0.00 €
Ingreso	9,778,953.76 €	9,778,953.76 €	9,778,953.76 €	9,778,953.76 €	9,778,953.76 €	9,778,953.76 €
Flujo de caja	5,213,170.06 €	5,213,170.06 €	5,213,170.06 €	5,213,170.06 €	8,076,427.00 €	8,076,427.00 €
Progresión	54,599,340.69 €	59,812,510.75 €	65,025,680.81 €	70,238,850.86 €	78,315,277.86 €	86,391,704.86 €
VAN	27,562,234.19 €	29,072,303.86 €	30,445,094.47 €	31,693,085.94 €	33,450,751.77 €	35,048,629.79 €

Año	18	19	20
Gastos	-1,702,526.76 €	-1,702,526.76 €	-1,702,526.76 €
Explot.	-1,702,526.76 €	-1,702,526.76 €	-1,702,526.76 €
Intereses	0.00 €	0.00 €	0.00 €
Ingreso	9,778,953.76 €	9,778,953.76 €	9,778,953.76 €
Flujo de caja	8,076,427.00 €	8,076,427.00 €	8,076,427.00 €
Progresión	94,468,131.86 €	102,544,558.86 €	110,620,985.86 €
VAN	36,501,246.18 €	37,821,806.53 €	39,022,315.94 €



– Financiación con bonos

Año	0	1	2	3	4	5
Gastos	-7,958,700.00 €	-2,498,396.76 €	-2,498,396.76 €	-2,498,396.76 €	-2,498,396.76 €	-2,498,396.76 €
Explot.	-7,958,700.00 €	-1,702,526.76 €	-1,702,526.76 €	-1,702,526.76 €	-1,702,526.76 €	-1,702,526.76 €
Intereses	0.00 €	-795,870.00 €	-795,870.00 €	-795,870.00 €	-795,870.00 €	-795,870.00 €
Ingreso	0.00 €	9,778,953.76 €	9,778,953.76 €	9,778,953.76 €	9,778,953.76 €	9,778,953.76 €
Flujo de caja	-7,958,700.00 €	7,280,557.00 €	7,280,557.00 €	7,280,557.00 €	7,280,557.00 €	7,280,557.00 €
Progresión	-7,958,700.00 €	-678,143.00 €	6,602,414.00 €	13,882,971.00 €	21,163,528.00 €	28,444,085.00 €
VAN	-7,958,700.00 €	-1,340,011.82 €	4,676,977.44 €	10,146,967.67 €	15,119,686.06 €	19,640,339.15 €

Año	6	7	8	9	10	11
Gastos	-2,498,396.76 €	-2,498,396.76 €	-2,498,396.76 €	-2,498,396.76 €	-2,498,396.76 €	-2,498,396.76 €
Explot.	-1,702,526.76 €	-1,702,526.76 €	-1,702,526.76 €	-1,702,526.76 €	-1,702,526.76 €	-1,702,526.76 €
Intereses	-795,870.00 €	-795,870.00 €	-795,870.00 €	-795,870.00 €	-795,870.00 €	-795,870.00 €
Ingreso	9,778,953.76 €	9,778,953.76 €	9,778,953.76 €	9,778,953.76 €	9,778,953.76 €	9,778,953.76 €
Flujo de caja	7,280,557.00 €	7,280,557.00 €	7,280,557.00 €	7,280,557.00 €	7,280,557.00 €	7,280,557.00 €
Progresión	35,724,642.00 €	43,005,199.00 €	50,285,756.00 €	57,566,313.00 €	64,846,870.00 €	72,127,427.00 €
VAN	23,750,023.77 €	27,486,100.70 €	30,882,534.27 €	33,970,201.16 €	36,777,171.05 €	39,328,961.86 €

Año	12	13	14	15	16	17
Gastos	-2,498,396.76 €	-2,498,396.76 €	-2,498,396.76 €	-34,333,196.76 €	-1,702,526.76 €	-1,702,526.76 €
Explot.	-1,702,526.76 €	-1,702,526.76 €	-1,702,526.76 €	-1,702,526.76 €	-1,702,526.76 €	-1,702,526.76 €
Intereses	-795,870.00 €	-795,870.00 €	-795,870.00 €	-32,630,670.00 €	0.00 €	0.00 €
Ingreso	9,778,953.76 €	9,778,953.76 €	9,778,953.76 €	9,778,953.76 €	9,778,953.76 €	9,778,953.76 €
Flujo de caja	7,280,557.00 €	7,280,557.00 €	7,280,557.00 €	-24,554,243.00 €	8,076,427.00 €	8,076,427.00 €
Progresión	79,407,984.00 €	86,688,541.00 €	93,969,097.99 €	69,414,854.99 €	77,491,281.99 €	85,567,708.99 €
VAN	41,648,771.69 €	43,757,689.72 €	45,674,887.93 €	39,796,797.38 €	41,554,463.20 €	43,152,341.23 €

Año	18	19	20
Gastos	-1,702,526.76 €	-1,702,526.76 €	-1,702,526.76 €
Explot.	-1,702,526.76 €	-1,702,526.76 €	-1,702,526.76 €
Intereses	0.00 €	0.00 €	0.00 €
Ingreso	9,778,953.76 €	9,778,953.76 €	9,778,953.76 €
Flujo de caja	8,076,427.00 €	8,076,427.00 €	8,076,427.00 €
Progresión	93,644,135.99 €	101,720,562.99 €	109,796,989.99 €
VAN	44,604,957.62 €	45,925,517.97 €	47,126,027.38 €



ANEJO 3. FOTOGRAFÍAS

El presente anejo es un documento de apoyo al apartado 8 de la memoria, el plan de obra, en el cual se detallará el proceso constructivo del parque eólico mediante fotografías. Estas fotografías han sido cedidas para su uso por el autor y ayudan a representar gráficamente el que se explica a lo largo del apartado. Corresponden con la construcción de un parque eólico similar al que se dimensiona en este trabajo. A continuación se exponen fotografías de algunas de las tareas que se realizan durante la construcción de un parque eólico.



Figura 1. Construcción de viales



Figura 2. Construcción de plataformas



Figura 3. Ferrallado de la cimentación de un aerogenerador



Figura 4. Encofrado de la cimentación de un aerogenerador



Figura 5. Zanja abierta y cable tendido



Figura 6. Transporte de una pala de rotor



Figura 7. Izado de un segmento de torre



Figura 8. Colocación de la góndola



Figura 9. Montaje del rotor



Figura 30. Colocación del rotor



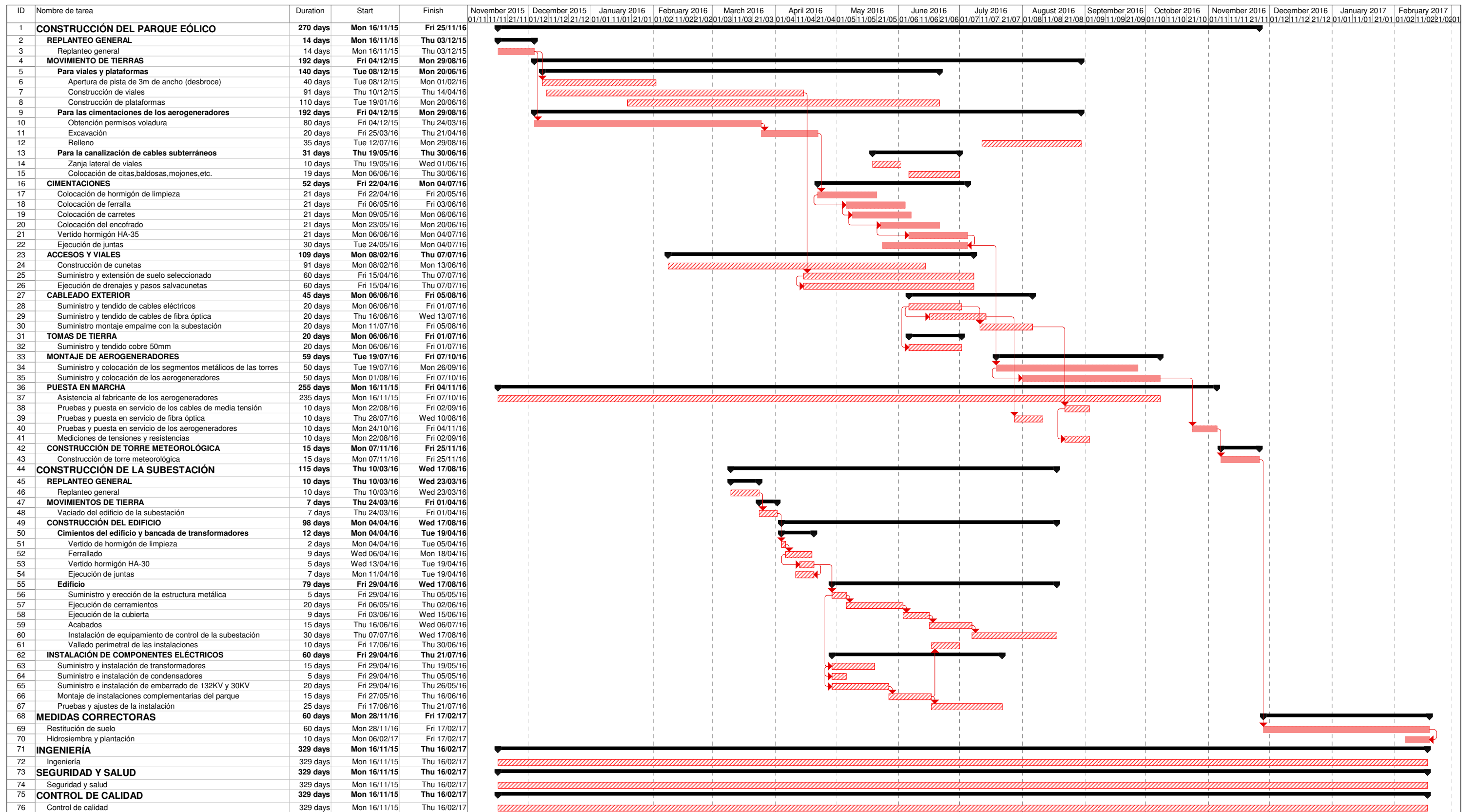
ANEJO 4. PLAN DE OBRA



El siguiente anejo sirve de apoyo al apartado 8 de la memoria. En concreto, es un resumen de todas las tareas y su duración, representadas en un diagrama de Gantt. Las tareas que tienen una relación de dependencia entre ellas se unen mediante flechas.

Por otra parte, el camino crítico se encuentra remarcado e incluye todas aquellas tareas que no se pueden aplazar sin alterar el plazo de la obra.

A continuación, pues, se representa el diagrama de Gantt que ofrece una visión más global del plan de obra.



Proyecto: Plan de obra parque eólico
Fecha: 25/05/2015

Critical Split	Hito	◆	Hito externo	◆	Manual Task	◇	Manual Summary	◆	External Tasks	◇	Fecha límite	↓
Tarea	▨	Resumen	▬	Inactive Milestone	▬	Duration-only	Start-only	▬	External Milestone	▬	Critical	▬
División	Tareas externas	▬	Inactive Summary	Manual Summary Rollup	◆	Finish-only	▬	Progreso	▬		