



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA

Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial

Diseño, emplazamiento y estudio de viabilidad de un
parque eólico de 50 MW en las comarcas de la Hoya de
Buñol, la Plana de Utiel-Requena y los Serranos, Valencia

Trabajo Fin de Máster

Máster Universitario en Ingeniería Industrial

AUTOR/A: Granero Cremades, Andrés

Tutor/a: Bayón Barrachina, Arnau

Cotutor/a externo: NARBON FERNANDEZ, JULIA

CURSO ACADÉMICO: 2021/2022



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



ESCUELA TÉCNICA
SUPERIOR INGENIERÍA
INDUSTRIAL VALENCIA

TRABAJO FIN DE MASTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL



Diseño, emplazamiento y estudio de viabilidad de un parque eólico de 50 MW en las comarcas de la Hoya de Buñol, la Plana de Utiel-Requena y los Serranos, Valencia

AUTOR: Andrés Granero Cremades

TUTOR: Arnau Bayón Barrachina

COTUTOR:  Julia Narbón Fernandez

Curso Académico: 2022-23 

“Que te metes Don Quijote pa' flipar con los molinos”- Adolfo "Fito" Cabrales Mato

Tú que eres bioquímica, ingeniera industrial,
y psicóloga teniendo los casos más difíciles en casa.
La única persona que me escucha en mis discursos caseros
e inentendiblemente me quiere sin parangón.
Todo lo que he conseguido y conseguiré,
es gracias a tu cariño, comprensión y empujón.
Te quiero mamá.

Resumen

El presente documento tiene por objetivo el desarrollo de un parque eólico de 50 MW que permita avanzar hacia el Objetivo de Desarrollo Sostenible número 7 de la agenda 2030 (Energía asequible y no contaminante) y que cumpla la normativa valenciana en materia de energía eólica. El trabajo también ha sido realizado para estar acorde con el acuerdo de París de 2016 y con el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030.

En primer lugar se realiza un estudio del estado actual de la energía eólica en la zona y de las posibilidades de crecimiento de ésta, pasando a posteriori al desarrollo del proyecto propiamente dicho. Para ello, primero se realiza una búsqueda del emplazamiento adecuado, teniendo en cuenta también las localizaciones en las que ya existen parques eólicos, parques solares, parcelas en explotación y el recurso eólico. Se hace uso de recursos como el Atlas Eólico Europeo o series históricas, como las que publica AEMET, así como que se produzca el mínimo impacto sobre el ecosistema y el paisaje de la zona.

Posteriormente, se procede al diseño del parque eólico y al cálculo de la energía que éste se puede producir, para, a continuación, seleccionar los distintos componentes que configuran el parque eólico a partir de la información comercial disponible.

Para finalizar, se realiza un estudio de viabilidad económica en cual se llevan a cabo los estudios financieros necesarios, mediante el uso de la herramienta de Excel y con datos económicos sacados de bases de datos de ingeniería civil.

Abstract

The objective of this document is the development of a 50 MW wind farm that allows progress towards Sustainable Development Goal number 7 of the 2030 agenda (Affordable and non-polluting energy) and that complies with Valencian regulations on wind energy. The work has also been carried out to be in accordance with the 2016 Paris agreement and with the National Integrated Energy and Climate Plan (PNIEC) 2021-2030.

In the first place, a study of the current state of wind energy in the area and its growth possibilities is carried out, subsequently moving on to the development of the project itself. To do this, a search for the appropriate location is first carried out, also taking into account the locations in which there are already wind farms, solar parks, parcels in operation and the wind resource. Resources such as the European Wind Atlas or historical series, such as those published by AEMET, are used, as well as the minimum impact on the ecosystem and landscape of the area.

Subsequently, the wind farm is designed and the energy that it can produce is calculated, to then select the different components that make up the wind farm based on the commercial information available.

Finally, an economic feasibility study is carried out in which the necessary financial studies are carried out, through the use of the Excel tool and with economic data taken from civil engineering databases.

Resum

Aquest document té per objectiu el desenvolupament d'un parc eòlic de 50 MW que permeti avançar cap a l'Objectiu de Desenvolupament Sostenible número 7 de l'agenda 2030 (Energia assequible i no contaminant) i que compleixi la normativa valenciana en matèria d'energia eòlica. El treball també ha estat realitzat per estar d'acord amb l'acord de París del 2016 i amb el Pla Nacional Integrat d'Energia i Clima (PNIEC) 2021-2030.

En primer lloc, es realitza un estudi de l'estat actual de l'energia eòlica a la zona i de les possibilitats de creixement d'aquesta, passant a posteriori al desenvolupament del projecte pròpiament dit. Per això, primer es realitza una recerca de l'emplaçament adequat, tenint en compte també les localitzacions en què ja hi ha parcs eòlics, parcs solars, parcel·les en explotació i el recurs eòlic. Es fa ús de recursos com l'Atlas Eòlic Europeu o les sèries històriques, com les que publica AEMET, així com que es produeixi el mínim impacte sobre l'ecosistema i el paisatge de la zona.

Posteriorment, es procedeix al disseny del parc eòlic i al càlcul de l'energia que aquest es pot produir, per, a continuació, seleccionar els diferents components que configuren el parc eòlic a partir de la informació comercial disponible.

Per finalitzar, es fa un estudi de viabilitat econòmica en què es duen a terme els estudis financers necessaris, mitjançant l'ús de l'eina d'Excel i amb dades econòmiques tretes de bases de dades d'enginyeria civil.

ÍNDICE DE LA MEMORIA

CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN	14
1.1 OBJETO DEL PROYECTO	14
1.2 JUSTIFICACIÓN	14
1.2.1 Metas del objetivo 7	15
1.3 ALCANCE	15
CAPÍTULO 2. NORMATIVA APLICABLE	16
2.1 Nivel Internacional:	16
2.2 Nivel Nacional	16
2.3 Nivel autonómico	17
Capítulo 3: ANTECEDENTES.	19
3.1 Producción de energía a nivel mundial	19
3.2 Producción de la energía eólica en España	20
3.3 Producción de energía eólica en la provincia de la comunidad valenciana	22
Capítulo 4: Búsqueda del lugar adecuado para el diseño del parque eólico.	24
4.1 Criterios de exclusión de áreas.	24
4.2 Metodología para encontrar un sitio adecuado	25
4.3 Lugares seleccionados	30
4.3.1 La sierra Marisa	30
4.3.2 Pico Hierbas	31
4.3.3. La nevera de Chiva	32
Capítulo 5. Análisis y comparativa de aerogeneradores.	34
5.1. Clase de turbina eólica	34
5.2. Modelos comerciales de aerogeneradores.	35
Capítulo 6. Diseño de alternativas	41
6.1. Recurso Eólico Sierra Marisa	41
6.1.1. Ubicación de cada uno de los aerogeneradores.	41
6.1.2. Energía bruta y neta anual producida.	42
Capítulo 7: Infraestructura eléctrica	45
7.1 Generalidades y circuito tipo de M.T del parque	45
7.2. Cálculo de las intensidades nominales.	48
7.3. Tipo de cable usado para las líneas de media tensión.	49
7.4. Nivel de aislamiento de los cables para las líneas de media tensión.	50

7.5 Sección de los cables para las líneas de media tensión.	51
7.5.1 Criterio Térmico.....	51
7.5.2 COMPROBACIÓN DE LAS SECCIONES POR CRITERIO DE CORTOCIRCUITO.....	60
7.5.3 COMPROBACIÓN DE LAS SECCIONES POR CRITERIO DE CAÍDA DE TENSIÓN.....	62
7.6. Cálculo de protecciones.	64
7.6.1. Protecciones contra sobreintensidades.	64
7.6.2 Celdas de media tensión.	66
7.7 Transformador de potencia.....	67
Capítulo 8. Subestación de maniobra.....	68
8.1 Objeto	68
8.2 Emplazamiento.....	68
8.3 Descripción general	69
8.4 Características generales del diseño y parámetros básicos.....	69
Capítulo 9. Distancias mínimas de seguridad.....	70
9.1 Distancia mínima entre fase y fase.....	70
9.2 Distancias mínimas entre fase y tierra	72
9.3 Distancia mínima para protección de riesgos eléctricos sobre personas en trabajos eléctricos tránsito por subestación a elementos eléctricos.....	72
9.4 Distancia vertical a elementos no protegidos en tensión	74
9.4.1 Cálculo según la ITC-RAT	74
9.4.2 Cálculo según la RD614/2001.....	74
9.5 Distancia horizontal para circulación de vehículos.	74
9.6 Distancia horizontal de puntos de tensión al cerramiento.....	75
Capítulo 10. Instalación de puesta a tierra.....	76
10.1 Descripción general de la puesta a tierra.	76
10.2 Parámetros que caracterizan una instalación de puesta a tierra.....	77
10.3 Cálculo de parámetros de la puesta a tierra	79
Capítulo 11: Cálculos económicos de la instalación.....	85
11.1 Desglose de costes.....	85
11.1.1 Coste de aerogeneradores.	85
11.1.2 Coste obra civil	86
11.1.3 Instalaciones y conexiones eléctricas	87
11.1.4 Medidas correctoras de impacto ambiental.	88
11.1.5 Estudio Ingeniería.....	88
11.1.6 Coste mantenimiento.....	88
11.1.7 Coste total de cada una de las alternativas.....	89

11.2 Producción y beneficio anual producido.....	89
11.3 Flujo de caja y años de retorno de la inversión.....	90
11.4 Análisis del VAN en función del interés tipo considerado	91
11.4 Análisis del TIR.....	91
Capítulo 12: Alternativa escogida	93
Capítulo 13: Estudio de impacto ambiental de la alternativa escogida.	95
13.1 Objetivos del estudio.	95
13.2 Fauna Afectada	95
13.3 Flora afectada	96
13.4 Clima	96
13.5 Geomorfología y Geología	97
13.6 Hidrología.....	97
13.7 Áreas protegidas.....	97
13.8 Demografía	97
13.9 Evaluación de impactos.....	97
13.10 Matrices de Impactos	98
13.11 Medidas correctoras.....	101
13.12 Conclusiones	101
Capítulo 14: Conclusiones	102
Presupuesto	103
ANEXO 1: DISEÑO EÓLICO DE LAS ALTERNATIVAS	110
ANEXO 2: Cálculos eléctricos de las de las distintas alternativas	131
ANEXO 3: Cálculos económicos de las de las distintas alternativas	144
Bibliografía.....	151

Índice de Figuras

Figura 1: Distribución porcentual de la generación de electricidad en el mundo en 2017, por fuente de energía. FUENTE: Statista	19
Figura 2: Evolución de la capacidad de producción de energía eólica en el mundo desde 2009 hasta 2019. FUENTE: EVWIND	20
Figura 3: Evolución anual y acumulada de la potencia instalada en España. FUENTE: AEE (Asociación Empresarial Eólica, s.f.)	20
Figura 4: Cobertura de la demanda peninsular.....	21
Figura 5: Lenguaje ANSI para la representación de diagramas de flujo. FUENTE: WIKIPEDIA ...	26
Figura 6: Metodología empleada para encontrar zonas eólicas válidas para el parque eólico..	27
Figura 7: Zonas eólicas de Comunidad Valenciana (Fuente: IVACE)	28
Figura 8: Ubicación La sierra Marisa. NOTA. Captura extraída de Google Maps, Imágenes del CNES 2022. https://www.google.com/maps	31
Figura 9: Orientación del viento y mapa de calor de la potencia eólica. FUENTE: Global wind Atlas y mapa eólico español.....	31
Figura 10: Ubicación Pico Hierbas. Fuente Google Maps	32
Figura 11: Orientación del viento y mapa de calor de la potencia eólica. FUENTE: Global wind Atlas y mapa eólico español.....	32
Figura 12: Localización la nevera de Chiva. Fuente: Google maps	33
Figura 13: Orientación del viento y mapa de calor de la potencia eólica. FUENTE: Global wind Atlas y mapa eólico español.....	33
Figura 14: Curva potencia aerogenerador Vestas 112 (https://es.wind-turbine-models.com/turbines/693-vestas-v112-3.3#powercurve)	36
Figura 15: Curva potencia aerogenerador E-101(https://es.wind-turbine-models.com/turbines/130-enercon-e-101)	37
Figura 16: Curva de potencia del aerogenerador G90. (https://es.wind-turbine-models.com/turbines/763-gamesa-g90)	38
Figura 17: Curva de potencia del aerogenerador W2E-151/4.8. (https://es.wind-turbine-models.com/turbines/2337-w2e-wind-to-energy-w2e-151-4.8)	39
Figura 18: Layout Alternativa Sierra Maria-Vestas112	41
Figura 19: Esquema unifilar simplificado para un circuito con dos aerogeneradores.	47
Figura 20: Esquema unifilar simplificado para un circuito con dos aerogeneradores.	47
Figura 21: Representación del cable NA2XSJ Aluminium Conductor XLPE PVC	49
Figura 22: Configuración y disposición de los 6 circuitos eléctricos en la zanja de conexión..	52
Figura 23: Esquema general de la puesta a tierra.....	76
Figura 24: Representación de la tensión a tierra y tensión de contacto.	78
Figura 25: Tensión de paso y de contacto aplicada.	78
Figura 26: Distribución de temperatura y lluvia en función del mes del año en Chiva.	96

Índice de Tablas

Tabla 1. Parques ya existentes en la Comunidad Valenciana. FUENTE: ASOCIACIÓN EMPRESARIAL EÓLICA (Asociación Empresarial Eólica, s.f.).....	23
Tabla 2: Nº de aerogeneradores máximo, instalado y que aún se pueden instalar en las zonas eólicas de interés. FUENTE: ASOCIACIÓN EMPRESARIAL EÓLICA (Asociación Empresarial Eólica, s.f.).....	29
Tabla 3. Clase de turbina eólica (Norma UNE-EN IEC 61400-1:2020).....	34
Tabla 4. Clase de turbina, velocidad media anual y velocidad de referencia promedio en función de la zona.	34
Tabla 5. Características del aerogenerador SG 3.4-132 (https://es.wind-turbine-models.com/turbines/693-vestas-v112-3.3#powercurve).....	35
Tabla 6: Curva de potencia y coeficiente de Potencia aerogenerador Vestas112.....	36
Tabla 7. Características del aerogenerador E-101. (https://es.wind-turbine-models.com/turbines/130-enercon-e-101).....	36
Tabla 8: Curva de potencia y coeficiente de Potencia aerogenerador E-101.....	37
Tabla 9:Características del aerogenerador G90. (https://es.wind-turbine-models.com/turbines/763-gamesa-g90).....	38
Tabla 10:Curva de potencia y coeficiente de Potencia aerogenerador G90.....	39
Tabla 11:Características del aerogenerador SG 2.6-114. (https://es.wind-turbine-models.com/turbines/2337-w2e-wind-to-energy-w2e-151-4.8 https://www.siemensgamesa.com/es-es/products-and-services/onshore/aerogenerador-sg-2-2-122).....	39
Tabla 12: Curva de potencia y coeficiente de Potencia aerogenerador W2E-151/4.8.....	40
Tabla 13: Posición de los aerogeneradores de la alternativa Sierra Marisa Vestas 112. FUENTE: Realización propia.	42
Tabla 14:Factores Distribución de Weibull y Energía Bruta Anual por aerogenerador.....	43
Tabla 15: Energía obtenida en el resto de las alternativas.	44
Tabla 16: Distancias circuitos eléctricos.....	46
Tabla 17:Niveles de aislamiento de los cables y sus accesorios.....	50
Tabla 18: Datos de sección y diámetro de los cables escogidos.....	51
Tabla 19: Resistividad térmica en función del tipo de terreno.....	52
Tabla 20: Intensidades máximas admisibles (servicio permanente; corriente alterna; cables unipolares aislados de hasta 18/30 kV enterrados bajo tubo).	53
Tabla 21: Factor corrector para temperaturas del terreno distintas de 20°C.....	54
Tabla 22: Factor corrector para resistividades térmicas del terreno distintas de 1,5.....	55
Tabla 23: Cantidad de ternos en zanja por tramos.....	56
Tabla 24: Factor corrector por distancia entre ternos o cables tripolares.	56
Tabla 25: K_a por tramos.....	56
Tabla 26: Factor corrector para profundidades distintas de 1 m.	57
Tabla 27: Resumen de los coeficientes correctores y cálculo del coeficiente global.	58
Tabla 28: Sección para el tramo tipo 1 criterio térmico.....	58
Tabla 29: Sección para el tramo tipo 2 criterio térmico.....	58
Tabla 30: Sección para el tramo tipo 3 criterio térmico.....	59
Tabla 31: Sección para el tramo tipo 4 criterio térmico.....	59
Tabla 32: Sección para tramo tipo 5 criterio térmico.	59
Tabla 33: Sección para el tramo tipo 6 criterio térmico.....	60
Tabla 34: Resumen Secciones en función del tramo.	60

Tabla 35: Valores máximos de densidad de corriente para conductores de cobre.....	60
Tabla 36: Sección para tramo tipo 1 criterio corto circuito.	61
Tabla 37: Sección para tramo tipo 2 criterio corto circuito.	61
Tabla 38: Sección para tramo tipo 3 criterio corto circuito.	61
Tabla 39: Sección para tramo tipo 4 criterio corto circuito.	61
Tabla 40: Sección para tramo tipo 5 criterio corto circuito.	62
Tabla 41: Sección para tramo tipo 6 criterio corto circuito.	62
Tabla 42: Resumen de los cálculos del criterio de caída de tensión.....	63
Tabla 43: Tabla comparativa de las 12 Alternativas.....	64
Tabla 44: Condiciones interruptores automáticos para las 12 Alternativas.	65
Tabla 45: Condición Relés electrónicos de protección de las 12 Alternativas.....	65
Tabla 46: Condiciones fusibles para las 12 Alternativas.	66
Tabla 47: Características de las celdas de media tensión.	66
Tabla 48: Características generales del diseño y parámetros básicos de la subestación.	69
Tabla 49: Distancia mínima entre fases en el aire, en función de la tensión nominal a los impulsos tipo rayo.....	71
Tabla 50: Tensión soportada nominal a los impulsos tipo rayo en función de la tensión más elevada para el materia y la tensión nominal de corta duración a frecuencia industriall.....	71
Tabla 51: Distancia mínima entre fase-tierra en el aire, en función de la tensión nominal a los impulsos tipo rayo.....	72
Tabla 52: Distancias de seguridad. (zona de peligro y de proximidad).....	73
Tabla 53: Resumen de distancias mínimas.	75
Tabla 54: Resistividad del terreno en función de su naturaleza.	79
Tabla 55: Constantes K y n en función del tiempo de actuación.	80
Tabla 56: Coste aerogeneradores de las distintas alternativas.	86
Tabla 57: Coste obra civil de las distintas alternativas.....	87
Tabla 58: Coste instalaciones y conexiones eléctricas de las distintas alternativas.	87
Tabla 59: Coste medidas correctoras de impacto ambiental de las distintas alternativas.....	88
Tabla 60: Coste de mantenimiento de 25 años de las distintas alternativas.....	89
Tabla 61: Coste de total de las distintas alternativas.....	89
Tabla 62: Ingresos, comparativa gas y beneficios del parque.....	89
Tabla 63: Flujos de caja para los 25 años de vida util.	90
Tabla 64: VAN en función del tipo de interés y el periodo de amortización.	91
Tabla 65: TIR en función del numero de años para amortizar el parque eólico.	92
Tabla 66: Comparativa de TIR para 25 años de amortización de todas las alternativas.....	92
Tabla 67: Energía obtenida en el resto de las alternativas.	93
Tabla 68: Energía obtenida en el resto de las alternativas.	93
Tabla 69 : Comparativa de TIR para 25 años de amortización de todas las alternativas.....	93
Tabla 70: Calificación de la magnitud e importancia de impactos positivos y negativos	98
Tabla 71; Matriz de impactos según magnitud.....	99
Tabla 72: Matriz de impactos según importancia.....	100
Tabla 73: Leyenda impacto de cada punto de fase.....	100
Tabla 74: Matriz impacto de cada uno de los puntos de las fases.....	101

Índice de Ecuaciones

Ecuación 1: Producción bruta de energía	42
Ecuación 2: Cálculo coeficiente de funcionamiento del parque	44
Ecuación 3: Producción neta de energía	44
Ecuación 4: Fórmula para extraer la intensidad nominal de los cables.....	48
Ecuación 5: Interpolación para extraer el coeficiente corrector para temperaturas del terreno distintas de 25°C.	54
Ecuación 6: Intensidad equivalente a partir de la intensidad de la tabla 20.	57
Ecuación 7: Regla de 3 para extraer la intensidad de cortocircuito trifásico durante un segundo a 30 kV	61
Ecuación 8: Intensidad de cortocircuito.....	61
Ecuación 9: Cálculo caída de tensión.	63
Ecuación 10: Cálculo de la intensidad máxima que ha de soportar el fusible.	65
Ecuación 11: Calculo Distancia vertical a elementos no protegidos en tensión según la ITC-RAT	74
Ecuación 12: Calculo Distancia vertical a elementos no protegidos en tensión según la RD614/2001	74
Ecuación 13: Distancia horizontal de puntos de tensión al cerramiento	75
Ecuación 14: Potencial en función de la distancia al electrodo de la puesta a tierra y la intensidad creada por la diferencia de voltaje masa-terreno.....	77
Ecuación 15: Extracción de resistencia en función de tensión de puesta a tierra e intensidad de defecto.	77
Ecuación 16: Expresión de resistencia asociada a una malla de tierra.....	79
Ecuación 17: Tensión de contacto admisible.	80
Ecuación 18: Tensión de paso admisible.....	80
Ecuación 19: resistividad aparente.	81
Ecuación 20: Tensión de contacto admisible en función de superficie y resistencia de pie calzado.....	82
Ecuación 21: Tensión de paso admisible en función de superficie y resistencia de pie calzado.....	82
Ecuación 22: Tensión máxima de contacto que puede darse.....	82
Ecuación 23: Tensión máxima de paso que puede darse.	82
Ecuación 24: Factor de geometría para extraer la tensión de contacto máxima	83
Ecuación 25: Factor de geometría para extraer la tensión de paso máxima.....	83
Ecuación 26: Factor de corrección por diferencia densidad de corriente en extremos.	83
Ecuación 27: Longitud equivalente para extraer la tensión de contacto máxima.....	83
Ecuación 28: Longitud equivalente para extraer la tensión de paso máxima.	83
Ecuación 29: Cálculo coste aerogenerador	85
Ecuación 30: Ingresos por parque.....	89
Ecuación 31: Cálculo VAN.....	91
Ecuación 32: Cálculo TIR.....	91

CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN

1.1 OBJETO DEL PROYECTO

El presente trabajo tiene por objeto el diseñar, ubicar y ver la viabilidad de un nuevo parque eólico de 50 MW dentro de las comarcas de la hoya de Buñol, la plana de Utiel-Requena y los serranos, ubicadas en la provincia de Valencia.

Para alcanzar este objetivo, es necesario alcanzar una serie de objetivos:

- Encontrar varias zonas en la cual los recursos eólicos sean viables para la instalación de un parque eólico moderno, haciendo uso de las herramientas como Excel y datos que proporciona el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDEA)
- Elección mediante ponderaciones del mejor emplazamiento de entre los posibles.
- Elección del aerogenerador comercial que mejor se adapte a las condiciones del lugar escogido para alcanzar los 50 MW de potencia instalada, en función de las curvas de potencia y las distribuciones de Weibull a la altura de buje de cada modelo.
- Diseño del parque, maximizando la energía producida por el mismo y teniendo en cuenta las figuras ambientales y la dirección del viento para la correcta distribución de los aerogeneradores en la zona seleccionada.
- Diseño de la infraestructura eléctrica
- Estudio de impacto ambiental del proyecto, considerando las especies protegidas, calificando los impactos previos de las tres fases del proyecto y concluyendo con medidas preventivas y correctoras.

1.2 JUSTIFICACIÓN

Este trabajo se hace con la misión de colaborar y ofrecer alternativas para la Agenda 2030 y los objetivos de desarrollo sostenible (ODS), los cuales buscan poner fin a la pobreza, proteger el planeta y mejorar las vidas y las perspectivas de las personas en todo el mundo.

El presente proyecto se enfoca más concretamente en el punto 7 de los ODS: *“Energía asequible y no contaminante”* además de en el acuerdo de París y en el PNIEC, el cual tiene por objetivo encaminar al mundo hacia una forma de conseguir energía de una forma más sostenible y que esté más disponible.

Con los actuales modelos y capacidades de generación de energía, el 13% de la población se queda sin servicio, y más de 3.000 millones de personas dependen de madera, carbón vegetal y desechos animales para calentarse la comida. Esto unido a que la energía es el factor que contribuye principalmente al cambio climático y representa alrededor del 60% de todas las emisiones mundiales de gases de efecto invernadero, hace que sea necesario plantear nuevas formas de conseguir esta energía y nuevos parques de energías renovables. (ONU, 2020)

1.2.1 Metas del objetivo 7

1. De aquí a 2030, garantizar el acceso universal a servicios energéticos asequibles, fiables y modernos.
2. De aquí a 2030, aumentar considerablemente la proporción de energía renovable en el conjunto de fuentes energéticas.
3. De aquí a 2030, duplicar la tasa mundial de mejora de la eficiencia energética.
4. De aquí a 2030, aumentar la cooperación internacional para facilitar el acceso a la investigación y la tecnología relativas a la energía limpia, incluidas las fuentes renovables, la eficiencia energética y las tecnologías avanzadas y menos contaminantes de combustibles fósiles, y promover la inversión en infraestructura energética y tecnologías limpias.
5. De aquí a 2030, ampliar la infraestructura y mejorar la tecnología para prestar servicios energéticos modernos y sostenibles para todos en los países en desarrollo, en particular los países menos adelantados, los pequeños Estados insulares en desarrollo y los países en desarrollo sin litoral, en consonancia con sus respectivos programas de apoyo.

1.3 ALCANCE

El alcance de este TFM incluye los siguientes puntos:

- Estudio de una ubicación idónea para instalar un parque eólico en la provincia de Valencia
- Elección de un modelo de aerogenerador que maximice la producción energética.
- Estudio de las alternativas de diseño del parque.
- Viabilidad económica de las alternativas y elección de la más rentable.
- Evaluación de impacto ambiental de la alternativa más rentable.
- Diseño de la estructura eléctrica necesaria.

CAPÍTULO 2. NORMATIVA APLICABLE

El estudio de ubicación, construcción, explotación y desmantelamiento final de un parque eólico se rige por diversas normativas a nivel internacional, europeo, nacional y autonómico. A continuación, se lista la normativa eólica aplicable. Esta normativa ha sido extraída de la asociación empresarial eólica. (Asociación Empresarial Eólica, 2022)

2.1 Nivel Internacional:

- **Orden TEC/1380/2018, de 20 de diciembre**, por la que se establecen las bases reguladoras para la concesión de ayudas a la inversión en instalaciones de producción de energía eléctrica con tecnologías eólica y fotovoltaica situadas en los territorios no peninsulares cofinanciadas con Fondos Comunitarios FEDER. (BOE, 2018)
- **Directiva 2018/2001, del Parlamento Europeo y del Consejo de 11 de diciembre**, de 2018 relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables. Tal y como se recoge en el objeto de esta, establece un marco común y un objetivo vinculante de al menos el 32% para el fomento de la energía procedente de fuentes renovables en el consumo final bruto de energía de la Unión Europea para el año 2030 (UE, 2018)
- **Directiva 2011/92/UE, del Parlamento Europeo y del Consejo de 13 de diciembre de 2011**, relativa a la evaluación de las repercusiones de determinados proyectos públicos y privados sobre el medio ambiente.
- **Norma IEC 61400-1:2005, modificada por la norma UNE-EN 61400-1:2006/A1:2011**, esta norma específica los requisitos esenciales de diseño para asegurar la integridad de la ingeniería de los aerogeneradores.
- **Directiva 2003/96/CE, del Consejo de 27 de octubre de 2003**, por la que se reestructura el régimen comunitario de imposición de los productos energéticos y de la electricidad.
- **DIRECTIVA (UE) 2019/944 DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 5 de junio de 2019** sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad

2.2 Nivel Nacional

- **Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre**, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- **Real Decreto Ley 17/2021**, donde se recoge el mecanismo de minoración del exceso de retribución que determinadas instalaciones (donde se incluyen las renovables) están percibiendo como consecuencia del funcionamiento marginalista del mercado.
- **Real decreto ley 23/2021** (modifica el mecanismo de minoración de la norma anterior)
- **Real decreto ley 6/2022**, por el que se adoptan medidas urgentes en el marco del Plan Nacional de respuesta a las consecuencias económicas y sociales de la guerra en Ucrania.
- **Real decreto ley 10/2022 y Orden TED/517/2022** (donde se introduce la excepción ibérica para el precio de la electricidad)

- **Real decreto ley 11/2022**, por el que se adoptan y se prorrogan determinadas medidas para responder a las consecuencias económicas y sociales de la guerra en Ucrania, para hacer frente a situaciones de vulnerabilidad social y económica, y para la recuperación económica y social de la isla de La Palma.
- **Real Decreto Ley 14/2022**, de medidas de sostenibilidad económica en el ámbito del transporte, en materia de becas y ayudas al estudio, así como de medidas de ahorro, eficiencia energética y de reducción de la dependencia energética del gas natural.
- **Real Decreto 1432/2008, de 29 de agosto**, por el que se establecen medidas para la protección de la avifauna contra la colisión y la electrocución en líneas eléctricas de alta tensión
- **Ley 43/2003, de 21 de noviembre**, de Montes.
- **Real Decreto 264/2017, de 17 de marzo**, por el que se establecen las bases reguladoras para la financiación de la adaptación de las líneas eléctricas de alta tensión a los requisitos establecidos en el **Real Decreto 1432/2008, de 29 de agosto**, por el que se establecen medidas para la protección de la avifauna contra la colisión y la electrocución en líneas eléctricas de alta tensión.
- **Ley 42/2007, de 13 de diciembre**, del Patrimonio Natural y de la Biodiversidad
- **Circular 1/2021, de 20 de enero**, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología y condiciones del acceso y de la conexión a las redes de transporte y distribución de las instalaciones de producción de energía eléctrica
- **Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre**, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.
- **Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio**, por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica.
- **Real Decreto 647/2020, de 7 de julio**, por el que se regulan aspectos necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión de determinadas instalaciones eléctricas
- **Orden IET/346/2014, de 7 de marzo**, por la que se modifica la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, por la que se regula el mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad
- **Orden TED/749/2020, de 16 de julio**, por la que se establecen los requisitos técnicos para la conexión a la red necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión
- **Norma técnica de supervisión de la conformidad de los módulos de generación de electricidad según el P.O. 12.2 SENP. Versión 1.1. Fecha Publicación 9/7/2021**

2.3 Nivel autonómico

- **Ley 16/2008, de 22 de diciembre**, de Medidas Fiscales, de Gestión Administrativa y Financiera, y de Organización de la Generalitat.
- **Ley 14/2005, de 23 de diciembre**, de medidas fiscales, de gestión administrativa y financiera, y de organización de la Generalitat.
- **Ley 8/2001, de 26 de noviembre**, de Creación de la Agencia Valenciana de la Energía.
- **Resolución de 25 de febrero de 2003** del conseller de Industria, Comercio y Energía, sobre convocatoria para el desarrollo y ejecución del Plan Eólico de la Comunidad Valenciana.

- **Decreto Legislativo 1/2021, de 18 de junio**, del Consell de aprobación del texto refundido de la Ley de ordenación del territorio, urbanismo y paisaje.
- **Ley 3/1989, 3 de marzo** de la Generalitat Valenciana de impacto ambiental.
- **Decreto 162/1990, de 15 de octubre**, del Consell de la Generalitat Valenciana, por el que se aprueba el reglamento para la ejecución de la Ley 2/1989.
- **Decreto 32/2006, de 10 de marzo**, del Consell de la Generalitat, por el que se modifica el **Decreto 162/1990, de 15 de octubre**, del Consell de la Generalitat, por el que se aprobó el Reglamento para la ejecución de la **Ley 2/1989, de 3 de marzo**, de la Generalitat, de Impacto Ambiental.
- **Orden de 3 de enero de 2005**, de la Conselleria de Territorio y Vivienda, por la que se establece el contenido mínimo de los estudios de impacto ambiental que se hayan de tramitar ante esta conselleria (DOCV nº 4922, de 12/01/05).
- **Ley 11/1994, de 27 de diciembre**, de espacios naturales protegidos de la Comunidad Valenciana

Capítulo 3: ANTECEDENTES.

3.1 Producción de energía a nivel mundial

En 2019 a nivel mundial, la producción energética se fundamentaba en la quema de combustibles fósiles como carbón o gas natural. Únicamente un 24,5% proviene de energías no contaminantes y de ese 24,5% solo un 5,3% proviene de energía eólica como se muestra en la siguiente imagen:

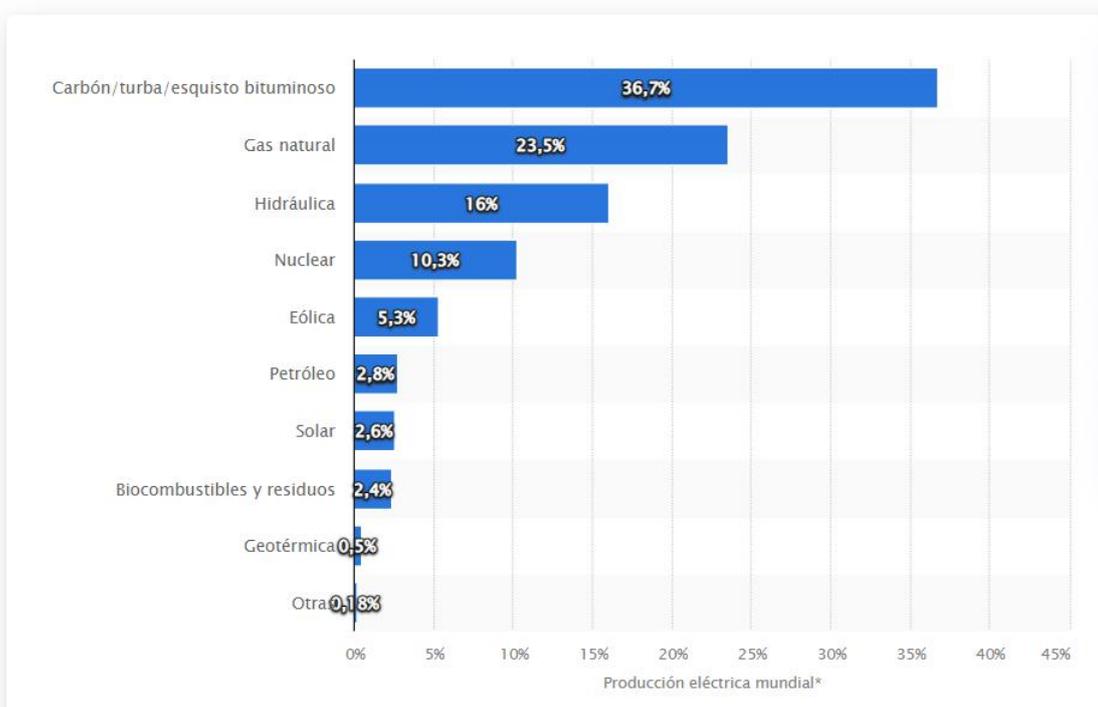


Figura 1: Distribución porcentual de la generación de electricidad en el mundo en 2017, por fuente de energía.
FUENTE (Statista, 2022)

De los cuales, solo el 5,9% de la generación es provenientes de la energía eólica. No obstante, si se ve la evolución de la capacidad instalada entre 2009 y 2019, se observa que a nivel mundial se ha cuadruplicado la generación de energía, pasando de 159 Gigawatios a 651:

Wind Power Global Capacity and Annual Additions, 2009-2019

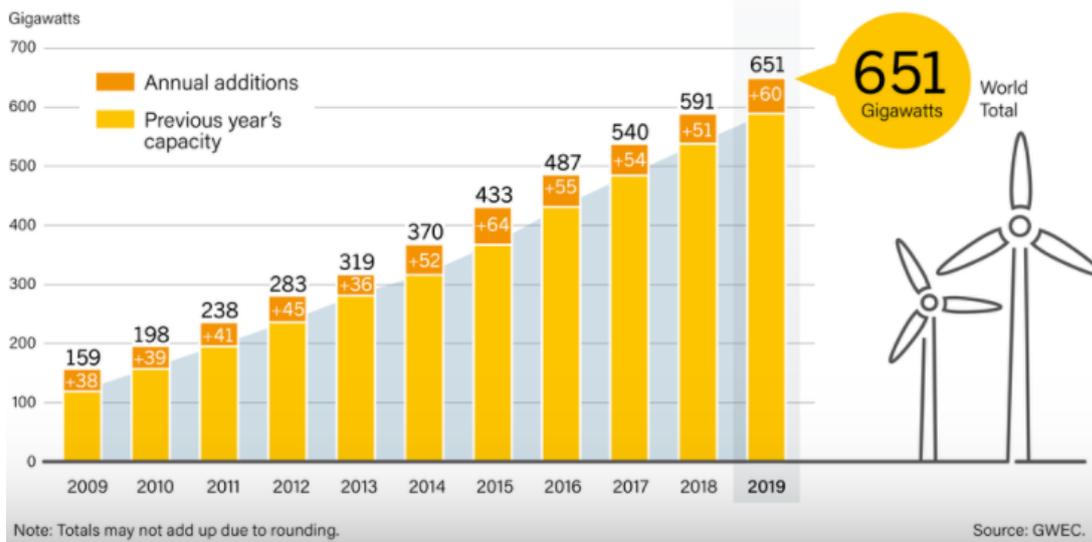


Figura 2: Evolución de la capacidad de producción de energía eólica en el mundo desde 2009 hasta 2019. FUENTE: (EWIND, 2022)

Por lo que se puede extraer que la energía eólica está en plena expansión, y que es vista por la comunidad como una energía de recambio de combustibles fósiles a corto plazo.

3.2 Producción de la energía eólica en España.

En España, desde 2012 hasta 2018 la instalación de potencia eólica se vio estancada debido a la falta de inversión, no obstante, como se puede observar en la figura 3, a partir de 2019 la instalación ha retomado un fuerte empuje:

EVOLUCIÓN ANUAL Y ACUMULADA DE LA POTENCIA INSTALADA EN ESPAÑA

Fuente: AEE

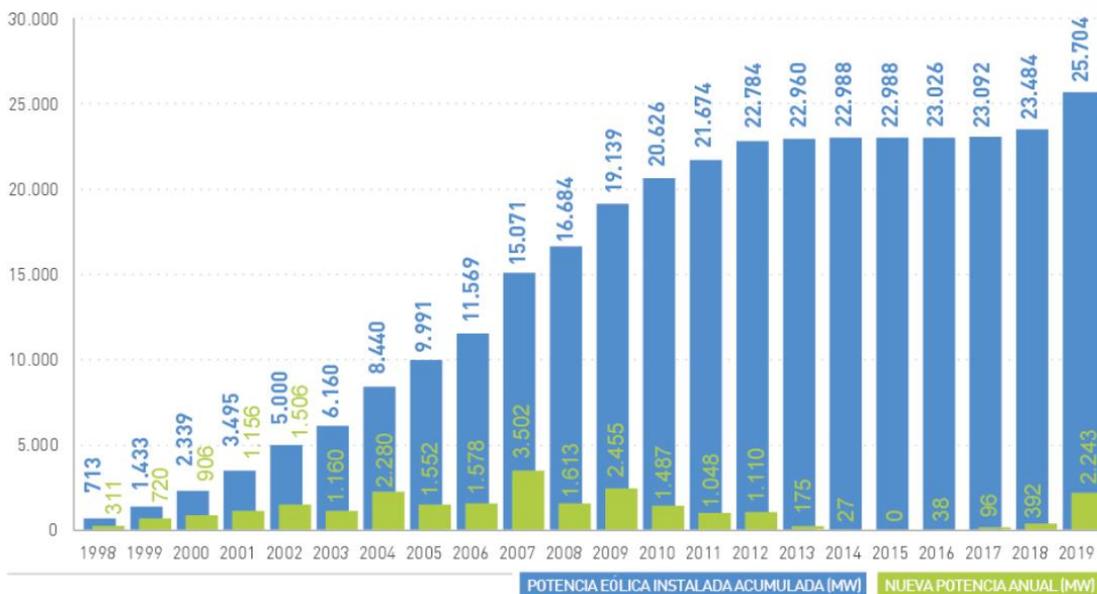


Figura 3: Evolución anual y acumulada de la potencia instalada en España. FUENTE: AEE (Asociación Empresarial Eólica, s.f.)

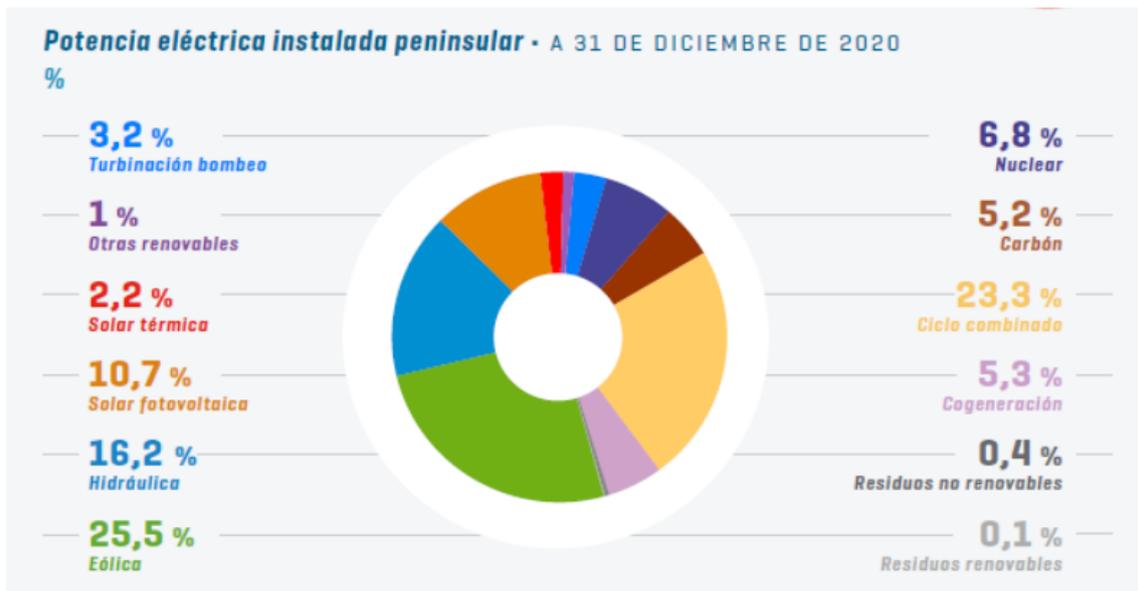


Figura 4: Cobertura de la demanda peninsular. FUENTE: (Energigreen, 2021)

En España, la energía eólica cubre aproximadamente un 20.9% de la demanda de energía eléctrica del país, y por ello, es la energía sostenible más extendida en el país. Por encima de dicho porcentaje, solo se encuentran una fuente de energía convencionales: la energía nuclear con un 22%.

En la "Figura 4", obtenida de la página web "Red Eléctrica de España", se muestra un gráfico circular donde se pueden comparar rápidamente los porcentajes que suponen, a final del año 2019, cada una de las fuentes de energía utilizadas en España, tanto convencionales como renovables.

La potencia eólica instalada en España se distribuye por las diferentes comunidades autónomas de forma bastante desigual. Encabezando la lista se encuentra Castilla y León con 5,6 GW instalados de un total de 23 GW. A continuación, se encuentran Castilla-La Mancha con 3,8 GW, Andalucía con 3,3 GW, Galicia con 3,3 GW, etc

3.3 Producción de energía eólica en la provincia de la Comunidad Valenciana

En la actualidad, en la comunidad valenciana hay 1.188,99 MW instalados, lo que supone el 4,33% del total instalado a nivel nacional (27.446 MW), colocándose como la octava comunidad con mayor potencia eólica instalada dentro del territorio nacional (hasta el 2020).

Esta potencia, está dividida en 37 parque eólicos, de los cuales 16 están en la provincia de Castellón y 21 en la provincia de Valencia. (No hay ninguno en la provincia de Alicante).

Parque eólico	Termino municipal	Provincia	Potencia instalada MW	Nº de aerogeneradores	Potencia unitaria KW	Marca del aerogenerador	Modelo
Alto Casillas I	Barracas y Viver	Castellón	30	15	2000	GAMESA	G-87
Alto Casillas II	Pina de Montalgrao	Castellón	30	15	2000	GAMESA	G-87
Alto Palancia I	Barracas y Viver	Castellón	26	13	2000	GAMESA	G-80 / G-87
Alto Palancia II	Barracas y Viver	Castellón	46	23	2000	GAMESA	G-80 / G-87
Alto Palancia III	Barracas y Viver	Castellón	32	16	2000	GAMESA	G-87
Arriello	Castellfort, Villafranca del Cid y Ares del Maestre	Castellón	49,5	33	1500	ACCIONA WIND POWER	AW 77/1500
Benalaz I	Enguera	Valencia	37,5	25	1500	ACCIONA WIND POWER	AW 77/1500
Benalaz II	Enguera	Valencia	16,5	11	1500	ACCIONA WIND POWER	AW 77/1500
Boira	Jarafuel	Valencia	34,5	23	1500	ACCIONA WIND POWER	AW 77/1500
Cabrillas	Portell de Morella	Castellón	28,5	19	1500	ACCIONA WIND POWER	AW 77/1500
Cerro de la Nevera	La Yesa, Chelva y Andilla	Valencia	31,5	21	1500	ACCIONA WIND POWER	AW 77/1500
Cerro Negro	Aras de los Olmos	Valencia	16	8	2000	VESTAS	V90
El Mulatón	Ayora	Valencia	38	19	2000	GAMESA	G-87
El Viudo	La Yesa	Valencia	40	16	2500	GE	GE 2,5 xl
El Viudo II	La Yesa	Valencia	26	13	2000	GAMESA	G-90
Folch I	Castellfort	Castellón	49,5	33	1500	ACCIONA WIND POWER	AW 77/1500
Folch II	Castellfort	Castellón	15	10	1500	ACCIONA WIND POWER	AW 77/1500
La Cabrera Ampliación	Buñol	Valencia	3,4	4	850	GAMESA	G-52
La Cabrera I	Buñol	Valencia	2,64	4	660	GAMESA	G-47
La Cabrera II	Buñol	Valencia	14,45	16	850	GAMESA	G-52
La Solana	Ayora	Valencia	44,2	52	850	GAMESA	G-58
Las Bodeguillas	Ayora	Valencia	36,55	43	850	GAMESA	G-58
Losilla	Ayora	Valencia	24	16	1500	ACCIONA WIND POWER	AW 77/1500
Manzanera	Olocau del Rey	Castellón	25,5	17	1500	ACCIONA WIND POWER	AW 77/1500

Mazorral y Rajola	Barracas y El Toro	Castellón	28,05	33	850	GAMESA	G-52
Muela de Santa Catalina - Cerro Negro	Aras de los Olmos	Valencia	25,5	17	1500	GE	GE 1,5 sle
Muela de Todolella	Olocau del Rey y Todolella	Castellón	40,5	27	1500	ACCIONA WIND POWER	AW 77/1500
	Andilla	Valencia	39	26	1500	ACCIONA WIND POWER	AW 77/1500
Peñas de Dios II	Andilla, Chelva y Calles	Valencia	28,5	19	1500	ACCIONA WIND POWER	AW 77/1500
Plá d'Embalagué	Portell de Morella	Castellón	37,5	25	1500	ACCIONA WIND POWER	AW 77/1500
Refoyas	Forcall y Todolella	Castellón	49,5	33	1500	ACCIONA WIND POWER	AW 77/1500
Rincón del Cabello	Ayora	Valencia	40	20	2000	GAMESA	G-87
Salomón	Enguera	Valencia	37,5	25	1500	ACCIONA WIND POWER	AW 77/1500
Torre Miró I	Morella	Castellón	49,5	33	1500	ACCIONA WIND POWER	AW 77/1500
Torre Miró II	Morella	Castellón	49,5	33	1500	ACCIONA WIND POWER	AW 77/1500
Villanueva I	Jarafuel	Valencia	48,3	21	2300	ENERCON	E-70
Villanueva II	Jarafuel	Valencia	18,4	8	2300	ENERCON	E-70
Total Castellón	-	-	586,55	378	-	-	-
Total Valencia	-	-	602,44	407	-	-	-
Total	-	-	1188,99	785	-	-	-

Tabla 1. Parques ya existentes en la Comunidad Valenciana. FUENTE: ASOCIACIÓN EMPRESARIAL EÓLICA (Asociación Empresarial Eólica, s.f.)

Como se puede ver en la tabla 1, los parques eólicos instalados en la Comunidad Valenciana suelen ser de pequeño tamaño, no superando nunca los 50 MW de potencia.

Capítulo 4: Búsqueda del lugar adecuado para el diseño del parque eólico.

En el presente capítulo se realiza una búsqueda de lugares aptos en los cuales poder radicar todas las estructuras de un parque eólico. Para ello, se hace uso de Google Earth, el plan eólico de la comunidad valenciana, el cual delimita la cantidad de aerogeneradores que se pueden colocar en las zonas eólicas, y la herramientas online Global Wind Atlas y Mapa Eólico Ibérico, las cuales nos dan los valores necesarios para poder definir la potencia eólica de las distintas ubicaciones.

Para este trabajo, se realiza la búsqueda de un área apta en las zonas eólicas 7, 8 y 9 del plan eólico de la comunidad valenciana, que son las que se encuentran dentro de las comarcas en las cuales queremos diseñar el parque eólico.

4.1 Criterios de exclusión de áreas.

Para la búsqueda de un lugar apto, se usan los criterios planteados en el Plan Eólico de la Comunidad Valenciana (PECV) (Valenciana, 2019) por los cuales se excluyen las áreas, y estos son:

- **Criterio nº 1:** Áreas que se encuentren incluidas en espacios naturales dotados de figuras de protección específica reguladas por la Generalitat Valenciana (Parques Naturales, Parajes, etc.).
- **Criterio nº 2:** Áreas que formen parte de espacios catalogados como Z.E.P.A. (Zona de espacial protección para las aves).
- **Criterio nº 3:** Zonas Húmedas, tanto las recogidas en el Convenio RAMSAR, como las incluidas en el Catálogo de Humedales de la Comunidad Valenciana.
- **Criterio nº 4:** Áreas que formen parte de Reservas Nacionales de Caza.
- **Criterio nº 5:** Áreas cubiertas por masas boscosas de especies arbóreas relevantes en la Comunidad Valenciana, o en las que éstas, sin ser dominantes, se encuentren presentes. Las especies susceptibles de formar masas boscosas consideradas como relevantes son: Encina carrasca (*Quercus rotundifolia*), Encina común (*Quercus ilex*), Quejigo (*Quercus faginea*), Alcornoque (*Quercus suber*), Sabina albar (*Juniperus thurifera*) y Pino silvestre (*Pinus sylvestris*). La consideración de relevancia se extiende a la presencia de otras especies de acompañamiento menos comunes, tales como fresnos de flor, arces o mostajos, por ejemplo.
- **Criterio nº 6:** Áreas que, sin reunir ninguna de las características concretas de los criterios anteriores, deban quedar excluidas por consideraciones territoriales de carácter global con relación a la actividad del aprovechamiento eólico. Estas consideraciones de carácter global se orientan según las siguientes prescripciones básicas:
 - Distribución territorial equilibrada de la actividad eólica, propiciando la concentración de parques eólicos en zonas aptas y evitando en lo posible su dispersión territorial.

- Formación de corredores ambientales que puedan enlazar, dentro de una misma zona eólica, áreas catalogadas de reconocido valor y que hayan quedado preservadas debido a los criterios anteriores.
- Espacios significativos por su carácter referencial y sus características morfológicas.

También hay criterios de observación de prescripciones, los cuales se encargan de verificar la calidad ambiental:

- **Criterio nº 7:** Áreas propuestas como L.I.C. (lugar de interés comunitario) para la red Natura-2000. Dado que la propuesta de áreas L.I.C. no se encuentra consolidada ni tiene carácter definitivo, sino que, al contrario, va a ser objeto de importantes modificaciones en los próximos años y, dado que no existe ninguna incompatibilidad real ni normativa para la implantación de la actividad eólica en estos espacios, no tenía razón de ser su consideración como excluyente. Sin embargo, su reconocido interés natural exigirá un detallado Estudio de Impacto Ambiental que acredite que no se afecta flora, fauna, ni el resto de los valores naturales.
- **Criterio nº 8:** Áreas catalogadas en el presente Estudio de Impacto Ambiental como de valor paisajístico ‘muy alto’ o ‘alto’. El análisis del paisaje realizado es el apropiado a la escala de trabajo del Plan, 1:100.000, por lo cual tampoco tiene sentido que del mismo se derive la condición de excluyente para ningún espacio. Por ello es necesario descender al grado de detalle siguiente y exigir, en los Estudios e Impacto Ambiental de las implantaciones eólicas concretas la consideración del impacto paisajístico y la aplicación de medidas correctoras.
- **Criterio nº 9:** Calificación de un espacio, por el planeamiento municipal, como Suelo No Urbanizable Protegido, con protección específica de carácter paisajístico. Valen las consideraciones efectuadas para el criterio nº 8.
- **Criterio nº 10:** Existencia de espacios comprendidos en el catálogo de Montes de utilidad pública. El aprovechamiento de la energía eólica también es una actividad declarada como de utilidad pública, por lo cual el carácter excluyente por razón de pertenencia de un espacio a dicho catálogo no ha lugar. En los Estudios e Impacto Ambiental de las implantaciones eólicas concretas se acreditará la compatibilidad medioambiental de la actividad en estos espacios.
- **Criterio nº 11:** Territorios cuya vegetación está constituida por formaciones boscosas de pinares de carrasco, laricio y rodeno y matorrales con arbolado claro. Este tipo de vegetación no se ha considerado como excluyente debido a su relativa abundancia sobre el territorio valenciano; constituyen muchas veces etapas de sustitución.

4.2 Metodología para encontrar un sitio adecuado.

Para definir cuál es la metodología seguida para encontrar áreas adecuadas, se hace uso del lenguaje ANSI de programación el cual se ha definido en la Figura 5.

Mediante el diagrama, se trata de realizar la búsqueda de lugares adecuados para el parque mediante preguntas de respuesta binaria (sí o no) para luego poder comparar aquellas áreas que sí que cumplan con los criterios y con los requisitos de tamaño o con una densidad de potencia considerable para desarrollar un parque eólico.

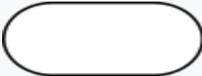
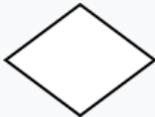
Forma ANSI/ISO	Nombre	Descripción
	Línea de flujo (Flecha)	Muestra el orden de operación de los procesos. Una línea saliendo de un símbolo y apuntando a otro.
	Terminal	Indica el inicio o fin de un programa o subprocesos. Se representa como un stadium, óvalo.
	Proceso	Representa un conjunto de operaciones que cambiar el valor, forma o ubicación de datos.
	Decisión	Muestra una operación condicional que determina cuál de los dos caminos tomará el programa.
	Entrada	Indica el proceso de hacer entrar datos en la forma de ingresar datos.
	Salida	Indica el proceso de hacer salir datos, en la forma de mostrar resultados.
	Anotación (Comentario)	Indica información adicional acerca de un paso en el programa.
	Proceso Predefinido	Muestra, por su nombre, un proceso que ha sido definido en otro lugar.
	Conector de Página	Pares de conectores etiquetados reemplazan líneas largas o confusas en la página del diagrama.
	Conector fuera de página	Un conector etiqueta para usar cuando el objetivo es otra página.

Figura 5: Lenguaje ANSI para la representación de diagramas de flujo. FUENTE: (WIKIPEDIA, 2022)

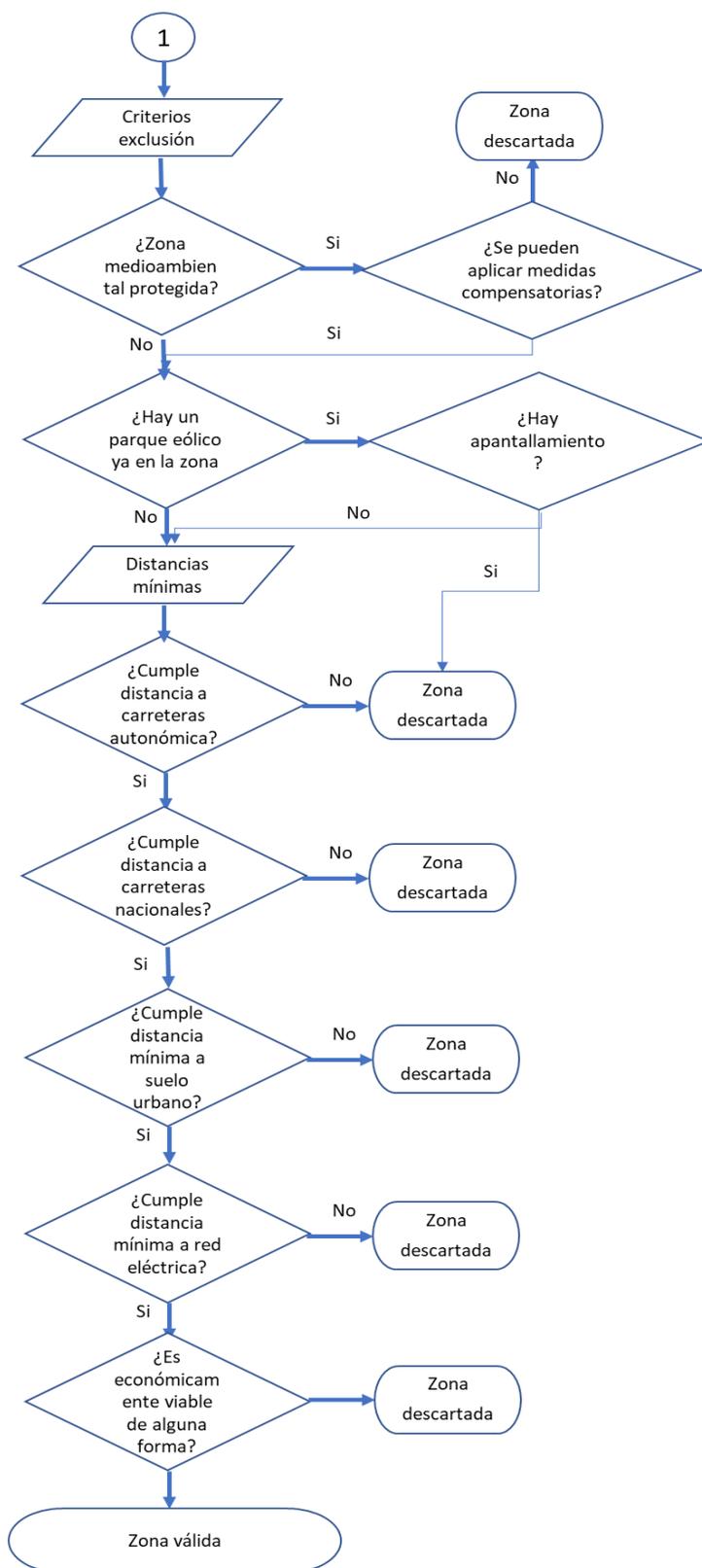
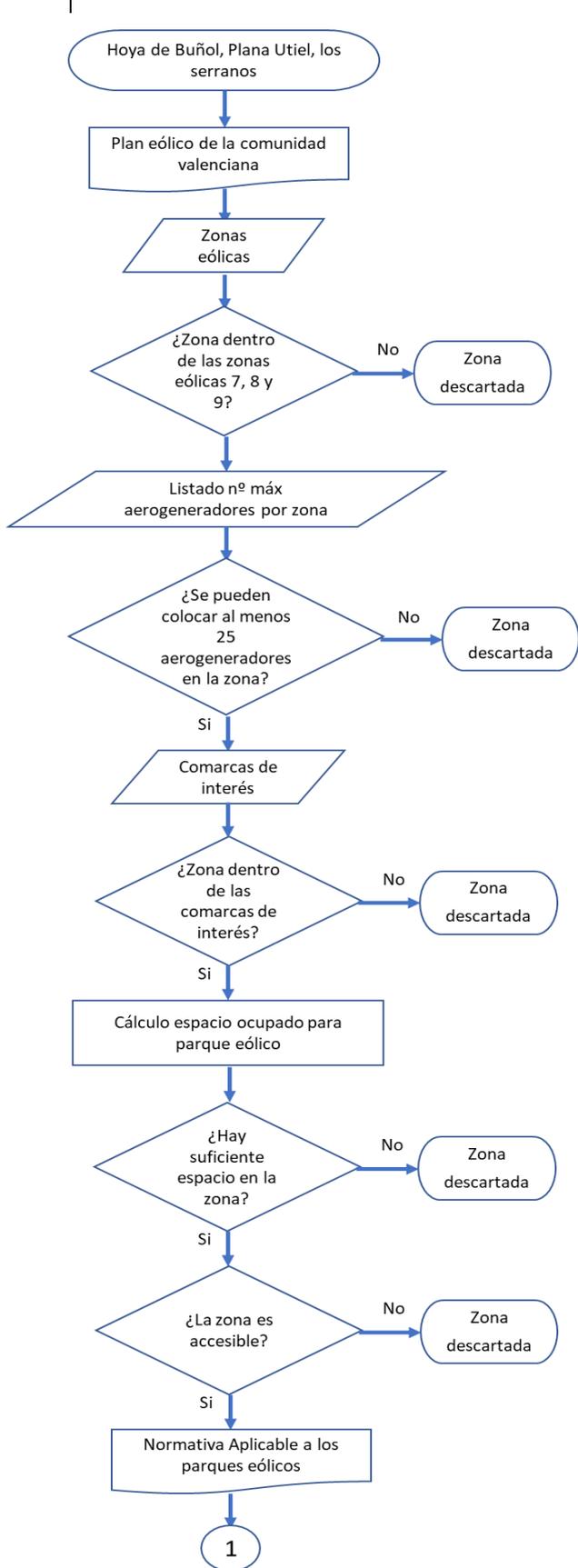


Figura 6: Metodología empleada para encontrar zonas eólicas válidas para el parque eólico.

Siguiendo la metodología, se han buscado las posibles zonas en: la hoya de buñol, la plana de utiel y los serranos, ya que son las comarcas de estudio en las que este trabajo se centra.

Dentro de estas comarcas, y teniendo en cuenta el PECV, se ha seguido por cribar las posibles zonas. Se ha buscado que las posibles zonas de implantación del parque eólico, estén dentro de las zonas eólicas designadas por la Comunitat Valenciana ya que, como se ha comentado anteriormente, los estudios previos demuestran que estas zonas son las que contienen una mayor potencia eólico potencial. Las zonas que comparten territorio con las comarcas escogidas para este estudio son: la 7, 8 y 9.

El siguiente paso del cribado, ha sido ver si se pueden instalar al menos 25 aerogeneradores en cada una de las zonas, ya que estas tienen un número máximo de aerogeneradores que pueden ser instalados. Como se muestra en la siguiente tabla, las tres zonas eólicas de interés tienen aun margen para poder instalar más de 25 de aerogeneradores:

Zona	Nº Aerogeneradores máximo instalable	Nº Aerogeneradores ya instalados.	Nº Aerogeneradores que aun se pueden instalar
7	120	63	57
8	160	108	52
9	270	64	206

Tabla 2: Nº de aerogeneradores máximo, instalado y que aún se pueden instalar en las zonas eólicas de interés.

FUENTE: (Asociación Empresarial Eólica, s.f.)

Posteriormente se han seleccionado los aerogeneradores con los que se van a realizar las distintas iteraciones y se ha calculado cual es el espacio necesario en las distintas localizaciones, teniendo en cuenta que la separación adecuada se sitúa entre 8 y 12 veces el diámetro del rotor en la dirección del viento, y entre 2 y 4 veces en la dirección perpendicular al viento (CONSULTORÍA AMBIENTAL, 2015). Se ha considerado para este proyecto una separación mínima de 2'5 veces el tamaño del rotor.

Es importante pues que todos los aerogeneradores queden orientados en la dirección predominante del viento y que no obstaculicen unos con otros. Para que esto ocurra se hace uso de la rosa de los vientos de cada lugar, extraída del mapa eólico ibérico (Mapa Eólico Ibérico, s.f.).

También hay que comprobar que las zonas seleccionadas sean accesibles, esto es debido a que para transportar los componentes de los aerogeneradores se hará uso de camiones. Para esto se realiza un pequeño estudio topográfico de la zona, para visualizar si hay estructuras que permita este transporte o si es necesario y posible crearlas. Para este estudio se usan las herramientas de Google Maps y Google Earth.

El cribado de zonas prosigue con la introducción de las figuras medioambientales protegidas o Infraestructuras Verdes. En estas zonas no está prohibida la construcción de ningún tipo, no obstante, el precio de las compensaciones medioambientales es mayor, lo que dificulta la selección de estos espacios.

El siguiente paso es comprobar que no haya parque eólico previo en la zona seleccionada o en caso de haberlo, que no se produzca un efecto de apantallamiento. El efecto de apantallamiento sucede cuando los aerogeneradores se encuentran a una distancia inferior a 7.5 diámetros de rotor en la dirección de los vientos dominantes, y de 2.5 diámetros de rotor

en la dirección perpendicular a los vientos dominantes (Danish Wind Industry Association, 2003).

Para finalizar, el parque solo será válido si se cumplen las distancias exigidas en el Plan Eólico de la Comunidad Valenciana:

- Distancia mínima a suelo urbano o urbanizable de uso no industrial (Plan Eólico): 1000 m.
- Distancia mínima a una línea de la red eléctrica de alta tensión (PER): 250 m.
- Distancia mínima a carreteras autonómicas (PER): 100 m.
- Distancia mínima a carreteras nacionales, autovía y/o autopista (PER): 200 m.

4.3 Lugares seleccionados

Tratándose este de un trabajo académico y ante la dificultad de encontrar donde poder ver los parques en tramitación, solo se han considerado los ya existentes como condicionantes.

Tras la definición de búsqueda de lugares, se ha hecho uso de las herramientas online Mapa Eólico Ibérico y Global Wind Atlas, los cuales son atlas eólicos donde se puede ver las distintas zonas de vientos para la generación de energía.

El Mapa Eólico Ibérico, forma parte del proyecto europeo ERA-Net Plus New European Wind Atlas (NEWA) que ayuda a la accesibilidad de los datos eólicos a nivel europeo. El proyecto ha sido coordinado por la Universidad técnica de Dinamarca (DTU) a nivel tecnológico y por el Centro Nacional de Energías Renovables (CENER), contando con más de 8 países europeos colaboradores.

4.3.1 La sierra Marisa

Situada en el término municipal de Utiel, en las coordenadas 39.6615, -1.1651 y rodeada por carreteras autonómicas, pero a la suficiente distancia para cumplir con la legislación, consta de un lugar de más de 5,57 km donde sería posible colocar los aerogeneradores, además, todos los aerogeneradores se podrían orientar hacia las direcciones de mayor frecuencia eólica.

En esta localización hay zonas aptas y No aptas para la instalación, no obstante, ante la imposibilidad de encontrar otras zonas en las comarcas seleccionadas en el proyecto y al tratarse de un trabajo académico, se ha decidido considerarlo como válido para poder desarrollar el presente trabajo.



Figura 8: Ubicación La sierra Marisa. NOTA. Captura extraída de Google Maps, Imágenes del CNES 2022. <https://www.google.com/maps>

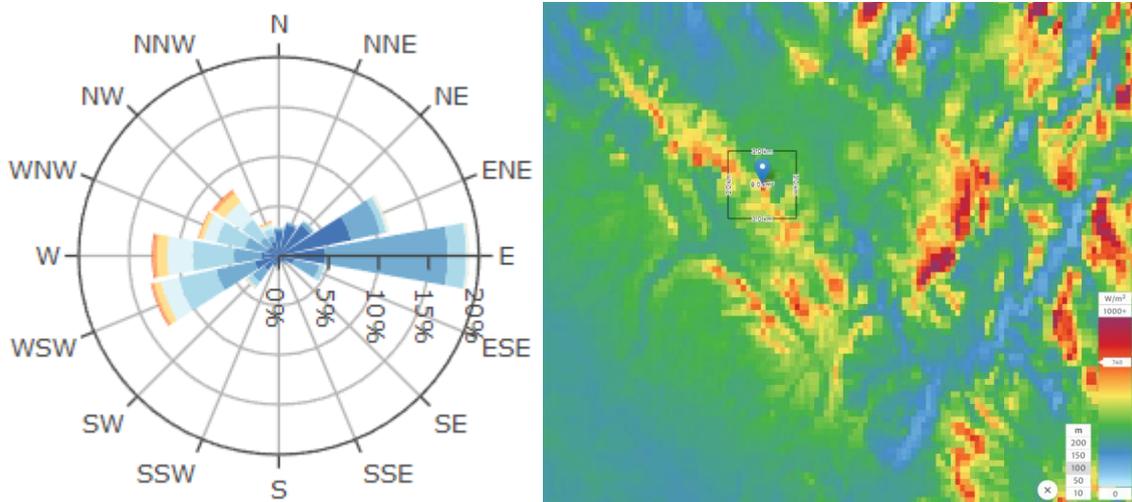


Figura 9: Orientación del viento y mapa de calor de la potencia eólica. FUENTE: (Centro Nacional de Energías Renovables, 2022)

Como todas las alternativas, se encuentra fuera de cualquier espacio protegido, ya sea de pájaros o fauna

4.3.2 Pico Hierbas

Situado en el término municipal de Chiva, en las coordenadas 39.538007, -0.824518, posee a su alrededor una gran cantidad de caminos de tierra utilizables para poder acceder al posible parque eólico. Constaría de un emplazamiento de más de 8 km donde poder colocar el parque,

por lo que todos los aerogeneradores podrían también colocarse en la posición más favorable al viento.



Figura 10: Ubicación Pico Hierbas. Captura extraída de Google Maps, Imágenes del CNES 2022.
<https://www.google.com/maps>

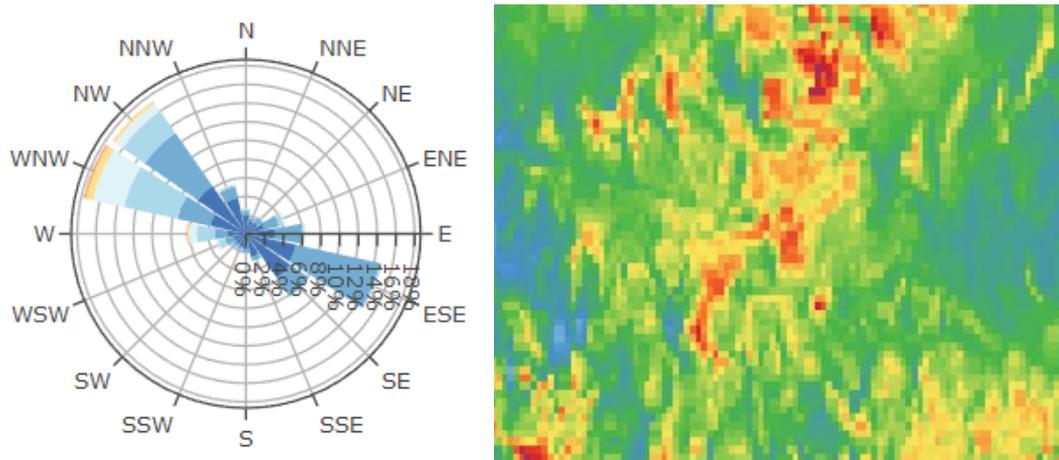


Figura 11: Orientación del viento y mapa de calor de la potencia eólica. FUENTE: (Centro Nacional de Energías Renovables, 2022)

Como todas las alternativas, se encuentra fuera de cualquier espacio protegido, ya sea de pájaros o fauna

4.3.3. La nevera de Chiva

Situada también en el término municipal de Chiva, sus coordenadas son 39.496852, -0.841153 y al igual que en el caso anterior, contaría con más de 8 km de extensión y estaría rodeada de caminos que facilitarían la circulación por el parque eólico.

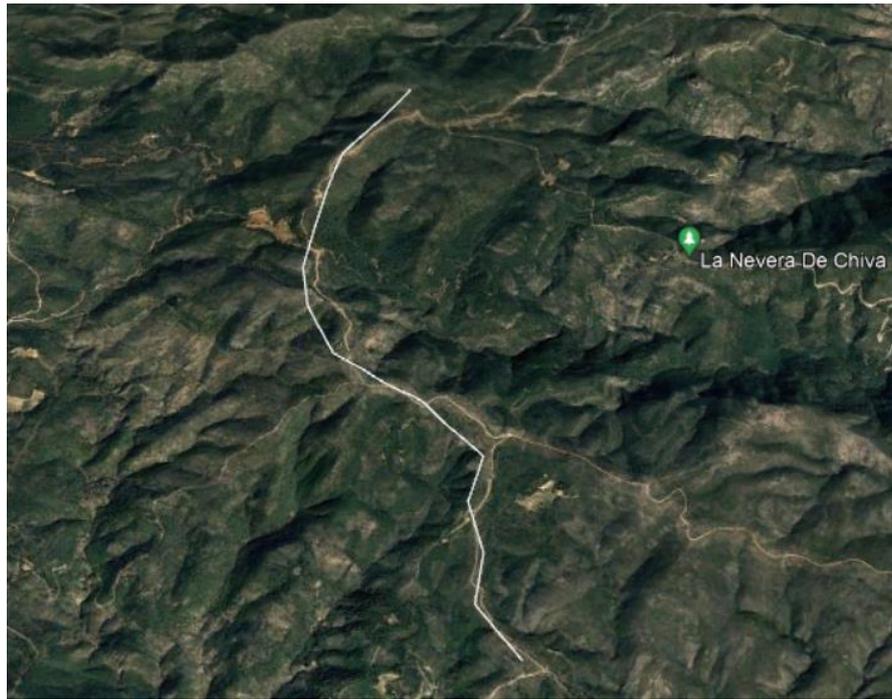


Figura 12: Localización la nevera de Chiva. Fuente: Captura extraída de Google Maps, Imágenes del CNES 2022. <https://www.google.com/maps>

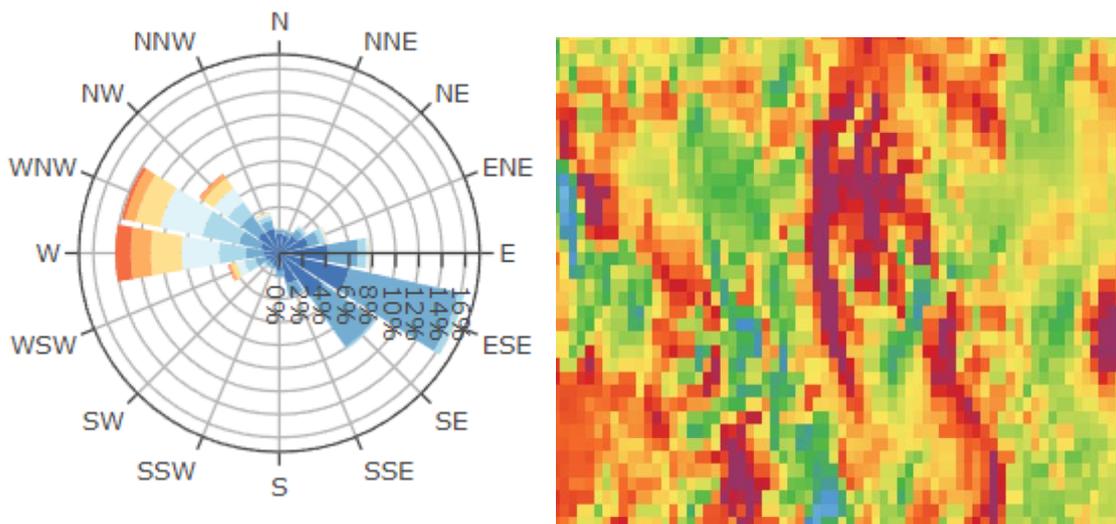


Figura 13: Orientación del viento y mapa de calor de la potencia eólica. FUENTE: (Centro Nacional de Energías Renovables, 2022)

Como todas las alternativas, se encuentra fuera de cualquier espacio protegido, ya sea de pájaros o fauna

Capítulo 5. Análisis y comparativa de aerogeneradores.

5.1. Clase de turbina eólica

Para poder realizar en análisis, primero hay que elegir el tipo de turbina eólica de eje horizontal a seleccionar, para luego poder realizar una búsqueda entre las distintas turbinas comerciales.

Para poder encontrar la clase de turbina se hace uso de la “Norma UNE-EN IEC 61400-1:2020”, la cual especifica los requisitos esenciales de diseño para asegurar la integridad estructural de los aerogeneradores, más concretamente de la “Tabla 1”.

Como se observa en la tabla, para poder obtener la clase aerogenerador, es necesario medir la velocidad media de referencia promedio de cada zona a la altura de buje durante 10min (La cual es la velocidad media anual dividida entre un factor de valor 0,2).

Clase de aerogenerador		I	II	III	S
V_{ave}	(m/s)	10	8,5	7,5	Valores especificados por el diseñador
V_{ref}	(m/s)	50	42,5	37,5	
	Tropical (m/s) $V_{ref,T}$	57	57	57	
A+	I_{ref} (-)	0,18			
A	I_{ref} (-)	0,16			
B	I_{ref} (-)	0,14			
C	I_{ref} (-)	0,12			
Los valores de los parámetros se aplican a la altura del buje, y V_{ave} es la velocidad de viento media anual; V_{ref} es la velocidad de viento de referencia promediada en 10 min; $V_{ref,T}$ es la velocidad de viento de referencia promediada en 10 min, aplicable a zonas expuestas a ciclones tropicales; A+ designa la categoría para características de turbulencia muy altas; A designa la categoría para características de turbulencia altas; B designa la categoría para características de turbulencia medias; C designa la categoría para características de turbulencia bajas; y I_{ref} es un valor de referencia de la intensidad de turbulencia (véase 6.3.2.3).					

Tabla 3. Clase de turbina eólica (Norma UNE-EN IEC 61400-1:2020)

Para las distintas zonas la velocidad media anual, de referencia y clase de aerogenerador son:

Zona	V_{ave}	V_{ref}	Clase aerogenerador
La Sierra Marisa	7.8	39	III
Pico Hierbas	8	40	II/III
La nevera de Chiva	7.4	37	III

Tabla 4. Clase de turbina, velocidad media anual y velocidad de referencia promedio en función de la zona.

Cabe remarcar que ni los aerogeneradores de clase II como los de clase III están preparados para funcionar en condiciones extremas como huracanes, tifones o ciclones.

5.2. Modelos comerciales de aerogeneradores.

Para estas zonas han sido analizados cuatro modelos comerciales, dos de los cuales tienen características similares con la particularidad de que por la potencia nominal es posible instalar un aerogenerador más en uno de los dos. Esto permite realizar diferentes configuraciones e intentar adaptarse de distintas formas a l recurso eólico.

A la hora de analizar los aerogeneradores, se ha tenido en cuenta el coeficiente y la curva de potencia que se muestran en las figuras 14, 15, 16 y 17 los cuales se pueden definir como:

- **Curva de potencia:** Gráfico que indica cual será la potencia eléctrica en el aerogenerador a diferentes velocidades de viento. Son obtenidas a partir del uso de anemómetros situados sobre los mástiles de los aerogeneradores. Las curvas de potencia tienen una forma logarítmica, con la peculiaridad de que en las velocidades iniciales la potencia es cero, ya que es necesario alcanzar ciertas velocidades de viento para poder hacer girar las palas de los aerogeneradores. El valor límite de potencia, es debido a que el motor generador llega un momento que satura y llega a su máximo (Potencia nominal) (association, 2022)
- **Coefficiente de potencia:** Índice por el cual se puede comprobar la eficiencia de un aerogenerador. Se calcula dividiendo la potencia eléctrica disponible entre la potencia eólica de entrada. Es un dato importante para poder averiguar cuáles son las velocidades a las que los aerogeneradores tienen la eficiencia mecánica más alta. (association, 2022)

Los aerogeneradores analizados son:

- **Vestas 112:** Aerogenerador de la compañía Vestas (Danesa), recomendado para zonas de vientos medios y altos. Cuyas características son:

Diámetro del rotor	112 m
Potencia nominal	3.300 kW
Altura mínima de la góndola	84 m
Altura máxima de la góndola	119 m
Tensión de salida	690 V (AC)
Factor de potencia	0,925 (CAP) – 0,925 (IND)
Clase de viento	II/III
Área de Barrido	9852 m ²
Espacio lineal necesario mínimo	4.200 m

Tabla 5. Características del aerogenerador Vestas 112 FUENTE: (Wind Turbine Models, 2022)

La curva de potencia del aerogenerador es la siguiente:

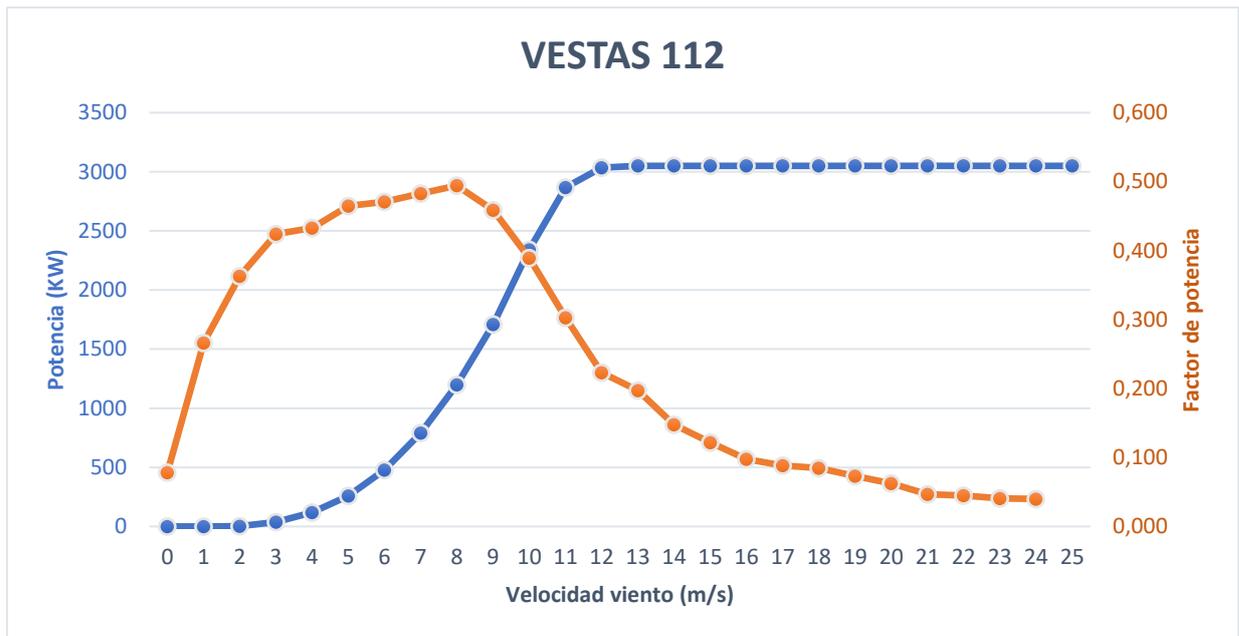


Figura 14: Curva potencia aerogenerador Vestas 112

Velocidad (m/s)	Potencia (Kw)	Coeficiente de potencia
0	0	0
1	0	0
2	0	0
3	22	0,140
4	134	0,350
5	302	0,400
6	552	0,420
7	906	0,440
8	1.370	0,440
9	1.950	0,440
10	2.586	0,430
11	3.071	0,380
12	3.266	0,310

Velocidad (m/s)	Potencia (Kw)	Coeficiente de potencia
13	3.298	0,250
14	3.300	0,200
15	3.300	0,160
16	3.300	0,130
17	3.300	0,110
18	3.300	0,090
19	3.300	0,080
20	3.300	0,070
21	3.300	0,060
22	3.300	0,050
23	3.300	0,050
24	3.300	0,040
25	3.300	0,040

Tabla 6: Curva de potencia y coeficiente de Potencia aerogenerador Vestas112 FUENTE: (Wind Turbine Models, 2022)

- **Enercon E-101:** Aerogenerador de la compañía Enercon (Alemania) las características son:

Diámetro del rotor	101 m
Potencia nominal	3.050 kW
Altura mínima de la góndola	99 m
Altura máxima de la góndola	149 m
Tensión de salida	690 V (AC)
Factor de potencia	0,95 (CAP) – 0,95 (IND)
Clase de viento	II/III
Área de Barrido	8.012 m ²
Espacio lineal necesario mínimo	4.040 m

Tabla 7. Características del aerogenerador E-101. FUENTE: (Wind Turbine Models, 2022)

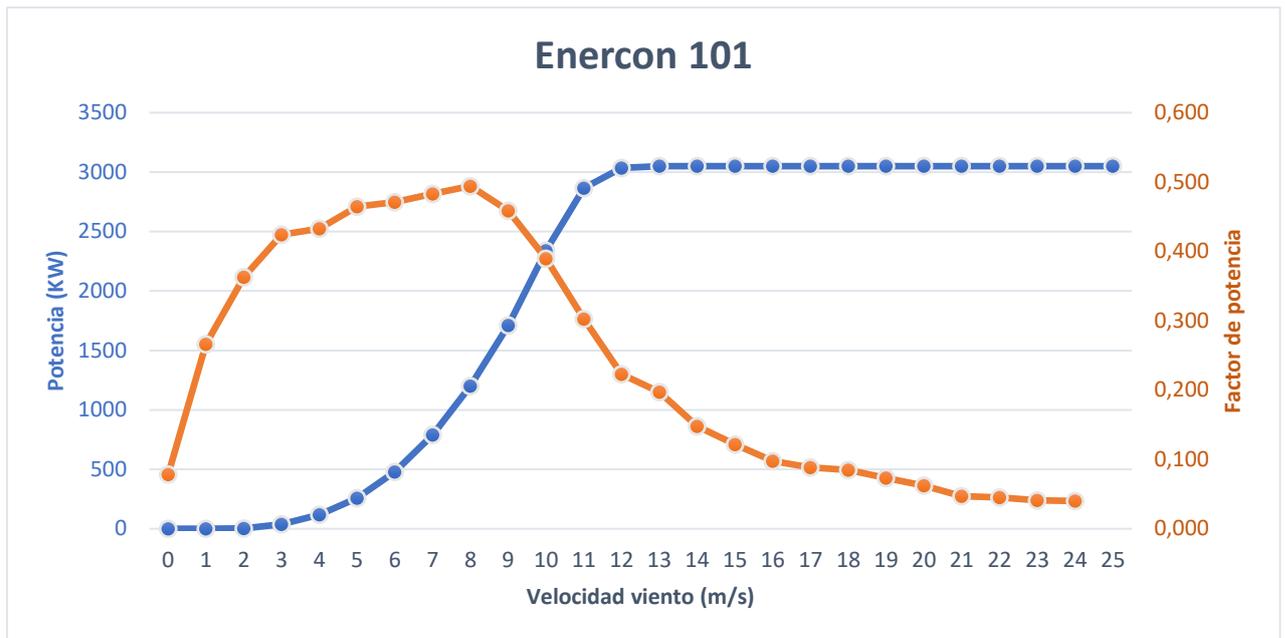


Figura 15: Curva potencia aerogenerador E-101

Velocidad (m/s)	Potencia (Kw)	Coeficiente de potencia
0	0	0
1	0	0
2	3	0,076
3	37	0,279
4	118	0,376
5	258	0,421
6	479	0,452
7	790	0,469
8	1.200	0,478
9	1.710	0,478
10	2.340	0,477
11	2.867	0,439
12	3.034	0,358

Velocidad (m/s)	Potencia (Kw)	Coeficiente de potencia
13	3.050	0,283
14	3.050	0,227
15	3.050	0,184
16	3.050	0,152
17	3.050	0,127
18	3.050	0,107
19	3.050	0,091
20	3.050	0,078
21	3.050	0,067
22	3.050	0,058
23	3.050	0,051
24	3.050	0,045
25	3.050	0,040

Tabla 8: Curva de potencia y coeficiente de Potencia aerogenerador E-101 Fuente: (Wind Turbine Models, 2022)

- **Gamesa G90:** Aerogenerador de la compañía Española Gamesa, las características que tiene son:

Diámetro del rotor	90 m
Potencia nominal	2.000 kW
Altura mínima de la góndola	55 m
Altura máxima de la góndola	100 m
Tensión de salida	690 V (AC)
Factor de potencia	0,95 (CAP) – 0,95 (IND)
Clase de viento	III
Área de Barrido	6.362 m ²

Espacio lineal necesario mínimo	5.625 m
---------------------------------	---------

Tabla 9: Características del aerogenerador G90. FUENTE: (Wind Turbine Models, 2022)

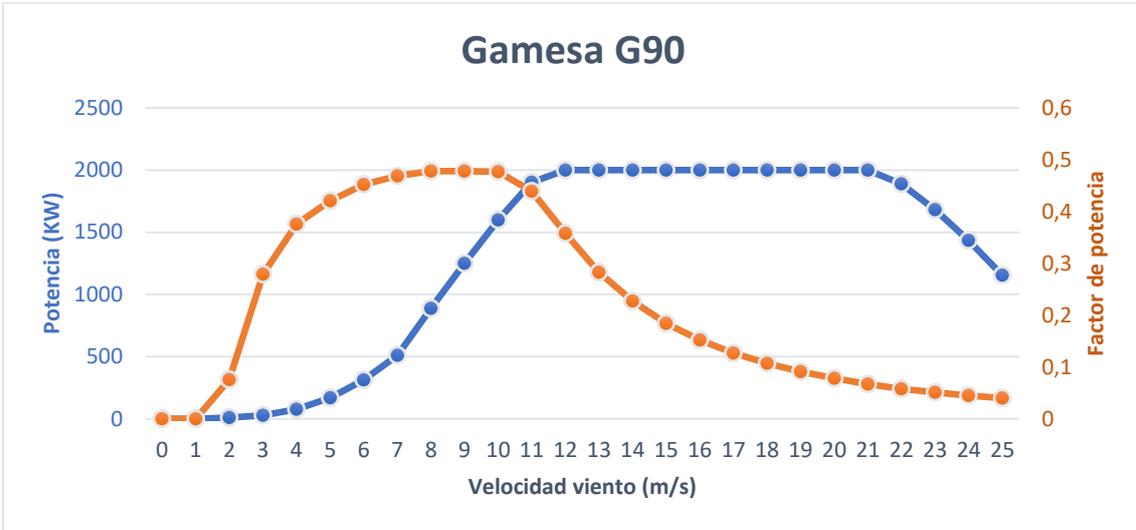


Figura 16: Curva de potencia del aerogenerador G90.

Velocidad (m/s)	Potencia (Kw)	Coefficiente de potencia
0	0	0
1	0	0
2	11	0,076
3	27	0,279
4	77	0,376
5	170	0,421
6	312	0,452
7	512	0,469
8	888	0,478
9	1.249	0,478
10	1.600	0,477
11	1.901	0,439
12	2.000	0,358

Velocidad (m/s)	Potencia (Kw)	Coefficiente de potencia
13	2.000	0,283
14	2.000	0,227
15	2.000	0,184
16	2.000	0,152
17	2.000	0,127
18	2.000	0,107
19	2.000	0,091
20	2.000	0,078
21	2.000	0,067
22	1.890	0,058
23	1.682	0,051
24	1.436	0,045
25	1.156	0,04

Tabla 10: Curva de potencia y coeficiente de Potencia aerogenerador G90. FUENTE: (Wind Turbine Models, 2022)

- **W2E Wind to Energy-151/4.8:** Aerogenerador de la compañía Española Gamesa, las características que tiene son:

Diámetro del rotor	151 m
Potencia nominal	4.800 kW
Altura mínima de la góndola	100 m
Altura máxima de la góndola	127 m
Tensión de salida	690 V (AC)
Factor de potencia	0,95 (CAP) – 0,95 (IND)
Clase de viento	III
Área de Barrido	17.907 m ²
Espacio lineal necesario mínimo	3.775 m

Tabla 11: Características del aerogenerador W2E-151/4.8. FUENTE: (Wind Turbine Models, 2022)

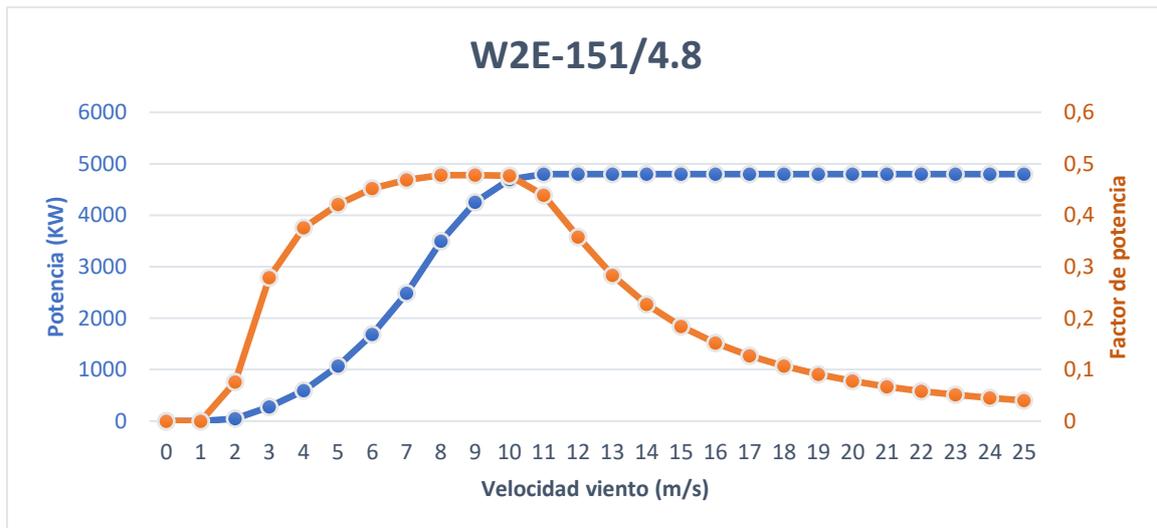


Figura 17: Curva de potencia del aerogenerador W2E-151/4.8.

Velocidad (m/s)	Potencia (Kw)	Coefficiente de potencia
0	0	0
1	0	0
2	45,9	0,076
3	276,1	0,279
4	594,5	0,376
5	1068,8	0,421
6	1687,3	0,452
7	2488,3	0,469
8	3.495	0,478
9	4.256	0,478
10	4.695	0,477
11	4.800	0,439
12	4.800	0,358

Velocidad (m/s)	Potencia (Kw)	Coefficiente de potencia
13	4.800	0,283
14	4.800	0,227
15	4.800	0,184
16	4.800	0,152
17	4.800	0,127
18	4.800	0,107
19	4.800	0,091
20	4.800	0,078
21	4.800	0,067
22	4.800	0,058
23	4.800	0,051
24	4.800	0,045
25	4.800	0,04

Tabla 12: Curva de potencia y coeficiente de Potencia aerogenerador W2E-151/4.8. FUENTE: (Wind Turbine Models, 2022)

Capítulo 6. Diseño de alternativas

Tras seleccionar 4 tipos de aerogeneradores comerciales y las 3 zonas de interés, se tienen 12 alternativas posibles. A continuación, se realiza el diseño de una de las alternativas, mostrando en el anexo 1 el desarrollo y los resultados de cada una de ellas.

En todas las alternativas, los aerogeneradores se han dispuesto en las cimas de las cordilleras, esto es debido a que de esta forma, no tendrán el bloqueo del aire por las montañas de los alrededores y de esta forma se podrá usar mejor el recurso eólico de la zona.

Otro motivo de colocarlos en la cima de las cordilleras es estar más cerca de capa límite atmosférica. En esta capa se desarrollan casi todos los fenómenos meteorológicos que nos afectan diariamente, también es una capa turbulenta en la cual se producen vientos más fuertes, por lo cual los aerogeneradores pueden desarrollar mejor su función y producir una mayor cantidad de energía. (AEMET, 2022)

La alternativa que se muestra detallada es la de la Sierra-Marisa con el aerogenerador Vestas 112 debido a que por la cantidad de aerogeneradores y la situación, se ha considerado que es la más fácil de explicar y de entender para los lectores del presente proyecto.

6.1. Recurso Eólico Sierra Marisa

Para la realización de este subcapítulo, se ha hecho uso de las herramientas eólicas: Global Wind Atlas y Mapa Eólico Ibérico.

Para cada una de las alternativas, hay un recurso eólico propio en función de la cantidad de aerogeneradores y espacio disponible.

En el caso de esta alternativa, son necesarios instalar 15 aerogeneradores con los que se conseguirían 49.5 MW.

6.1.1. Ubicación de cada uno de los aerogeneradores.

Para la ubicación de los aerogeneradores se ha buscado la mejor posición posible para aprovechar la potencia eólica.

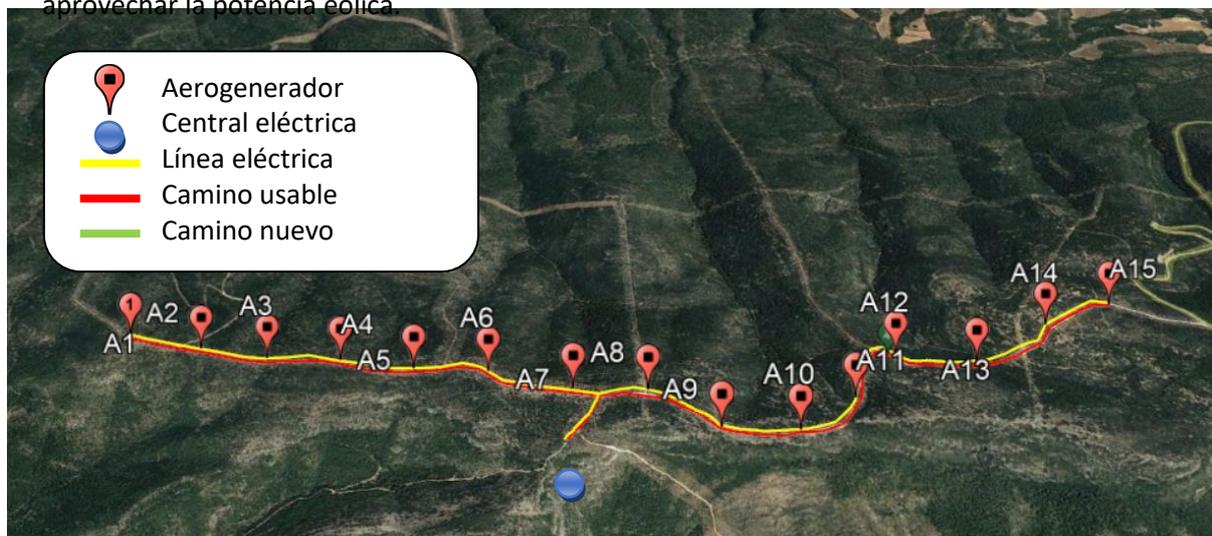


Figura 18: Layout Alternativa Sierra Maria-Vestas112 FUENTE: Elaboración propia mediante uso de Google Earth.

Aerogenerador	Coordenadas	Altura de la base sobre el nivel mar	Distancia con respecto al aerogenerador anterior
A1	39°40'20.65"N; 1°10'35.29"O	1167m	-
A2	39°40'11.74"N; 1°10'28.27"O	1177m	305m
A3	39°40'3.38"N; 1°10'21.84"O	1200m	310m
A4	39°39'55.53"N; 1°10'13.55"O	1225m	317m
A5	39°39'47.13"N; 1°10'6.15"O	1242m	315m
A6	39°39'39.28"N; 1° 9'58.07"O	1267m	300m
A7	39°39'29.27"N; 1° 9'50.64"O	1276m	350m
A8	39°39'21.94"N; 1° 9'42.25"O	1285m	310m
A9	39°39'11.48"N; 1° 9'39.27"O	1281m	322m
A10	39°39'4.03"N; 1° 9'30.49"O	1282m	310m
A11	39°39'1.95"N; 1° 9'18.64"O	1270m	290m
A12	39°39'2.46"N; 1° 9'5.38"O	1234m	315m
A13	39°38'54.08"N; 1° 8'56.53"O	1228m	330m
A14	39°38'50.66"N; 1° 8'41.28"O	1237m	380m
A15	39°38'46.21"N; 1° 8'29.20"O	1241m	320m

Tabla 13: Posición de los aerogeneradores de la alternativa Sierra Marisa Vestas 112.

6.1.2. Energía bruta y neta anual producida.

Para la obtención de la energía brutal anual producida, es necesario conocer el comportamiento del viento en cada uno de los puntos en los cuales se debe instalar cada aerogenerador y la curva de potencia del aerogenerador que ya ha sido descrita con anterioridad en el capítulo 5.2. El comportamiento del viento sigue una distribución de Weibull, la cual está condicionada por dos parámetros adimensionales, los cuales permiten la descripción de una función de densidad del viento. (Ozay & Soner Celiktas, 2016)

Gracias a la distribución de Weibull y conociendo la velocidad media a la altura seleccionada de cada aerogenerador y los coeficientes de Weibull ya nombrados (K y C), se puede hacer uso de la fórmula parametrizada en Excel para sacar el valor del porcentaje de velocidad i que se da en un año:

$$DW_i(v_x) = \text{DIST.WEIBULL}(v_x, K, C, \text{FALSO})$$

Ecuación 1: Fórmula de Weibull a introducir en Excel

Teniendo ya los parámetros de densidad y la curva de potencia del aerogenerador, la fórmula de energía bruta anual por aerogenerador quedaría:

$$E = \sum_{i=0}^{25} CP_i * DW_i * 365 * 24$$

Ecuación 2: Producción bruta de energía

Donde cada uno de los componentes significan:

- CP_i : Valor de la curva de potencia del aerogenerador en función de la velocidad i (MW)
- DW_i : Porcentaje de velocidad i que se da durante el año
- $365*24$ cantidad de horas que hay en un día
- E : Energía bruta anual obtenida por aerogenerador (MWh/año)

Los valores de weibull de la siguiente tabla están extraídos para cada localización de la tabla 14 a una altura de 100m de la página del centro nacional de energía renovables. (Centro Nacional de Energías Renovables, 2022)

Aerogenerador	Valores de Weibull		Energía bruta Producida (MWh)
	A	k	
A1	6,65	1,67	9.171,12
A2	6,71	1,46	9.439,72
A3	6,78	1,60	9.508,99
A4	6,92	1,76	9.738,15
A5	6,56	1,45	9.141,43
A6	6,91	1,55	9.809,71
A7	6,74	1,68	9.364,85
A8	6,39	1,63	8.595,79
A9	6,83	1,80	9.509,14
A10	6,37	1,65	8.538,67
A11	6,89	1,44	9.804,76
A12	6,31	1,47	8.597,34
A13	6,43	1,47	8.840,94
A14	6,34	1,69	8.404,88
A15	6,38	1,57	8.622,15
Total			137.087,64

Tabla 14: Factores Distribución de Weibull y Energía Bruta Anual por aerogenerador.

Una vez calculada la producción anual bruta, es necesario calcular la neta mediante el uso de una serie de coeficientes de pérdidas, extraídos del libro *“Manual de energía Eólica”* (Escudero, 2008), y que son descritos a continuación:

- **Pérdidas por sombras entre alineaciones:** Aquellas producidas por la alineación en hileras de los aerogeneradores, debido a las pérdidas de velocidad que esto causaría. Todas las alternativas están dispuestas en una única hilera, por ello este factor es 1. Para esta alternativa, el coeficiente es:

$$K_1 = 1$$

- **Pérdidas por sombras entre turbinas de una misma alineación:** Producidas por la alineación de los aerogeneradores en una misma hilera, lo que aminoran la velocidad del viento.

Al haber por lo menos una distancia de por lo menos 2'5 veces el rango de las palas en todas las alternativas, los valores discurren entre 0,985 y 0,995, para este caso el valor es de:

$$K_2 = 0,995$$

- **Pérdidas por disponibilidad:** Se dan cuando hay paradas no deseadas. Suelen ocurrir debido a averías. En este caso, se ha considerado igual para todas las alternativas:

$$K_3 = 0,98$$

- **Pérdidas por transformación y transporte:** Producidas por la naturaleza de los procesos de elevación de tensión y transporte a la conexión eléctrica.

Las pérdidas suelen rondar el 3%, por ello se ha parametrizado este coeficiente para todas las alternativas en un valor de:

$$K_4 = 0,97$$

- **Pérdidas por mantenimiento de la subestación:** Se dan cuando no se produce un vertido de energía a la red eléctrica debido al mantenimiento. Se le ha otorgado un valor para todas las alternativas:

$$K_5 = 0,997$$

- **Pérdidas por cortes de suministro:** Producidas por la reorientación de lo aerogeneradores cuando el viento cambia de sentido. Actualmente estas pérdidas son insignificantes, por lo que para todas las alternativas, el coeficiente es:

$$K_6 = 1$$

- **Pérdidas por ajuste de la curva de potencia:** Los valores reales de las curvas de potencia de una turbina en movimiento suelen ser un 2% menos a los facilitados por los comerciales.

Para todas las alternativas habrá un valor de:

$$K_7 = 0,98$$

- **Coefficiente de funcionamiento del parque:** Para obtener este dato, hay que multiplicar los 7 coeficientes descritos con anterioridad:

$$K = K_1 * K_2 * K_3 * K_4 * K_5 * K_6 * K_7 = 0,922$$

Ecuación 3: Cálculo coeficiente de funcionamiento del parque

Haciendo uso del coeficiente de funcionamiento del parque, y multiplicándolo por la energía bruta, conseguimos el total de la producción de energía neta generada por cada una de las alternativas:

$$E_{neta} = E_{bruta} * K = 126.435,632 \text{ (MWh/año)}$$

Ecuación 4: Producción neta de energía.

La energía total del resto de alternativas, descritas en el anexo 1, sería:

Alternativa	Energía bruta (MWh)	Energía neta (MWh)
Sierra Marisa - Enercon 101	130.242,84	120.151,98
Sierra Marisa - G90	138.184,13	125.525,28
Sierra Marisa - W2E-151/4.8	181.393,98	167.971,39
Pico hierbas - Vestas 112	130.058,04	119.951,95
Pico hierbas - Enercon 101	122.713,75	113.207,19
Pico hierbas - W2E-151/4.8	170.140,02	157.550,18
Pico hierbas - Enercon 101	132.488,08	122.270,15
La Nevera de Chiva - Vestas 112	149.815,84	138.174,44
La Nevera de Chiva – Enercon 101	142.410,98	130.711,81
La Nevera de Chiva - G90	153.323,07	141.638,95
La Nevera de Chiva - W2E-151/4.8	187.435,19	173.562,80

Tabla 15: Energía obtenida en el resto de las alternativas.

Capítulo 7: Infraestructura eléctrica

7.1 Generalidades y circuito tipo de M.T del parque

En los bornes de los generadores de energía, la tensión generada suele ser inferior a los 1000 voltios. Esta energía hay que inyectarla a la red que está a 132 KV, por lo que es necesario hacerla pasar por una subestación.

Cuanto menor es el voltaje mayor son las pérdidas porcentuales generadas, y a tensiones de menos 1000 V las pérdidas serían demasiado elevadas para ser asumibles, por ello se coloca un transformador en la base de cada aerogenerador, con la intención de elevar la tensión desde baja (400/600) hasta media (20kV) y de esta forma minimizar pérdidas.

Todas las líneas eléctricas de las distintas alternativas van enterradas por seguridad desde el transformador en la base, hasta la subestación que haga la conversión a alta tensión.

En la figura 16 se puede ver el trayecto que seguirá el cableado para la alternativa de la Sierra Marisa-Vestas 112. Para esta alternativa, se contemplan 6 circuitos:

- **Circuito 1:** Recoge la energía de los aerogeneradores 1, que llegará al aerogenerador 2 y sumará su energía con la generada por este y saldrá hacia la subestación.
- **Circuito 2:** Recoge la energía de los aerogeneradores 3, que llegará al aerogenerador 4 y sumará su energía con la generada por este y saldrá hacia la subestación.
- **Circuito 3:** Recoge la energía de los aerogeneradores 5, que llegará al aerogenerador 6 y sumará su energía con la generada por este, ambas energías llegarán al generador 7 y ahí sumará sus energías para salir hacia la subestación.
- **Circuito 4:** Recoge la energía de los aerogeneradores 10, que llegará al aerogenerador 9 y sumará su energía con la generada por este, ambas energías llegarán al generador 8 y ahí sumará sus energías para salir hacia la subestación.
- **Circuito 5:** Recoge la energía de los aerogeneradores 13, que llegará al aerogenerador 12 y sumará su energía con la generada por este, ambas energías llegarán al generador 11 y ahí sumará sus energías para salir hacia la subestación.
- **Circuito 6:** Recoge la energía de los aerogeneradores 15, que llegará al aerogenerador 14 y sumará su energía con la generada por este y saldrá hacia la subestación.

Cada circuito es distinto y recoge energía generada por dos o tres aerogeneradores, por ello se ha de adaptar el cable para cada uno de ellos.

Subcircuitos	Distancias (m)
Aerogenerador 1 - Aerogenerador 2	365 m
Aerogenerador 3 - Aerogenerador 4	397 m
Aerogenerador 5 - Aerogenerador 6	435 m
Aerogenerador 6 - Aerogenerador 7	483m
Aerogenerador 9 - Aerogenerador 8	420 m
Aerogenerador 10 - Aerogenerador 9	385 m
Aerogenerador 12 - Aerogenerador 11	360 m
Aerogenerador 13 - Aerogenerador 12	385 m
Aerogenerador 15 – Aerogenerador 14	370 m
Aerogenerador 2 - Subestación	2076 m
Aerogenerador 4 - Subestación	1750 m
Aerogenerador 7- Subestación	472 m
Aerogenerador 8 - Subestación	532 m
Aerogenerador 11 - Subestación	1300 m
Aerogenerador 14 - Subestación	2536 m
Circuito 1	2441 m
Circuito 2	2147 m
Circuito 3	1390 m
Circuito 4	1337 m
Circuito 5	2045 m
Circuito 6	2906 m

Tabla 16: Distancias circuitos eléctricos

Para cada uno de los aerogeneradores, se realizará una recogida de energía mediante el uso de celdas modulares, que luego será transportada por cables hasta el siguiente aerogenerador o hasta la subestación donde conectarán con un transformador de media a alta tensión, para poder inyectar la energía a la red, y con otro de media a baja tensión, para poder alimentar a los equipos auxiliares del parque eólico.

A continuación, se muestran los diagramas unifilares de los dos tipos de circuitos que podemos presenciar en esta alternativa, ya sea con dos o con tres aerogeneradores por circuito:

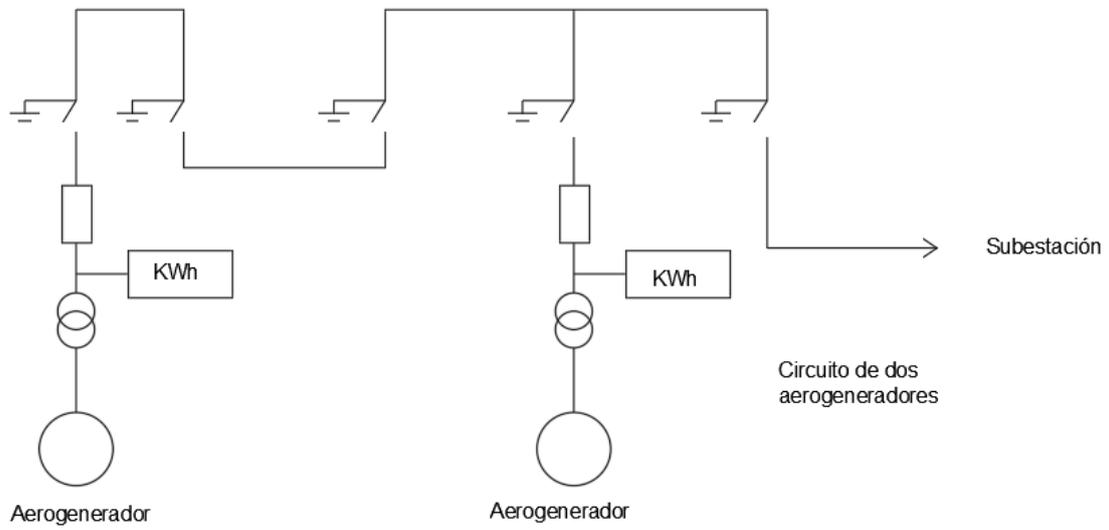


Figura 19: Esquema unifilar simplificado para un circuito con dos aerogeneradores. FUENTE: Elaboración propia

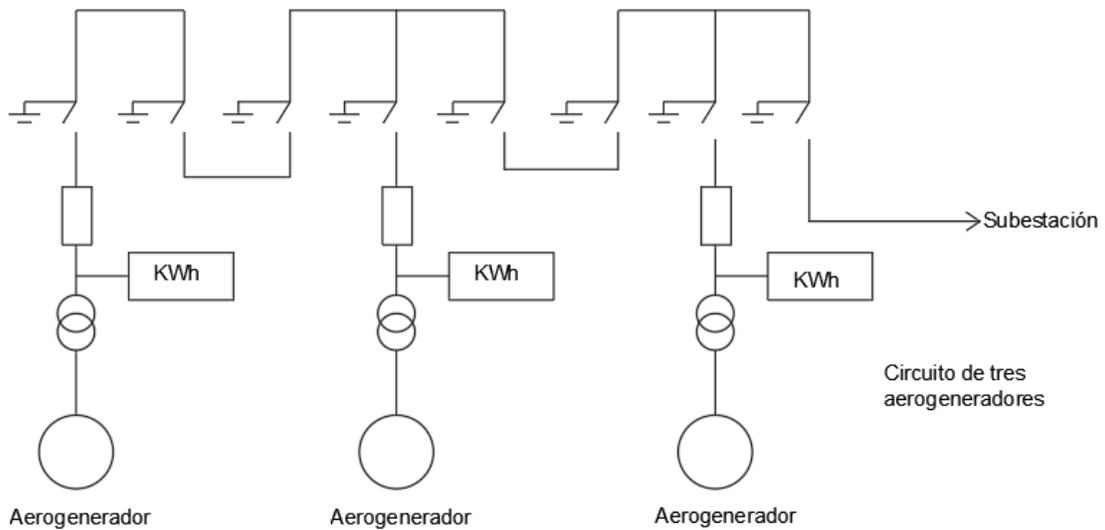


Figura 20: Esquema unifilar simplificado para un circuito con dos aerogeneradores. FUENTE: Elaboración propia

7.2. Cálculo de las intensidades nominales.

El cálculo de intensidades que va por cada uno de los circuitos se consigue mediante el uso de la fórmula de potencia trifásica:

$$I_n = \frac{P_n}{\sqrt{3} * U_n}$$

Ecuación 5: Fórmula para extraer la intensidad nominal de los cables.

Donde:

- I_n : Intensidad nominal que recorre el cableado (A)
- P_n : Potencia nominal de los aerogeneradores (kW)
- U_n : Voltaje al que se transporta la energía (kV)

Tal y como hemos comentado en el subcapítulo anterior, antes de entrar a los circuitos, la energía pasa por un transformador para poder elevar el voltaje a 30 kV, que será el voltaje con el que recorrerá todo el cableado.

En Función del tramo y circuito que estemos observando, la potencia nominal a considerar es distinta, pues depende del número de aerogeneradores que lleva asociados. La potencia nominal es para cada tramo en función de los aerogeneradores:

- 3 aerogeneradores → 9.900 kW
- 2 aerogeneradores → 6.600 kW
- 1 aerogenerador → 3.300 kW

Por lo que para cada uno de los distintos tramos y usando la "Ecuación 4", tendríamos una intensidad nominal de:

- Para 3 aerogeneradores

$$I_n = \frac{P_n}{\sqrt{3} * U_n} = \frac{9.900}{30} = 330 A$$

- Para 2 aerogeneradores:

$$I_n = \frac{P_n}{\sqrt{3} * U_n} = \frac{6.600}{30} = 220 A$$

- Para 1 aerogenerador:

$$I_n = \frac{P_n}{\sqrt{3} * U_n} = \frac{3.300}{30} = 110 A$$

7.3. Tipo de cable usado para las líneas de media tensión.

Para los distintos tramos del circuito a media tensión se han utilizado los cables de la marca "ELAND CABLES", más concretamente el modelo Sumsave AS HEPRZ1 Cu (ELAND CABLES, 2022).

Este cable sigue la normativa:

- UNE-EN 60332

Las características de este cable son:

- **Trabajo a voltajes:** 18/30 KV
- **Ratio de temperatura:** -20 °C a +105°C
- **Radio de curvatura mínimo:** 15*Diámetro total
- **Cable:** Aluminio trenzado de clase 2
- **Capa semiconductora interna:** Material semiconductor
- **Aislamiento:** HEPR
- **Pantalla:** Cobre
- **Conductor:** Cobre



Figura 21: Representación del cable NA2XSJ Aluminium Conductor XLPE PVC

7.4. Nivel de aislamiento de los cables para las líneas de media tensión.

La tensión nominal (U_n) de los circuitos será de 30 kV, pudiendo llegar por las características hasta una tensión más elevada (U_s) de 36 kV.

Para poder seleccionar un nivel de aislamiento correcto, es necesario hacer uso de la “Instrucción técnica complementaria” o ITC-LAT 06 (REAL DECRETO, 2022), la cual es una instrucción de aplicación a las líneas eléctricas subterráneas con cables aislados, más concretamente a la tabla dos del documento.

En la “Tabla 17” mostrada a continuación se muestran para cada posible tensión nominal (U_n), la tensión más elevada de la red (U_s), la categoría de red, el nivel de aislamiento para los cables y accesorios de la instalación. En este caso tenemos que:

- Nivel aislamiento fase/pantalla: 18kV
- Nivel aislamiento entre fases 30 kV

Tensión nominal de la red U_n	Tensión más elevada de la red U_s (kV)	Categoría de la red	Características mínimas del cable y accesorios	
			U_o / U ó U_o (kV)	U_p (kV)
3	3,6	A-B	1,8/3	45
		C	3,6/6	60
6	7,2	A-B	6/10	75
		C		
10	12	A-B	8,7/15	95
		C		
15	17,5	A-B	12/20	125
		C		
20	24	A-B	15/25	145
		C		
25	30	A-B	18/30	170
		C		
30	36	A-B	26/45	250
		C		
45	52	A-B		
66	72,5	A-B	36	(1)
110	123	A-B	64	(1)
132	145	A-B	76	(1)
150	170	A-B	87	(1)
220	245	A-B	127	(1)
400	420	A-B	220	(1)

(1) El nivel de aislamiento a impulsos tipo rayo se determinará conforme a los criterios de coordinación de aislamiento establecidos en la norma UNE-EN 60071-1.

Tabla 17: Niveles de aislamiento de los cables y sus accesorios

7.5 Sección de los cables para las líneas de media tensión.

Una vez conocidas las intensidades que circularán por cada uno de los cables en función del número de aerogeneradores, es necesario determinar la sección de cada uno de los cables que llevarán la energía hasta la subestación.

Para el cálculo de estas secciones, se han considerado tres datos de los cables para que su uso sea válido:

- Intensidad asociada a una temperatura máxima que el conductor puede admitir.
- Intensidad máxima que el conductor puede admitir en caso de que se produzca un cortocircuito.
- Que no se superen unas caídas de tensión máximas impuestas por el diseñador del circuito.

Teniendo en cuenta estos factores, el método seguido en el presente trabajo para hallar la sección de los cables es:

1. Cálculo inicial de la sección del cable siguiendo el “Criterio Térmico”, lo que quiere decir, sección para la cual, con la intensidad nominal ya calculada, no se supere la temperatura admisible por el cable.
2. Comprobar que la sección calculada en el punto 1 cumple con el criterio de “Corto Circuito”
3. Verificar que no se supera un 3% (Porcentaje decidido por el diseñador, ya que es un porcentaje común) de caída de tensión “Criterio de caída de tensión”

Una vez definido el método a seguir para el cálculo de la sección, es necesario saber cuales son las secciones comerciales que el comerciante tiene, las cuales son:

Sección (mm^2)	Diámetro exterior (mm)	Peso cable (kg/km)
50	31,5	1380
70	32,0	1560
95	32,5	1810
120	33,5	2050
150	34,6	2340
185	36,0	2700
240	38,5	3320
300	41,5	4020
400	45	4960

Tabla 18: Datos de sección y diámetro de los cables escogidos.

7.5.1 Criterio Térmico

Como ya se ha comentado en subcapítulo anterior, en este punto se hace un primer cálculo de las secciones mínimas de los conductores de los circuitos de media tensión para no superar la temperatura máxima admisible que soportan los conductores.

Para cada tamaño de sección y tipo de conductor, hay una intensidad asociada a la que se alcanza la temperatura máxima de funcionamiento la cual denominamos intensidad máxima admisible por calentamiento y será la que comparemos con la intensidad equivalente.

A continuación, se describe como sacar la intensidad equivalente. Para ello partimos de los siguientes datos:

- Intensidad para circuitos con un aerogenerador: 110 A
- Intensidad para circuitos con dos aerogeneradores: 220 A
- Intensidad para circuitos con tres aerogeneradores: 330 A
- Temperatura media del terreno: 26°C
- Resistividad térmica del terreno: Definida en función del tipo de suelo.

Naturaleza del terreno y grado de humedad	Resistividad térmica del terreno (K.m/W)
Inundado	0,4
Muy húmedo	0,5
Húmedo	0,7
Poco húmedo	0,85
Seco	1
Arcilloso muy seco	1,2
Arenoso muy seco	1,5
De piedra arenisca	2
De piedra caliza	2,5
De piedra granítica	3

Tabla 19: Resistividad térmica en función del tipo de terreno.

- En este caso, al estar con un terreno seco, la resistividad térmica es de 1
- Agrupación de 1, 2, o 3 ternos en una misma zanja.
- La instalación irá enterrada a un mínimo de 1,25 m
- La separación entre ternos en una misma zanja siempre será de 0,4m

En la figura siguiente se puede ver como irán los ternos por la zanja excavada en el terreno, para llevar la energía desde los aerogeneradores hasta la subestación eléctrica para poder inyectarla a la red. Se excavarán dos zanjas para que los ternos vayan como máximo en grupos de 3.

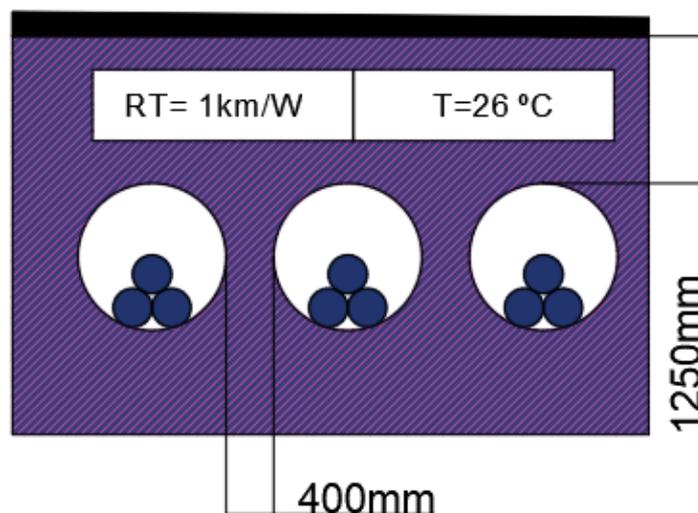


Figura 22: Configuración y disposición de los 6 circuitos eléctricos en la zanja de conexión FUENTE: Elaboración propia

Para el cálculo de las secciones se seguirá el Reglamento de líneas eléctricas de alta tensión (RLAT). Dicho reglamento tiene fijados como estándares de conductores subterráneos bajo tubos de media tensión los siguientes:

- Terno de cables unipolares enterrados bajo tubo.
- Temperatura del terreno de 25°C.
- Resistividad térmica del terreno de 1,5 K·m/W.
- Circuito único (sin influencia térmica de otros cables en el entorno).
- Profundidad de la instalación de 1 metro

Para empezar con el cálculo de la sección, primero hay que presentar las intensidades equivalentes a la temperatura máxima permisible en función de la sección del conductor. Para ello se utiliza la “Tabla 12 de la ITC-RLAT 06” (REAL DECRETO, 2022) que se presenta a continuación:

Sección (mm ²)	EPR		XLPE		HEPR	
	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al
25	125	96	130	100	135	105
35	145	115	155	120	160	125
50	175	135	180	140	190	145
70	215	165	225	170	235	180
95	255	200	265	205	280	215
120	290	225	300	235	320	245
150	325	255	340	260	360	275
185	370	285	380	295	405	315
240	425	335	440	345	470	365
300	480	375	490	390	530	410
400	540	430	560	445	600	470

Tabla 20: Intensidades máximas admisibles (servicio permanente; corriente alterna; cables unipolares aislados de hasta 18/30 kV enterrados bajo tubo).

En la tabla se puede ver la intensidad máxima admisible por los cables en función del tipo de aislamiento (EPR, XLPE o HEPR) y el material conductor (Cu o AL), para las condiciones estándar que han sido descritas anteriormente.

Como las condiciones estándar descritas en “RLAT” no son las descritas para el terreno, es necesario que la intensidad pase por una serie de factores correctores para poder adecuar el tamaño de la sección. Los coeficientes correctores que se utilizan para poder extraer la intensidad máxima admisible en las condiciones del terreno son:

- **K_t : Coeficiente corrector para temperaturas del terreno distintas de 25°C.**

En la ubicación de la sierra marisa, a una profundidad de 1'25m, la temperatura media a lo largo del año es de 26°C. Teniendo en cuenta que la temperatura de servicio permanente para un aislamiento HEPR es de 105°C, se extrae a partir de la “Tabla 7 de la ITC-LAT 06” el factor K_t :

Temperatura °C Servicio Permanente θ_s	Temperatura del terreno, θ_t , en °C								
	10	15	20	25	30	35	40	45	50
105	1,09	1,06	1,03	1,00	0,97	0,94	0,90	0,87	0,83
90	1,11	1,07	1,04	1,00	0,96	0,92	0,88	0,83	0,78
70	1,15	1,11	1,05	1,00	0,94	0,88	0,82	0,75	0,67
65	1,17	1,12	1,06	1,00	0,94	0,87	0,79	0,71	0,61

Tabla 21: Factor corrector para temperaturas del terreno distintas de 20°C.

Al entrar en la tabla se puede ver que no hay un valor determinado para 26°C, por lo que es necesario realizar una interpolación:

$$K_t(\theta_t = 26^\circ\text{C}; \theta_s = 105^\circ\text{C}) = 0,97 - \left(\frac{30 - 26}{30 - 25}\right) (0,97 - 1) = 0,994$$

Ecuación 6: Interpolación para extraer el coeficiente corrector para temperaturas del terreno distintas de 25°C.

- **K_r : Coeficiente corrector para resistencias térmicas del terreno distintas de 1,5 Km/W:**

Como ya se ha descrito con anterioridad, a partir de la "Tabla 9 de la ITC-LAT 06" (Resistividad térmica del terreno en función de su naturaleza y humedad), al estar en un terreno montañoso y seco, la resistividad térmica es de 1 Km/W.

Para determinar el factor corrector descrito en este punto, se hace uso de la "Tabla 8 de la ITC-LAT 06" (REAL DECRETO, 2022) (factor de corrección para resistividad térmica del terreno distinta de 1,5 Km/W), se ha obtenido el valor del coeficiente corrector correspondiente:

Tipo de instalación	Sección del conductor mm ²	Resistividad térmica del terreno, K.m/W						
		0,8	0,9	1,0	1,5	2,0	2,5	3
Cables directamente enterrados	25	1,25	1,20	1,16	1,00	0,89	0,81	0,75
	35	1,25	1,21	1,16	1,00	0,89	0,81	0,75
	50	1,26	1,26	1,16	1,00	0,89	0,81	0,74
	70	1,27	1,22	1,17	1,00	0,89	0,81	0,74
	95	1,28	1,22	1,18	1,00	0,89	0,80	0,74
	120	1,28	1,22	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
	150	1,28	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
	185	1,29	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
	240	1,29	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,73
	300	1,30	1,24	1,19	1,00	0,88	0,80	0,73
400	1,30	1,24	1,19	1,00	0,88	0,79	0,73	
Cables en interior de tubos enterrados	25	1,12	1,10	1,08	1,00	0,93	0,88	0,83
	35	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,88	0,83
	50	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,87	0,83
	70	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,87	0,82
	95	1,14	1,12	1,09	1,00	0,93	0,87	0,82
	120	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
	150	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
	185	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
	240	1,15	1,12	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81
	400	1,16	1,13	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81

Tabla 22: Factor corrector para resistividades térmicas del terreno distintas de 1,5

De la Tabla 22 se extrae que los valores para el coeficiente corrector para resistencias térmicas del terreno distintas de 1,5 Km/W son:

$$K_r(25\text{mm}^2) = 1,08$$

$$K_r(35 - 95 \text{mm}^2) = 1,09$$

$$K_r(120 - 400 \text{mm}^2) = 1,1$$

- **K_a : Coeficiente corrector para agrupación de conductores en la misma zanja:**

Partiendo del uso de la "Tabla 10 de la ITC-LAT 06" (factor de corrección por distancia entre ternos o cables tripolares), podemos conocer el factor de corrección en función la cantidad de circuitos que hay por zanja en la instalación.

Para ello es necesario primero describir la cantidad de circuitos que va a haber por zanja en función del tramo en el que nos encontremos:

Tramos	Cantidad de ternos por zanja
Aerogenerador 1 - Aerogenerador 3	1
Aerogenerador 3 - Aerogenerador 5	2
Aerogenerador 5 – Unión de circuitos	3
Aerogenerador 10 – Unión de circuitos	3
Aerogenerador 13 - Aerogenerador 11	2
Aerogenerador 15 - Aerogenerador 13	1
Unión de circuitos-Subestación	3

Tabla 23: Cantidad de ternos en zanja por tramos.

Una vez descritos la cantidad de ternos por zanjas en función del tramo, hacemos uso de la tabla de ITC-LAT:

Factor de corrección										
Tipo de instalación	Separación de los ternos	Número de ternos de la zanja								
		2	3	4	5	6	7	8	9	10
Cables directamente enterrados	En contacto (d=0 cm)	0,76	0,65	0,58	0,53	0,50	0,47	0,45	0,43	0,42
	d = 0,2 m	0,82	0,73	0,68	0,64	0,61	0,59	0,57	0,56	0,55
	d = 0,4 m	0,86	0,78	0,75	0,72	0,70	0,68	0,67	0,66	0,65
	d = 0,6 m	0,88	0,82	0,79	0,77	0,76	0,74	0,74	0,73	-
	d = 0,8 m	0,90	0,85	0,83	0,81	0,80	0,79	-	-	-
Cables bajo tubo	En contacto (d=0 cm)	0,80	0,70	0,64	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,49
	d = 0,2 m	0,83	0,75	0,70	0,67	0,64	0,62	0,60	0,59	0,58
	d = 0,4 m	0,87	0,80	0,77	0,74	0,72	0,71	0,70	0,69	0,68
	d = 0,6 m	0,89	0,83	0,81	0,79	0,78	0,77	0,76	0,75	-
	d = 0,8 m	0,90	0,86	0,84	0,82	0,81	-	-	-	-

Tabla 24: Factor corrector por distancia entre ternos o cables tripolares.

Por tanto, los coeficientes correctores por agrupación de conductores en la misma zanja son:

Tramos	K_a
Aerogenerador 1 - Aerogenerador 3	1
Aerogenerador 3 - Aerogenerador 5	0,87
Aerogenerador 5 – Unión de circuitos	0,8
Aerogenerador 10 – Unión de circuitos	0,8
Aerogenerador 13 - Aerogenerador 11	0,87
Aerogenerador 15 - Aerogenerador 13	1
Unión de circuitos-Subestación	0,8

Tabla 25: K_a por tramos.

- K_p : Coeficiente corrector para profundidades distintas de 1 metro:

Las zanjas están pensadas para que los cables siempre queden por lo menos a 1,25 m de profundidad.

Haciendo uso de la “Tabla 11 de la ITC-LAT 06” (factor de corrección para profundidades de instalación distintas de 1 metro), se puede obtener el coeficiente corrector:

Profundidad (m)	Cables enterrados de sección		Cables bajo tubo de sección	
	≤ 185 mm ²	> 185 mm ²	≤ 185 mm ²	> 185 mm ²
0,50	1,06	1,09	1,06	1,08
0,60	1,04	1,07	1,04	1,06
0,80	1,02	1,03	1,02	1,03
1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
1,25	0,98	0,98	0,98	0,98
1,50	0,97	0,96	0,97	0,96
1,75	0,96	0,94	0,96	0,95
2,00	0,95	0,93	0,95	0,94
2,50	0,93	0,91	0,93	0,92
3,00	0,92	0,89	0,92	0,91

Tabla 26: Factor corrector para profundidades distintas de 1 m.

Por tanto, en este caso, el coeficiente corrector para profundidad de instalación de 1,25 metros es de:

$$K_p(1,25m, \text{Cables bajo tubo}) = 0,98$$

Una vez hallados estos 4 coeficientes, hay que definir como se consigue la intensidad equivalente a partir de las intensidades asociadas a una sección definida en la tabla 20, para ello se ha usado la siguiente expresión:

$$I' = I_{\text{tabla}} * K_t * K_r * K_a * K_p$$

Ecuación 7: Intensidad equivalente a partir de la intensidad de la tabla 20.

Como ya se ha descrito en capítulos anteriores, las secciones normalizadas para el cable comercial seleccionado son: 50, 70, 95, 120, 150, 185, 240, 300 y 400 mm².

El proceso a seguir es iterativo, por lo que se parte de la primera sección y se comprueba si cumple con la intensidad, en caso afirmativo, se continua al resto de criterios y en caso negativo, aumentar la sección del cable y ver si cumple.

A continuación, se presenta un resumen con todos los coeficientes correctores extraídos y el cálculo del coeficiente global:

Circuito	K_t	$K_r (< 95 \text{ mm}^2)$	$K_r (> 95 \text{ mm}^2)$	K_a	K_p	$K(< 95 \text{ mm}^2)$	$K(> 95 \text{ mm}^2)$
Aero 1 – Aero 3	0,994	1,09	1,1	1	0,98	1,0617908	1,071532
Aero 3 – Aero 5	0,994	1,09	1,1	0,87	0,98	0,923758	0,93223284
Aero 5 – Unión	0,994	1,09	1,1	0,8	0,98	0,84943264	0,8572256
Aero 10 – Unión	0,994	1,09	1,1	0,8	0,98	0,84943264	0,8572256

Aero 13 - Aero 11	0,994	1,09	1,1	0,87	0,98	0,923758	0,93223284
Aero 15 – Aero 13	0,994	1,09	1,1	1	0,98	1,0617908	1,071532
Unión – Subest	0,994	1,09	1,1	0,8	0,98	0,84943264	0,8572256

Tabla 27: Resumen de los coeficientes correctores y cálculo del coeficiente global.

A partir de estos resultados y para simplificar los cálculos, se decide que se va a usar el mismo cable para el circuito desde los aerogeneradores hasta la subestación quedando como:

- **Tramo tipo 1:** A1 – A2 y A15 – A14 $K = 1,0715$
- **Tramo tipo 2:** A2, A4, A14 – Subestación, A6 - A7, A9 – A8 $K = 0,8572$
- **Tramo tipo 3:** A7, A8, A11 – Subestación $K = 0,8572$
- **Tramo tipo 4:** A3 – A4, A13 – A12 $K = 0,9322$
- **Tramo tipo 5:** A5 – A6, A10 – A9 $K = 0,8572$
- **Tramo tipo 6:** A12 – A11 $K = 0,9322$

Una vez definidos los tramos, se desarrolla el método iterativo para definir las secciones de los cables a utilizar, este método iterativo, consiste en buscar una sección que tenga asociada una intensidad corregida mayor que la intensidad de régimen permanente.

Tramo tipo 1:

Intensidad a régimen permanente		110 A
Sección	50	
Intensidad tabla 20 (A)	180	
Intensidad corregida (A)	193,5	Cumple

Tabla 28: Sección para el tramo tipo 1 criterio térmico.

Tramo tipo 2:

Intensidad a régimen permanente		220 A
Sección	50	
Intensidad tabla 20 (A)	180	
Intensidad corregida (A)	154,3	No Cumple
Sección	70	
Intensidad tabla 20 (A)	220	
Intensidad corregida (A)	188,6	No Cumple
Sección	95	
Intensidad tabla 20 (A)	260	
Intensidad corregida (A)	222,9	Cumple

Tabla 29: Sección para el tramo tipo 2 criterio térmico.

Tramo tipo 3:

Intensidad a régimen permanente		330 A
Sección	50	
Intensidad tabla 20 (A)	180	
Intensidad corregida (A)	154,3	No Cumple
Sección	70	
Intensidad tabla 20 (A)	220	
Intensidad corregida (A)	188,6	No Cumple
Sección	95	
Intensidad tabla 20 (A)	260	
Intensidad corregida (A)	222,9	No Cumple
Sección	120	
Intensidad tabla 20 (A)	295	
Intensidad corregida (A)	272,9	No Cumple
Sección	150	
Intensidad tabla 20 (A)	330	
Intensidad corregida (A)	282,9	No Cumple
Sección	185	
Intensidad tabla 20 (A)	375	
Intensidad corregida (A)	321,45	No Cumple
Sección	240	
Intensidad tabla 20 (A)	440	
Intensidad corregida (A)	377,2	Cumple

Tabla 30: Sección para el tramo tipo 3 criterio térmico.

Tramo tipo 4:

Intensidad a régimen permanente		110 A
Sección	50	
Intensidad tabla 20 (A)	180	
Intensidad corregida (A)	167,8	Cumple

Tabla 31: Sección para el tramo tipo 4 criterio térmico.

Tramo tipo 5:

Intensidad a régimen permanente		110 A
Sección	50	
Intensidad tabla 20 (A)	180	
Intensidad corregida (A)	154,3	Cumple

Tabla 32: Sección para tramo tipo 5 criterio térmico.

Tramo tipo 6:

Intensidad a régimen permanente		220 A
Sección	50	
Intensidad tabla 20 (A)	180	
Intensidad corregida (A)	167,8	No Cumple
Sección	70	

Intensidad tabla 20 (A)	220	
Intensidad corregida (A)	205,1	No cumple
Sección	95	
Intensidad tabla 20 (A)	260	
Intensidad corregida (A)	242,4	Cumple

Tabla 33: Sección para el tramo tipo 6 criterio térmico.

Con esto quedarían las secciones tal que:

Tramo	Sección
1	50
2	95
3	240
4	50
5	50
6	95

Tabla 34: Resumen Secciones en función del tramo.

7.5.2 COMPROBACIÓN DE LAS SECCIONES POR CRITERIO DE CORTOCIRCUITO.

Una vez halladas las secciones en función del criterio térmico, se realiza una comprobación de estas por el criterio del cortocircuito.

Para el uso de este criterio se hace uso de la "Tabla 25 de la ITC-LAT 06" la cual nos aporta los valores de densidad de corriente (A/mm^2) en función de un tiempo de cortocircuito y del tipo de aislamiento de cable.

Para un conductor de cobre, la tabla es:

Tipo de aislamiento	$\Delta\theta^*$ (K)	Duración del cortocircuito, t_{cc} , en segundos									
		0,1	0,2	0,3	0,5	0,6	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0
PVC:											
sección $\leq 300 \text{ mm}^2$	90	363	257	210	162	148	115	93	81	72	66
sección $> 300 \text{ mm}^2$	70	325	229	187	145	132	102	83	72	65	59
XLPE, EPR y HEPR $U_0/U > 18/30 \text{ kV}$	160	452	319	261	202	184	143	116	101	90	82
HEPR $U_0/U \leq 18/30 \text{ kV}$	145	426	301	246	190	174	135	110	95	85	78

Tabla 35: Valores máximos de densidad de corriente para conductores de cobre.

Aplicamos la Normativa Particular de Iberdrola (IBERDROLA, 2022) Que indica que para tensiones de hasta 36 kV, la intensidad de cortocircuito durante un segundo es variable según el caso. Al no dar el dato pero si dar el de tensiones hasta 24 kV, se realiza una regla de 3 para averiguarlo.

La intensidad mínima de cortocircuito trifásico durante 1 s para tensiones hasta 24 kV es de 12,5 kA por lo que para 30 kV:

$$I_{30 \text{ kV}} = \frac{30 \text{ kV} * 12,5 \text{ kA}}{24 \text{ kV}} = 15,625 \text{ kA}$$

Ecuación 8: Regla de 3 para extraer la intensidad de cortocircuito trifásico durante un segundo a 30 kV

De la tabla 35 extraemos que la densidad de corriente máxima para el cable seleccionado y para un cortocircuito de duración de 1 segundo, la cual es 135 A/mm².

Para saber si se supera el criterio de cortocircuito, se multiplica la densidad de corriente por la sección de cada uno de los tramos y se comprueba que esta es mayor a 15,625 kA. En caso afirmativo, la sección es válida, en caso negativo, sería necesario aumentar la sección y realizar de nuevo la comprobación. La fórmula que se emplea es:

$$I_{cc} = \text{Sección} * \text{Densidad de corriente} > \text{Intensidad mínima de cortocircuito}$$

Ecuación 9: Intensidad de cortocircuito

Tramo tipo 1:

Iteración	Sección	Intensidad cortocircuito para sección (kA)	¿Cumple?
Iteración 1	50	6,750	No
Iteración 2	70	9,450	No
Iteración 3	95	12,825	No
Iteración 4	120	16,200	Si

Tabla 36: Sección para tramo tipo 1 criterio corto circuito.

Tramo tipo 2:

Iteración	Sección	Intensidad cortocircuito para sección (kA)	¿Cumple?
Iteración 1	95	12,825	No
Iteración 2	120	16,200	Si

Tabla 37: Sección para tramo tipo 2 criterio corto circuito.

Tramo tipo 3:

Iteración	Sección	Intensidad cortocircuito para sección (kA)	¿Cumple?
Iteración 1	240	32,400	Si

Tabla 38: Sección para tramo tipo 3 criterio corto circuito.

Tramo tipo 4:

Iteración	Sección	Intensidad cortocircuito para sección (kA)	¿Cumple?
Iteración 1	50	6,750	No
Iteración 2	70	9,450	No
Iteración 3	95	12,825	No
Iteración 4	120	16,200	Si

Tabla 39: Sección para tramo tipo 4 criterio corto circuito.

Tramo tipo 5:

Iteración	Sección	Intensidad cortocircuito para sección (kA)	¿Cumple?
Iteración 1	50	6,750	No

Iteración 2	70	9,450	No
Iteración 3	95	12,825	No
Iteración 4	120	16,200	Si

Tabla 40: Sección para tramo tipo 5 criterio corto circuito.

Tramo tipo 6:

Iteración	Sección	Intensidad cortocircuito para sección (kA)	¿Cumple?
Iteración 1	95	12,825	No
Iteración 2	120	16,200	Si

Tabla 41: Sección para tramo tipo 6 criterio corto circuito.

Tras comprobar las secciones por el criterio de cortocircuito, quedan todas de un tamaño de 120 mm^2 , a excepción de los tramos tipo 3 que son de 240 mm^2 . Las conducciones interiores son todas de cobre.

7.5.3 COMPROBACIÓN DE LAS SECCIONES POR CRITERIO DE CAÍDA DE TENSIÓN.

Este criterio suele ser el menos restrictivo. Los datos a tener en cuenta para poder realizar los cálculos son:

- Intensidad de circuito
- Resistencia y reactancia de los cables utilizados en función de la sección.
- Longitud de los circuitos
- Tensión de la línea
- El factor de potencia. Se ha considerado un valor de 0'95 para todo el circuito.

Para el cálculo de la caída de tensión se utiliza la siguiente expresión:

$$\Delta U = \sqrt{3} * L * I * (R * \cos(\varphi) + X * \text{sen}(\varphi))$$

Ecuación 10: Cálculo caída de tensión.

Donde:

- ΔU : Caída de tensión en (V)
- L : Longitud de los circuitos (km)
- I : Intensidad que recorre el circuito (A)
- R : Resistencia del conductor en función de la sección (k Ω /m)
- X : Reactancia del conductor en función de la sección (k Ω /m)

Para el presente proyecto se plantea una caída máxima porcentual de la tensión del 3%. En caso de que la caída sea mayor, se aumenta el tamaño de la sección de los cables hasta que la caída sea menor del 3%.

La caída porcentual se calcula como:

$$\Delta U(\%) = \frac{\Delta U}{U} * 100$$

Donde:

- ΔU : Caída de tensión en (V)
- U : Tensión que va por el cable (En este caso siempre es 30.000 V)

El resumen de los cálculos queda reflejado en la siguiente tabla:

Tramo	Longitud (m)	I (A)	Sección (mm ²)	R (m Ω /m)	X (m Ω /m)	cos(φ)	sen(φ)	ΔU (V)	$\Delta U\%$
A1 - A 2	365 m	110	120	0,15	0,06	0,95	0,312	7,22	0,02
A 3 - A 4	397 m	110	120	0,15	0,06	0,95	0,312	7,85	0,03
A 5 - A 6	435 m	110	120	0,15	0,06	0,95	0,312	8,60	0,03
A 6 - A 7	483m	220	120	0,15	0,06	0,95	0,312	19,10	0,06
A 9 - A 8	420 m	110	120	0,15	0,06	0,95	0,312	8,31	0,03
A 10 - A 9	385 m	220	120	0,15	0,06	0,95	0,312	15,23	0,05
A 12 - A 11	360 m	110	120	0,15	0,06	0,95	0,312	7,12	0,02
A 13 - A 12	385 m	220	120	0,15	0,06	0,95	0,312	15,23	0,05
A 15 – A 14	370 m	110	120	0,15	0,06	0,95	0,312	7,32	0,02
A 2 - Subestación	2076 m	220	120	0,15	0,06	0,95	0,312	82,11	0,27
A 4 - Subestación	1750 m	220	120	0,15	0,06	0,95	0,312	69,22	0,23
A 7- Subestación	472 m	330	240	0,0772	0,03	0,95	0,312	14,19	0,05
A 8 - Subestación	532 m	330	240	0,0772	0,03	0,95	0,312	15,99	0,05
A 11 - Subestación	1300 m	330	240	0,0772	0,03	0,95	0,312	39,07	0,13
A 14 - Subestación	2536 m	220	120	0,15	0,06	0,95	0,312	100,31	0,33

Tabla 42: Resumen de los cálculos del criterio de caída de tensión.

La caída de tensión máxima calculada para una línea es de 0,35% (línea desde Aerogenerador 15 hasta subestación) mucho menos al 3% máxima impuesto, por lo que las secciones son válidas. Y se quedan conforme al criterio de cortocircuito.

Alternativa	Pérdidas eléctricas
Sierra Marisa - Enercon 101	0,41
Sierra Marisa - G90	0,69
Sierra Marisa - W2E-151/4.8	0,41
Pico hierbas - Vestas 112	0,26
Pico hierbas - Enercon 101	0,4
Pico hierbas - W2E-151/4.8	0,44
Pico hierbas - Enercon 101	0,72
La Nevera de Chiva - Vestas 112	0,27
La Nevera de Chiva – Enercon 101	0,46
La Nevera de Chiva - G90	0,59
La Nevera de Chiva - W2E-151/4.8	0,37

Tabla 43: Tabla comparativa de las 12 Alternativas.

7.6. Cálculo de protecciones.

Para el cálculo de las protecciones se ha vuelto a hacer uso de la ITC-LAT 06, más concretamente del punto 7, el cual habla de las protecciones necesarias para los proyectos similares a nuestro caso.

Las protecciones a instalar son:

7.6.1. Protecciones contra sobreintensidades.

Tal y como indica el apartado 7.1 de la ITC-LAT 06 (REAL DECRETO, 2022), las sobreintensidades se producen por dos motivos, por sobrecargas y por cortocircuitos. Para solventar estos problemas se instalará bien un interruptor automático o bien un fusible.

- **Interruptores automáticos:** Instalados en las celdas de entrada de media tensión de cada aerogenerador, que sirven para desconectar partes del circuito y en las celdas de media tensión de los aerogeneradores para desconectarlos individualmente si hiciese falta.

Las condiciones que un interruptor automático ha de seguir para poder desarrollar bien su función son:

- Tensión nominal mayor a la tensión máxima de la instalación.
- Intensidad nominal mayor a la intensidad máxima de la instalación.
- Poder de corte mayor a la intensidad máxima de cortocircuito.
- Poder de cierre mayor a la intensidad máxima de cortocircuito.

Para facilitar la búsqueda, se ha simplificado eligiendo siempre para cada alternativa el caso más desfavorable. A continuación, se deja una tabla resumen con las condiciones para cada una de las alternativas:

Alternativa	Tensión nominal	Intensidad nom.	Poder corte	Poder cierre
Sierra Marisa – Vestas 112	30 kV	330 A	32,4 kA	32,4 kA
Sierra Marisa - Enercon 101	30 kV	305 A	32,4 kA	32,4 kA
Sierra Marisa - G90	30 kV	333,33 A	32,4 kA	32,4 kA
Sierra Marisa - W2E-151/4.8	30 kV	320 A	32,4 kA	32,4 kA
Pico hierbas - Vestas 112	30 kV	330 A	32,4 kA	32,4 kA
Pico hierbas - Enercon 101	30 kV	305 A	32,4 kA	32,4 kA
Pico hierbas - W2E-151/4.8	30 kV	320 A	32,4 kA	32,4 kA
Pico hierbas - Enercon 101	30 kV	333,33 A	32,4 kA	32,4 kA
La Nevera de Chiva - Vestas 112	30 kV	330 A	32,4 kA	32,4 kA
La Nevera de Chiva – Enercon 101	30 kV	305 A	32,4 kA	32,4 kA
La Nevera de Chiva - G90	30 kV	333,33 A	32,4 kA	32,4 kA
La Nevera de Chiva - W2E-151/4.8	30 kV	320 A	32,4 kA	32,4 kA

Tabla 44: Condiciones interruptores automáticos para las 12 Alternativas.

- **Relés electrónicos de protección:** son los encargados de eliminar disparos innecesarios, aislar faltas y proteger motores e interruptores. Funcionan haciendo saltar un muelle que produce el corte de la línea en caso de ser necesario.

Las condición que un relé ha de cumplir para otorgar una buena protección son:

- Corriente nominal superior a corriente de línea e inferior a la intensidad máxima que pueda soportar el conductor (se usa la más restrictiva)

Alternativa	Intensidad nominal	Intensidad máxima
Sierra Marisa – Vestas 112	330 A	16,2 kA
Sierra Marisa - Enercon 101	305 A	16,2 kA
Sierra Marisa - G90	333,33 A	16,2 kA
Sierra Marisa - W2E-151/4.8	320 A	16,2 kA
Pico hierbas - Vestas 112	330 A	16,2 kA
Pico hierbas - Enercon 101	305 A	16,2 kA
Pico hierbas - W2E-151/4.8	320 A	16,2 kA
Pico hierbas – G90	333,33 A	16,2 kA
La Nevera de Chiva - Vestas 112	330 A	16,2 kA
La Nevera de Chiva – Enercon 101	305 A	16,2 kA
La Nevera de Chiva - G90	333,33 A	16,2 kA
La Nevera de Chiva - W2E-151/4.8	320 A	16,2 kA

Tabla 45: Condición Relés electrónicos de protección de las 12 Alternativas.

- **Fusibles:** Instalados en la celda de media tensión dedicada a alimentar el transformador de servicios auxiliaes. Se instalan para que, en caso de una falta, estos elementos cierren el circuito antes de que los cables lleguen a su temperatura máxima.

Las condiciones que un fusible ha de cumplir para realizar bien su trabajo son:

- Tensión nominal superior a la del circuito
- La intensidad máxima a soportar se define por la siguiente expresión:

$$I_l < I_n < \frac{1,45 * I_z}{1,6}$$

Ecuación 11: Cálculo de la intensidad máxima que ha de soportar el fusible.

- El poder de corte del fusible, debe ser mayor a la corriente máxima de cortocircuito de la línea.

Alternativa	Tensión nominal	Intensidad máxima	Poder corte
Sierra Marisa – Vestas 112	30 kV	330 A	32,4 kA
Sierra Marisa - Enercon 101	30 kV	305 A	32,4 kA
Sierra Marisa - G90	30 kV	333,33 A	32,4 kA
Sierra Marisa - W2E-151/4.8	30 kV	320 A	32,4 kA
Pico hierbas - Vestas 112	30 kV	330 A	32,4 kA
Pico hierbas - Enercon 101	30 kV	305 A	32,4 kA
Pico hierbas - W2E-151/4.8	30 kV	320 A	32,4 kA
Pico hierbas – G90	30 kV	333,33 A	32,4 kA
La Nevera de Chiva - Vestas 112	30 kV	330 A	32,4 kA
La Nevera de Chiva – Enercon 101	30 kV	305 A	32,4 kA
La Nevera de Chiva - G90	30 kV	333,33 A	32,4 kA
La Nevera de Chiva - W2E-151/4.8	30 kV	320 A	32,4 kA

Tabla 46: Condiciones fusibles para las 12 Alternativas.

7.6.2 Celdas de media tensión.

Para cada uno de los aerogeneradores hay celdas de media tensión en sus bases. En estas celdas es donde se realiza la conexión de los cables que van de un aerogenerador a otro y a la subestación.

Las características de las celdas de media tensión, vienen definidas por el caso más desfavorable para todas las alternativas son

Tensión asignada	Tensión nominal	F	Intensidad aparente	Aislamiento	Tensión máxima 1 min	Tensión máxima rayo	I corta duración	Poder corte
36 kV	30kV	50Hz	200/ 400/ 630	SF6	70 kV	170 kV	32,4 kA	32,4 kA

Tabla 47: Características de las celdas de media tensión.

7.6.3 Protección contra rayos para los aerogeneradores

Para todas las alternativas, los aerogeneradores se encuentran a una altura de 100 metros desde el nivel del suelo. Esto hace que la probabilidad de recibir un rayo se alta, puesta aumenta de forma cuadrática con la altura.

Para evitar que los aerogeneradores puedan resultar dañados en caso de impacto de rayo, los aerogeneradores ya cuentan con para-rayos en la parte superior de estos. Estos para-rayos están conectados a cables con derivación a tierra.

El aerogenerador también tiene cables de más de 50 mm^2 que derivan en el interior de la góndola hasta la base de la torre hasta la puesta a tierra.

7.7 Transformador de potencia

La energía es inyectada a la red a una tensión de 132 kV, por ello es necesario realizar una transformación de potencia. Para saber las características de cada transformador en función de la alternativa, se hace uso de la normativa UNE 20101.

El transformador se instalará a la intemperie junto con todos sus sistemas de seguridad.

Para todas las alternativas, la transformación de potencia será de 132kV/30kV. Por lo que las características son:

- Tensión Primaria: 132 kV
- Tensión secundaria: 30 kV
- Potencia nominal: 60MVA
- Tipo: En baño de aceite mineral.
- Frecuencia: 50 Hz.
- Sistema de refrigeración: ONAN (Oil Natural Air Natural) / ONAF (Oil Natural Air Forced).
- Sistema de regulación de tensión en carga (accionamiento automático).

Los sistemas de protección usados en este transformador son:

- Protección diferencial de transformador
- Protección de sobreintensidad (50/51) (50N/51N)
- Sistemas de protecciones propio:
 - Protección térmica mediante termostato y termómetro.
 - Protección Buchholz.
 - Protección de presión interna.
 - Protección de nivel de aceite
 - Pararrayos.
 - Sensor de temperatura.

Al ser este elemento fundamental para la inyección de corriente a la red, se tendrá un exhaustivo control de medidas de mantenimiento.

Capítulo 8. Subestación de maniobra.

En el presente capítulo se presentan los criterios seguidos para determinar la instalación de la subestación de maniobra. Esta estación es necesaria para inyectar a la red la energía a 132 kV.

8.1 Objeto

El presente capítulo tiene por objetivo especificar las condiciones técnicas de ejecución de la subestación transformadora de todas las alternativas de 30 kV/132kV y de la línea de enlace para poder inyectar la energía eléctrica a la red.

Para todas y cada una de las alternativas, la tensión de entrada es 30 kV (Para poder unificar los criterios) y la situación de la subestación está o bien en un camino usable o se presupuestará un camino hasta una zona plana y apta para poder albergar una subestación de estas características.

8.2 Emplazamiento

El emplazamiento será para todas las alternativas a una distancia de seguridad superior a los 300 m. Se han tenido en cuenta los siguientes condicionantes a la hora de seleccionar la parcela donde va a estar ubicada la subestación:

- Servidumbres o distancias a infraestructuras y elementos naturales.
- Condicionantes medioambientales, tales como los LIC (lugares de importancia comunitaria), las ZEPA (zonas de especial protección para las aves), las zonas inundables, o las zonas arqueológicas.

Las coordenadas para cada una de las alternativas son:

Alternativa	Latitud	Longitud
Sierra Marisa – Vestas 112	39°39'23.88"	1° 9'57.40"
Sierra Marisa - Enercon 101	39°39'23.88"	1° 9'57.40"
Sierra Marisa - G90	39°39'23.88"	1° 9'57.40"
Sierra Marisa - W2E-151/4.8	39°39'23.88"	1° 9'57.40"
Pico hierbas - Vestas 112	39°32'16.82"	0°49'28.26"
Pico hierbas - Enercon 101	39°32'16.82"	0°49'28.26"
Pico hierbas - W2E-151/4.8	39°32'16.82"	0°49'28.26"
Pico hierbas - Enercon 101	39°32'16.82"	0°49'28.26"
La Nevera de Chiva - Vestas 112	39°29'48.66"	0°50'28.15"
La Nevera de Chiva – Enercon 101	39°29'48.66"	0°50'28.15"
La Nevera de Chiva - G90	39°29'48.66"	0°50'28.15"
La Nevera de Chiva - W2E-151/4.8	39°29'48.66"	0°50'28.15"

8.3 Descripción general

La subestación está formada por dos parques, uno que funciona a 132 kV y que se encuentra a la intemperie y otro que funciona a 30 kV, que se encuentra en el interior y es el que recibe la energía que viene de los aerogeneradores.

Para poder realizar la subida de tensión, se hará uso de un transformador de potencia 30/132 kV

8.4 Características generales del diseño y parámetros básicos.

Las características de la subestación dada la descripción general del presente capítulo, vienen definidas por el Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Instalaciones Eléctricas de Alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias aprobado por R.D. 337/2014, de 9 de mayo (Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado, 2022), y son:

Características	Ud.	Parque 132 kV	Parque 30 kV
Tensión Nominal	kV	132	30
Tensión más elevada para el material	kV	145	36
Frecuencia nominal	Hz	50	50
Tensión soportada	kV	275	70
Tensión soportada rayo	kV	650	170
Conexión neutra		Rígido a tierra	
Línea mínima fuga aisladores	Mm	7600	
Intensidad nominal posición de línea	A	3150	2500
Intensidad nominal de la posición de Transferencia	A	3150	2500
Intensidad máxima de defecto trifásico	kA	40	31.5
Duración del defecto trifásico	s	1	1

Tabla 48: Características generales del diseño y parámetros básicos de la subestación.

Capítulo 9. Distancias mínimas de seguridad

En el presente capítulo se trata de describir las distancias mínimas a los componentes eléctricos. Para ello se va a seguir el código técnico: Las Instrucciones Técnicas Complementarias (ITC-RAT) que se han seguido durante todo el proyecto.

Las distancias que se van a calcular en el presente proyecto son todas referidas a las componentes de la subestación y más concretamente, al parque de alta tensión y son:

- **Distancia mínima entre fase y tierra.**
- **Distancia mínima entre fases.**
- **Distancia mínima para protección de riesgos eléctricos sobre personas en trabajos tránsito por subestación a elementos eléctricos.**
- **Distancia vertical a elementos no protegidos en tensión**
- **Distancia horizontal para circulación de vehículos.**
- **Distancia horizontal de puntos de tensión al cerramiento**

9.1 Distancia mínima entre fase y fase.

Según la ITC-RAT 12 Para una tensión igual o mayor de 52kV y menor que 200 kV, nos encontramos en grupo de aislamiento b como es nuestro caso. Estos aislamientos están normalizados e indicados en la norma UNE 21 062.

La subestación se encuentra a la intemperie, por lo que las fases se encuentran al aire y no enterradas.

Para la obtención de estas distancias, ha sido necesario acudir a la ITC-RAT-12, la cual en su tabla 5 nos da la distancia entre fases en función de la tensión soportada nominal a los impulsos tipo rayo (kV cresta).

Un impulso tipo rayo es una tensión o una corriente transitoria aperiódica que impacta en los equipos eléctricos y en las redes de servicio al recibir una descarga atmosférica, este impulso tipo rayo a comparación del impulso tipo maniobra es de menor duración tanto en el valor de cresta (tiempo de frente) como también en el decrecimiento de la onda a cero (tiempo de cola); en cambio, el impulso tipo maniobra presenta tiempos de mayor duración debido a que es causado por una falla de operación de los equipos. (Infanzón, 2022)

Tensión soportada nominal a los impulsos tipo rayo (kV cresta)	Distancia mínima entre fases en el aire (cm)
20	6
40	6
60	9
75	12
95	16
125	22
145	27
170	32
250	48
325	63
450	90
550	110
650	130
750	150
850	170
950	190
1050	210

Tabla 49: Distancia mínima entre fases en el aire, en función de la tensión nominal a los impulsos tipo rayo.

La tensión soportada nominal a los impulsos tipo rayo (kV cresta) se obtiene de la tabla 2 de la ITC-RAT 12, la cual es válida para materiales aislante de tipo b.

Tensión más elevada para el material (Um)	Tensión soportada nominal a los impulsos tipo rayo	Tensión soportada nominal de corta duración y frecuencia industrial
kV eficaces	kV cresta	kV eficaces
52	250	95
72,5	325	140
123	450	185
145	550	230
170	650	275
245	750	325
	850	360
	950	395
	1050	460

Tabla 50: Tensión soportada nominal a los impulsos tipo rayo en función de la tensión más elevada para el materia y la tensión nominal de corta duración a frecuencia industrial.

A partir de los datos extraídos del el Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Instalaciones Eléctricas de Alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias aprobado por R.D. 337/2014 (Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado, 2022), la tensión más elevada para el material es:

$$U_m = 145 \text{ (kV)}$$

Y la tensión nominal de corta duración a frecuencia industrial es:

$$U_{ncortaduración} = 275 \text{ (kV eficaces)}$$

Por lo que la tensión soportada nominal a los impulsos tipo rayo tiene un valor de **650 kV**.

Acudiendo a la tabla 49 del presente subcapítulo se puede observar que la distancia mínima entre fases es de **130 cm**.

9.2 Distancias mínimas entre fase y tierra

Esta distancia viene también descrita en la ITC-RAC 12, y viene regulada en la tabla 4 de este mismo documento:

Tensión soportada nominal a los impulsos tipo rayo (kV cresta)	Distancia mínima entre fases en el aire (cm)
20	6
40	6
60	9
75	12
95	16
125	22
145	27
170	32
250	48
325	63
450	90
550	110
650	130
750	150

Tabla 51: Distancia mínima entre fase-tierra en el aire, en función de la tensión nominal a los impulsos tipo rayo.

Para sacar el tamaño de esta distancia hay que volver a repetir el proceso del punto 9.1 con los mismos valores, dando la misma tensión soportada nominal a los impulsos tipo rayo, y dando así por lo tanto una distancia mínima fase-tierra en el aire de **130 cm**.

9.3 Distancia mínima para protección de riesgos eléctricos sobre personas en trabajos eléctricos tránsito por subestación a elementos eléctricos.

Para el cálculo de esta distancia, es necesario hacer uso del Real Decreto 614/2001, la cual define como riesgo eléctrico:

- Riesgo originado por la energía eléctrica. Quedan específicamente incluidos los riesgos de:
 - Choque eléctrico por contacto con elementos en tensión (contacto eléctrico directo), o con masas puestas accidentalmente en tensión (contacto eléctrico indirecto).
 - Quemaduras por choque eléctrico, o por arco eléctrico.
 - Caídas o golpes como consecuencia de choque o arco eléctrico.
 - Incendios o explosiones originados por la electricidad.

Las distancias límite a las zonas de trabajo, vienen tabuladas por la tabla 1 del RD 614/2001 y van en función de la tensión nominal de la instalación.

U_n	D_{PEL-1}	D_{PEL-2}	D_{PROX-1}	D_{PROX-2}
≤ 1	50	50	70	300
3	62	52	112	300
6	62	53	112	300
10	65	55	115	300
15	66	57	116	300
20	72	60	122	300
30	82	66	132	300
45	98	73	148	300
66	120	85	170	300
110	160	100	210	500
132	180	110	330	500
220	260	160	410	500
380	390	250	540	700

Tabla 52: Distancias de seguridad. (zona de peligro y de proximidad)

Según el RD 614/2001, los distintos parámetros que podemos ver en la tabla se definen como:

- U_n = tensión nominal de la instalación (kV).
- D_{PEL-1} = distancia hasta el límite exterior de la zona de peligro cuando exista riesgo de sobretensión por rayo (cm).
- D_{PEL-2} = distancia hasta el límite exterior de la zona de peligro cuando no exista el riesgo de sobretensión por rayo (cm).
- D_{PROX-1} = distancia hasta el límite exterior de la zona de proximidad cuando resulte posible delimitar con precisión la zona de trabajo y controlar que ésta no se sobrepasa durante la realización del mismo (cm).
- D_{PROX-2} = distancia hasta el límite exterior de la zona de proximidad cuando no resulte posible delimitar con precisión la zona de trabajo y controlar que ésta no se sobrepasa durante la realización del mismo (cm).

Como se ha descrito en los apartados anteriores, la tensión nominal sería de 132 kV, por lo que extrayendo los datos de la tabla 52, los valores quedarían como:

$$D_{PEL-1} = 180 \text{ cm}$$

$$D_{PEL-2} = 110 \text{ cm}$$

$$D_{PROX-1} = 330 \text{ cm}$$

$$D_{PROX-2} = 500 \text{ cm}$$

9.4 Distancia vertical a elementos no protegidos en tensión

Esta distancia queda definida tanto en las ITC-RAT como en RD614/2001. Al ser este un trabajo académico, se ha procedido a realizar el cálculo mediante el uso de ambas normas y se ha escogido la distancia más restrictiva.

9.4.1 Cálculo según la ITC-RAT

Según la ITC-RAT 15, todos los pasillos han de tener una altura mínima de 250 cm sobre el suelo, a esta altura, es necesario añadirle la distancia mínima entre fase tierra en función de la tensión soportada nominal a los impulsos de tipo rayo, que como ya se ha calculado en el apartado 9.2, para este caso es de 130 cm. Por lo que la altura quedaría como.

$$H = 250 + d_{ft}$$

Ecuación 12: Calculo Distancia vertical a elementos no protegidos en tensión según la ITC-RAT

Donde:

- H : Distancia vertical a elementos no protegidos en tensión según la ITC-RAT (cm)
- d_{ft} : Distancia mínima entre fase tierra en función de la tensión soportada nominal a los impulsos de tipo rayo (cm)

Por lo que la altura total sería de **380 cm**.

9.4.2 Cálculo según la RD614/2001

En el Real decreto, la distancia viene dada en la formula 11 y sigue la siguiente expresión:

$$D = 250 + D_{PEL-1} + \text{margen}$$

Ecuación 13: Calculo Distancia vertical a elementos no protegidos en tensión según la RD614/2001

Donde:

- D : Distancia vertical a elementos no protegidos en tensión según la RD614/2001 (cm)
- 250 : Distancia mínima. (cm)
- D_{PEL-1} : Distancia hasta el límite exterior de la zona de peligro cuando exista riesgo de sobretensión por rayo (cm). Del apartado anterior extraemos que es de 180 cm
- margen : margen mínimo de seguridad. En este caso 10 cm

Por lo que la distancia total es de **440 cm**.

Como ya hemos dicho, en este proyecto se ha optado por escoger la distancia más restrictiva, en este caso **440 cm**, la dada por el RD614/2001 (cm)

9.5 Distancia horizontal para circulación de vehículos.

En el punto 9.3 se ha calculado la distancia a personas cuando no se puede delimitar con precisión la zona de trabajo. Esta es la descripción cuando estás en un vehículo, por lo que la distancia mínima es de **500 cm** cuando no se puede delimitar con precisión la zona de trabajo y de **330cm** cuando si que se pueda delimitar.

9.6 Distancia horizontal de puntos de tensión al cerramiento

La expresión viene dada por la ITC-RAT 15 y es:

$$G = d_{ft} + 150$$

Ecuación 14: Distancia horizontal de puntos de tensión al cerramiento

Donde:

- G : Distancia horizontal de puntos de tensión al cerramiento (cm)
- d_{ft} : Distancia mínima entre fase tierra en función de la tensión soportada nominal a los impulsos de tipo rayo (cm)
- 150: distancia mínima (cm)

Para este caso, la distancia es de **280 cm**

Por lo tanto, un resumen de las distancias quedaría como:

Tipo de distancia		Distancia (cm)
Distancia mínima entre fase y tierra.		130
Distancia mínima entre fases.		130
Distancia mínima para protección de riesgos eléctricos sobre personas en trabajos tránsito por subestación a elementos eléctricos.	D_{PEL-1}	180
	D_{PEL-2}	110
	D_{PROX-1}	330
	D_{PROX-2}	500
Distancia vertical a elementos no protegidos en tensión		440
Distancia horizontal para circulación de vehículos.	No delimitada	500
	delimitada	330
Distancia horizontal de puntos de tensión al cerramiento		280

Tabla 53: Resumen de distancias mínimas.

Capítulo 10. Instalación de puesta a tierra

El presente capítulo tratará de describir la instalación de puesta a tierra de la subestación, realizando los cálculos pertinentes para su elaboración. Para los cálculos y descripciones se han tenido en cuenta las siguientes normas:

- Norma UNE 20-460, parte 5-54 “Elección e instalación de los materiales de puesta a tierra y conductores de protección”, parte 3 “Detereminación de las características generales”
- Reglamento de Alta tensión MIE RAT 13 “Instalaciones de puesta a tierra”
- Recomendaciones de la UNES: “Método de cálculo y proyecto de instalaciones de puesta a tierra para centros de transformación conectados a redes de tercera categoría”.

La puesta a tierra se puede definir como la unión eléctrica de la subestación con un grupo de electrodos enterrados en el suelo. Esto se realiza persiguiendo el objetivo de que en la instalación no aparezca diferencias de potenciales peligrosas y permitir descargas del sistema.

Las puestas a tierra facilitan la activación de las protecciones y disminuye riesgos de averías.

10.1 Descripción general de la puesta a tierra.

A la hora de describir una línea de tierra, hay que empezar por los elementos básicos:

- **Masa (M):** Parte conductora accesible de la subestación que está aislada de sus partes activas. En caso de fallo de la instalación, esta es susceptible de poner puesta a baja tensión para asegurar su aislamiento.
- **Elemento conductor (C):** Objeto metálico capaz propagar un potencial.
- **Electroco (E):** Elemento metálico enterrado.

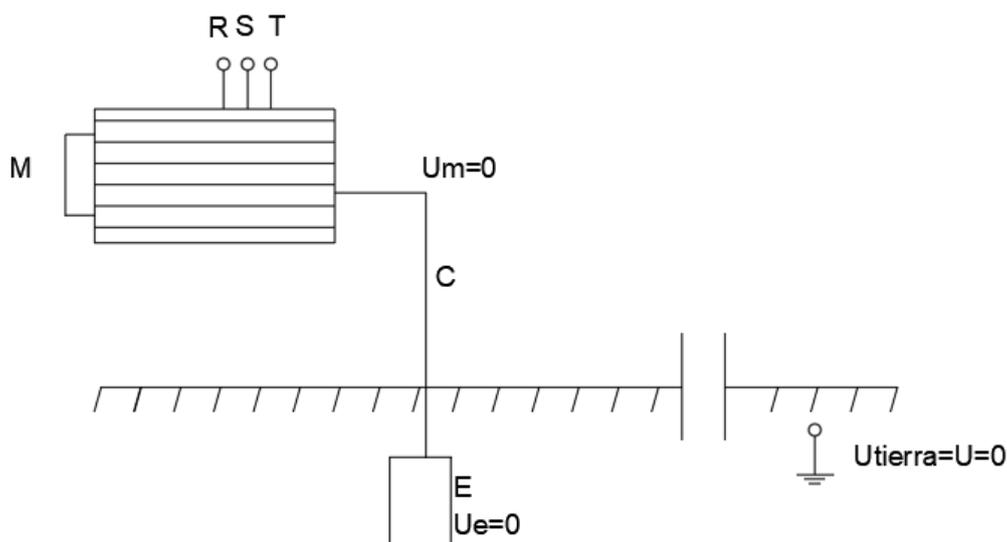


Figura 23: Esquema general de la puesta a tierra

En condiciones normales, el potencial de tierra es 0, lo que hace que todos los potenciales sean 0. En caso de que suceda un problema, o que las condiciones de funcionamiento sean anormales, el potencial de masa sería distinto de 0. Dado la diferencia de tensión entre la masa y el terreno (entre M y E) habría una corriente por el conductor que descargaría esta diferencia para poder volver a los valores normales. Esto último es debido a que, al ser el terreno de mucho mayor tamaño en comparación con la masa se considera que su potencial siempre es 0, por lo que la descarga sería total y las condiciones de voltaje volverían a ser 0.

A la corriente que se crea por la diferencia de potenciales entre la masa y el terreno la denominamos como I_d . Sabiendo este factor podemos saber de cuanto será el potencial en función de la distancia al electrodo. Este potencial viene definido por la siguiente expresión:

$$U(x) = \frac{\rho I_d}{2\pi x}$$

Ecuación 15: Potencial en función de la distancia al electrodo de la puesta a tierra y la intensidad creada por la diferencia de voltaje masa-terreno.

Donde:

- $U(x)$: Potencial (V)
- ρ : resistividad del terreno
- I_d : Intensidad de defecto formada por diferencia de potencial masa-terreno (A)
- x : Distancia al electrodo (m)

10.2 Parámetros que caracterizan una instalación de puesta a tierra

- **Tensión de puesta a tierra (V_t)**: Diferencia de potencial que se establece entre un electrodo de puesta a tierra y un punto a potencial.
- **Resistencia de puesta a tierra (R_t)**: La comprobación de este parámetro es necesaria, ya que nos determina las dimensiones del electrodo para que la intensidad de defecto sea proporcional a la tensión de tierra. Se calcula como:

$$R_t = \frac{V_t}{I_d}$$

Ecuación 16: Extracción de resistencia en función de tensión de puesta a tierra e intensidad de defecto.

- **Tensión de defecto (V_d)**: Diferencia de potencial entre masas, conductores, toma de tierras o entre cada una de las anteriores tras la aparición de un defecto.
- **Tensión de contacto (V_c)**: Diferencia de potencial debida al defecto de aislamiento.
- **Tensión de paso (V_p)**: Se produce cuando una persona coloca cada una de sus piernas en dos zonas a diferentes voltajes.
- **Tensión de paso aplicada (V_{pa})**: Tensión aplicada a los pies de la persona, teniendo en cuenta que la resistencia del cuerpo humano está considerada en $R_{humana} = 1000\Omega$
- **Tensión de contacto aplicada (V_{ca})**: Tensión de contacto que recorre el cuerpo humano al generarse una diferencia de potencial por tocar dos puntos eléctricos. Se ha de considerar que $R_{humana} = 1000\Omega$.

A continuación, se muestran un par de figuras donde se muestran las distintas tensiones descritas anteriormente:

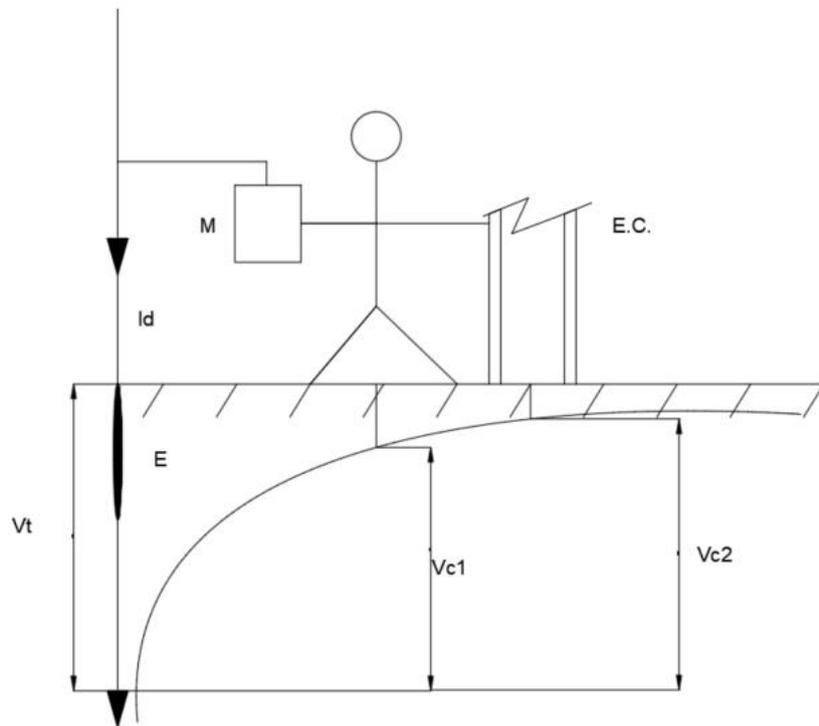


Figura 24: Representación de la tensión a tierra y tensión de contacto.

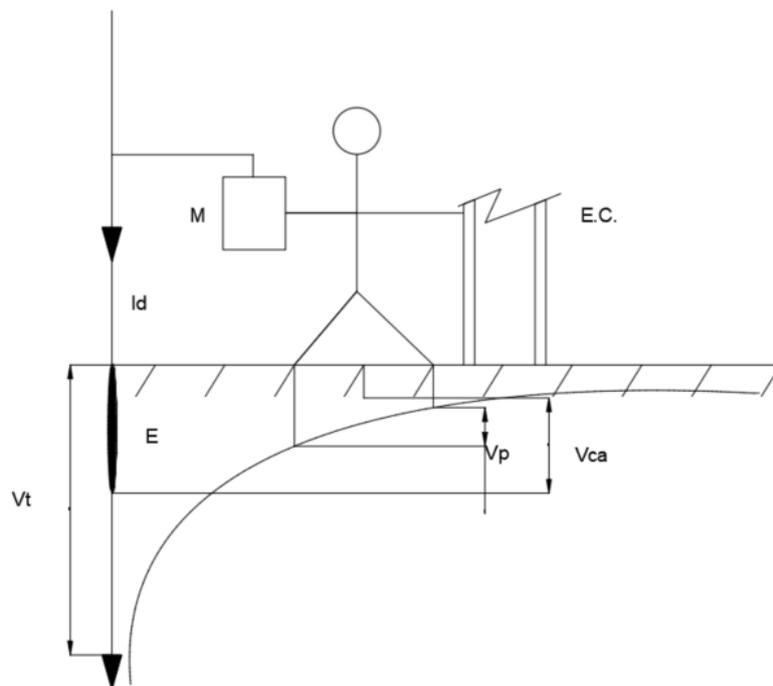


Figura 25: Tensión de paso y de contacto aplicada.

10.3 Cálculo de parámetros de la puesta a tierra

Según la ITC-RAT, la intensidad típica de cortocircuito para un conductor monofásico a un voltaje de 132 kV es de **25kA**.

Para el electrodo, al estar trabajando con unos voltajes tan grandes, se ha usado una malla de tierra, la cual tiene una expresión, extraída de la ITC-RAT 13, de resistencia asociada aproximadamente de:

$$R_t = \frac{\rho}{4r} + \frac{\rho}{L}$$

Ecuación 17: Expresión de resistencia asociada a una malla de tierra.

Donde:

- ρ : Resistividad del terreno ($\Omega \cdot m$)
- r : Radio de círculo con la misma superficie que el área cubierta con la malla. (m)
- L : Longitud total del cable enterrado. (m)

Acudiendo de nuevo a la ITC-RAT 13, se puede observar que la resistividad viene definida en función del tipo del terreno. La tabla 1 de la norma define este valor:

NATURALEZA DEL TERRENO	RESISTIVIDAD EN OHMIOS METRO
Terrenos pantanosos	de algunas unidades a 30
Limo	30
Humus	20 a 100
Turba húmeda	10 a 150
Arcilla plástica	5 a 100
Margas y arcillas compactas	50
Margas del jurásico	100 a 200
Arena arcillosa	30 a 40
Arena silíceo	50 a 500
Suelo pedregoso cubierto de césped	200 a 3000
Suelo pedregoso desnudo	300 a 500
Calizas blandas	1500 a 3000
Calizas compactas	100 a 300
Calizas agrietadas	1000 a 5000
Pizarras	500 a 1000
Rocas de mica y cuarzo	50 a 300
Granitos y gres procedentes de alteración	800
Granitos y gres muy alterados	1500 a 10000
Hormigón	100 a 600
Basalto o grava	2000 a 3000
	3000 a 5000

Tabla 54: Resistividad del terreno en función de su naturaleza.

Las naturalezas de los terrenos de las alternativas son todas similares y se tratan de “Arenas arcillosas” por lo que la resistividad quedaría como 40 ($\Omega \cdot m$)

Los otros dos parámetros ha sido definidos por el desarrollador del presente proyecto. Se ha decidido que la malla tenga unas dimensiones de 72 x 84 metros, y estará a una distancia de un metro del cerramiento con 2 cables perimetrales unidos a la malla de tierra. Esto nos deja una superficie rectangular de 73 x 85 m, lo que son 6205 m^2 . Esto deja un radio equivalente de: 44,5m.

Para la longitud equivalente se han definido 13 conductores horizontales de 73 m y 13 verticales de 85 m añadiendo 10 picas metálicas de 3 m. Esto nos da una longitud total de cable enterrado de: 2084 m

Por lo que la resistencia de puesta a tierra quedaría como:

$$R_t = \frac{40}{4 * (44,5)} + \frac{40}{2084} = 0,2439 \Omega$$

Una línea de puesta a tierra ha de ser diseñada para que la gente que este cerca de la subestación pueda trabajar con seguridad, por ello hay que determinar las tensiones de paso, y de contacto máximas seguras para el ser humano, las cuales vienen definidas en la ITC RAT 13.

Las expresiones que definen las tensiones máximas admisibles son:

- **Tensión máxima de contacto admisible:**

$$V_{cad} = \frac{K}{t^n} * \left(1 + \frac{1,5 * \rho_2}{1000}\right)$$

Ecuación 18: Tensión de contacto admisible.

Donde:

- V_{cad} : Tensión de contacto admisible (V)
 - t : tiempo de actuación (s)
 - K : Constante definida en la ITC-RAT 13 y que va en función del tiempo de actuación.
 - n : Constante definida en la ITC-RAT 13 y que va en función del tiempo de actuación.
 - ρ_2 : resistividad de la superficie del suelo en contacto con la persona ($\Omega * m$)
- **Tensión máxima de paso admisible**

$$V_{pad} = 10 * \frac{K}{t^n} * \left(1 + \frac{6 * \rho_2}{1000}\right)$$

Ecuación 19: Tensión de paso admisible.

Donde los parámetros son igual a los de tensión de contacto admisible.

Los parámetros K y n vienen definidos en la ITC-RAT 13 en función del tiempo y siguen la siguiente parametrización:

t(s)	K	n
$0,9 \geq t > 0,1$	72	1
$3 \geq t > 0,9$	78,5	0,18
$5 \geq t > 3$	64	0
$t > 5$	50	0

Tabla 55: Constantes K y n en función del tiempo de actuación.

En este caso, el tiempo de actuación se ha considerado de 0,4s, por ello, y teniendo en cuenta que la resistividad del terreno es de 40 ($\Omega \cdot m$), Una constante $K=72$ y una contante $n=1$, nos quedan unas tensiones máximas admisibles según la ITC-RAT 13 de:

- $V_{cad} = 190,8 V$
- $V_{pad} = 2.232 V$

Pasando el terreno, nos encontramos con tres capas hasta llegar a la subestación. Estas tres capas están compuestas por una acera perimetral hecha de hormigón, una zona exterior compuesta por grava y una zona de viales compuesta por hormigón de firme rígido.

Para poder calcular las tensiones de paso y contacto admisibles, hay que buscar primero las distintas resistividades de cada material las cuales son: (<https://rosap.ntl.bts.gov/view/dot/36632>)

- Resistividad acera perimetral: 3.000 ($\Omega \cdot m$)
- Resistividad grava: 3.350 ($\Omega \cdot m$)
- Resistividad hormigón de firme rígido para viales: 3.650 ($\Omega \cdot m$)

Para calcular la tensión de contacto y de paso admisibles en las distintas superficies, es necesario calcular primero la resistividad aparente en función de la profundidad de las capas y la resistividad del terreno.

Para el cálculo de las resistividades aparentes de cada una de las capas se utiliza la siguiente expresión extraída de la ITC-RAT:

$$\rho_s = \rho_{capa} * \left(1 - 0,106 * \left(\frac{1 - \frac{\rho}{\rho_{capa}}}{2 * h_s + 0,106} \right) \right)$$

Ecuación 20: resistividad aparente.

Donde:

- ρ_s : Resistividad aparente. ($\Omega \cdot m$)
- ρ_{capa} : Resistividad de la capa. ($\Omega \cdot m$)
- h_s : Espesor de la capa superficial. (m)
 - Acera perimetral: 0,2 m
 - Grava: 0, 2m
 - Hormigón de firme rígido para viales: 0,2 m

Esto nos deja una resistividad aparente en función del tipo de suelo de:

- Resistividad aparente acera perimetral: 2.380 ($\Omega \cdot m$)
- Resistividad aparente grava: 2.565,6 ($\Omega \cdot m$)
- Resistividad aparente hormigón de firme rígido para viales: 2.893,8 ($\Omega \cdot m$)

Con estos datos y partiendo de que según la ITC RAT un pie calzado tiene una resistencia de: 2000Ω , podemos usar las siguientes expresiones para calcular la intensidad de paso y contacto admisible en función de la superficie de contacto:

$$U_{c,adm} = U_{cad} * \left(1 + \frac{\frac{R_{a1}}{2} + 1,5\rho_s}{1000} \right)$$

Ecuación 21: Tensión de contacto admisible en función de superficie y resistencia de pie calzado.

$$U_{p,adm} = U_{pad} * \left(1 + \frac{2 * R_{a1} + 6\rho_s}{1000} \right)$$

Ecuación 22: Tensión de paso admisible en función de superficie y resistencia de pie calzado.

Donde:

- $U_{c,adm}$: Tensión de contacto admisible (V)
- $U_{p,adm}$: Tensión de paso admisible (V)
- R_{a1} : Resistencia de pie calzado (Ω)
- ρ_s : Resistividad aparente ($\Omega \cdot m$)

Por lo tanto, podemos extraer en función del material que:

Acera perimetral:

- $U_{c,adm} = 1.058,3 \text{ V}$
- $U_{p,adm} = 43.033 \text{ V}$

Grava:

- $U_{c,adm} = 1.111,2 \text{ V}$
- $U_{p,adm} = 45.518 \text{ V}$

Hormigón de firme rígido para viales:

- $U_{c,adm} = 1.204,7 \text{ V}$
- $U_{p,adm} = 49.913 \text{ V}$

Por último, se comprueba que estas tensiones son superiores a las máximas que se pueden dar para saber que el perímetro es seguro para que las personas puedan estar en él. Para ello se utilizan las siguientes expresiones extraídas de la normativa ITC-RAT:

$$U_{c,max} = \frac{\rho * K_m * K_p * I_g}{L_M}$$

Ecuación 23: Tensión máxima de contacto que puede darse.

$$U_{p,max} = \frac{\rho * K_s * K_p * I_g}{L_M}$$

Ecuación 24: Tensión máxima de paso que puede darse.

Donde:

- $U_{c,max}$: Tensión máxima de contacto (V)
- $U_{p,adm}$: Tensión máxima de paso (V)
- K_m y K_s : Factores de geometría de los electrodos.
- K_p : Factor necesario para corregir la diferencia de densidad de corriente entre los extremos y el resto de la malla.
- L_m y L_s : Longitudes equivalentes de los electrodos y los conductores enterrados.
- I_g : intensidad típica de cortocircuito para un conductor monofásico a un voltaje de 132 kV es de 25kA.

Tanto las longitudes equivalentes como los factores correctores y de geometrías se pueden extraer mediante fórmulas extraídas del ITC-RAT y son:

$$K_m = \frac{1}{2\pi} * \left(\ln \left(\frac{D^2}{16 * h * d} + \frac{(D + 2 * h)^2}{8 * D * d} - \frac{h}{4 * d} \right) + K_i * \ln \left(\frac{8}{\pi * (2 * n - 1)} \right) \right)$$

Ecuación 25: Factor de geometría para extraer la tensión de contacto máxima

$$K_s = \frac{1}{\pi} * \left(\frac{1}{2 * h} + \frac{1}{D + h} + \frac{1}{D} * (1 - 0,5^{n-2}) \right)$$

Ecuación 26: Factor de geometría para extraer la tensión de paso máxima

$$K_p = 0,644 + 0.148n$$

Ecuación 27: Factor de corrección por diferencia densidad de corriente en extremos.

$$L_m = L_c + L_r$$

Ecuación 28: Longitud equivalente para extraer la tensión de contacto máxima.

$$L_s = 0,75 * L_c + 0,85 * L_R$$

Ecuación 29: Longitud equivalente para extraer la tensión de paso máxima.

Siendo:

- D: distancia mínima entre conductores extraída en el capítulo 9 (5m)
- h: profundidad de instalación de la malla, para este caso se ha considerado instalarla 1m
- d: Diámetro de los circuitos y conductores que componen el mallado. Para este caso, el diámetro es de 0,02 m
- K_i : Factor de corrección. $K_i = \frac{1}{(2*n)^{\frac{2}{n}}}$
- n: factor de equivalencia de conductores en paralelo $n = \frac{2*L_c}{L_p} * \sqrt{\frac{L_p}{4*\sqrt{A}}}$
 - A: Área del mallado de la subestación: 6.205 m² (Calculada anteriormente)
- L_c : Longitud de conductores: 2.054 m (Calculada anteriormente)
- L_r : Longitud picas: 30 m (Calculada anteriormente)
- L_p : Longitud de perímetro: 312 m

Con estos datos, los distintos factores dan:

- $L_m = 2.084 m$
- $L_s = 1.566 m$
- $n = 13,1$
- $K_i = 0,61$
- $K_p = 2,583$
- $K_s = 0,276$
- $K_m = 0,77$

Por lo que las tensiones máximas de contacto y paso quedan como:

- $U_{c,max} = 954,37 V$
- $U_{p,max} = 342 V$

Como se puede ver, no hay ninguna de las tensiones de paso o contacto admisibles inferiores a las máximas, a excepto de la de contacto del terreno.

Al considerarse que la superficie de terreno queda lo suficientemente lejos de cualquier posible contacto eléctrico se da esta por válida también corroborando que la instalación es segura.

Capítulo 11: Cálculos económicos de la instalación

En el presente capítulo, se realizarán los cálculos económicos de alternativa Sierra Marisa Vestas y se presentará un resumen del resto de alternativas que estarán explicadas en el anexo 2.

Los puntos que se van a describir en el presente capítulo son:

- **Tasa Interna de Retorno (TIR)**
- **Valor Actual Neto (VAN)**
- **Comparativa con los precios actuales de la energía.**
- **Flujos de caja.**

11.1 Desglose de costes

En el presente punto se va a realizar un desglose de los costes de cada alternativa.

No se va a hacer un desglose detallado, ya que eso se ha reservado para la redacción del presupuesto de la alternativa que finalmente se lleva a cabo.

Al no tener datos actuales, y no poder conseguirlos de empresas privadas, se han usado las bases de precios de 2017-2020, no obstante cabe destacar que en las actuales circunstancias de volatilidad en todos los mercados, los precios han cambiado sustancialmente.

11.1.1 Coste de aerogeneradores.

Para hallar el precio de los aerogeneradores se va a seguir una fórmula descrita en el Plan de Energías Renovables 2011-2020 del Instituto de la Diversificación y Ahorro de la Energía, “el precio de un aerogenerador (incluyendo transporte e instalación) varía en función de la potencia del generador eléctrico y la altura de la torre. El valor de ~744.000 €/MW es para un aerogenerador de 850 kW y 55 metros de altura, mientras que el precio de ~980.000 €/MW es para un aerogenerador de 2 MW y 100 metros de altura. Para los cálculos sólo se han considerado aerogeneradores de 2 MW, con un precio de 840.000 €/MW para 66 metros de altura y 980.000 €/MW para 100 metros de altura”

+ 0.5% por metro adicional de altura.

+ 6% por cada MW para la misma altura

Se va a seguir esta fórmula debido a que en el plan de 2021-2030 se ha omitido cualquier referencia al coste de un aerogenerador. Para hacer los cálculos de una manera más cercana a la realidad, se va a aplicar un factor de corrección con la inflación acumulada desde 2011 hasta 2022.

La fórmula quedaría tal que:

$$C_a = (((h_b - 66) * 0,005 * 840.000) + 840.000) * P_a + ((P_a - 2) * 0.06 * 840.000) * I$$

Ecuación 30: Cálculo coste aerogenerador

Donde:

- C_a : Coste aerogenerador (€)
- h_b : Altura buje (m)
- P_a : Potencia aerogenerador (MW)
- I : Coeficiente de inflación entre entre 2011 y 2022 = 1.16 (INFLATION.EU, 2022)

Para esta alternativa el precio por aerogenerador es:

$$C_a = (((100 - 66) * 0,005 * 840.000) + 840.000) * 3.3 + ((3.3 - 2) * 0.06 * 840.000) * 1,16 = 3.838.161,60 \text{ €}$$

A este precio hay que sumarle:

- Transporte, que se ha considerado igual para todas las alternativas de 30.000 € por aerogenerador.
- Instalación mecánica de 18.000€ por aerogenerador
- Instalación eléctrica de 40.000 € por aerogenerador
- Sistema de puesta a tierra de 1.500€ por aerogenerador
- Pruebas de puesta en marcha: 5.000€

Todo esto hace un precio final por aerogenerador de: 3.932.661.60€

El coste para las alternativas sería de:

Alternativa	Precio unitario (€)	NºAerogeneradores	Precio total (€)
Sierra Marisa – Vestas 112	3.932.661,60	15	58.959.924
Sierra Marisa - Enercon 101	3.087.427,20	16	49.398.835,20
Sierra Marisa - G90	1.994.100,00	25	49.852.500
Sierra Marisa - W2E-151/4.8	4.909.639,20	10	49.096.392
Pico hierbas - Vestas 112	3.932.661,60	15	58.959.924
Pico hierbas - Enercon 101	3.087.427,20	16	49.398.835,20
Pico hierbas - W2E-151/4.8	1.994.100,00	10	49.096.392
Pico hierbas – G90	4.909.639,20	25	49.852.500
La Nevera de Chiva - Vestas 112	3.932.661,60	15	58.959.924
La Nevera de Chiva – Enercon 101	3.087.427,20	16	49.398.835,20
La Nevera de Chiva - G90	1.994.100,00	25	49.852.500
La Nevera de Chiva - W2E-151/4.8	4.909.639,20	10	49.096.392

Tabla 56: Coste aerogeneradores de las distintas alternativas.

11.1.2 Coste obra civil

Los diferentes costos de la obra han sido sacados mediante la base de precios de la comunidad valenciana de 2017 y serán detallados en presupuesto final de la alternativa escogida. Estos costos son:

- Acondicionamiento del terreno y movimiento de tierras: 873.770,89 €
- Construcciones vías de acceso: 288.435,75 €
- Cimentación: 1.566.741,05 €
- Zanjas: 84.327,2 €
- Coste total: 2.813.273 €

El coste de las distintas alternativas es:

Alternativa	Coste obra civil (€)
Sierra Marisa – Vestas 112	2.813.274,89
Sierra Marisa - Enercon 101	2.197.718,53
Sierra Marisa - G90	5.510.025,50
Sierra Marisa - W2E-151/4.8	1.193.170,10
Pico hierbas - Vestas 112	1.998.728,45
Pico hierbas - Enercon 101	2.131.977,01
Pico hierbas - W2E-151/4.8	1.188.034,04
Pico hierbas – G90	4.904.933,86
La Nevera de Chiva - Vestas 112	2.942.960,31
La Nevera de Chiva – Enercon 101	2.422.164,20
La Nevera de Chiva - G90	4.636.895,91
La Nevera de Chiva - W2E-151/4.8	1.187.392,04

Tabla 57: Coste obra civil de las distintas alternativas.

11.1.3 Instalaciones y conexiones eléctricas

Tal y como con el coste de obra civil, los costes han sido sacados mediante la base de precios de la comunidad valenciana de 2017 y serán detallados en presupuesto final de la alternativa escogida. Estos costos son:

- Cableado: 515.227,1 €
- Celdas de conexión: 210.000 €
- Subestación: 4.000.000 €

Alternativa	Coste instalaciones eléctricas (€)
Sierra Marisa – Vestas 112	4.725.227,10
Sierra Marisa - Enercon 101	4.626.493,25
Sierra Marisa - G90	5.359.113,79
Sierra Marisa - W2E-151/4.8	4.358.518,84
Pico hierbas - Vestas 112	4.576.049,93
Pico hierbas - Enercon 101	4.614.453,26
Pico hierbas - W2E-151/4.8	4.357.578,22
Pico hierbas – G90	5.248.296,46
La Nevera de Chiva - Vestas 112	4.748.977,87
La Nevera de Chiva – Enercon 101	4.667.598,54
La Nevera de Chiva - G90	5.199.207,61
La Nevera de Chiva - W2E-151/4.8	4.357.460,64

Tabla 58: Coste instalaciones y conexiones eléctricas de las distintas alternativas.

11.1.4 Medidas correctoras de impacto ambiental.

Se ha considerado que, al estar las zonas fuera de LICs y espacios protegidos, las medidas correctoras sea de 100.00€ por aerogenerador exceptuando la sierra Marisa, que como se ha comentado, algunos puntos están en zonas no aptas, por lo que penalizándola, se ha supuesto unas medidas compensatorias de 200.000€.

Alternativa	Coste impacto ambiental (€)
Sierra Marisa – Vestas 112	3.000.000
Sierra Marisa - Enercon 101	3.200.000
Sierra Marisa - G90	5.000.000
Sierra Marisa - W2E-151/4.8	2.000.000
Pico hierbas - Vestas 112	1.500.000
Pico hierbas - Enercon 101	1.600.000
Pico hierbas - W2E-151/4.8	1.000.000
Pico hierbas – G90	2.500.000
La Nevera de Chiva - Vestas 112	1.500.000
La Nevera de Chiva – Enercon 101	1.600.000
La Nevera de Chiva - G90	2.500.000
La Nevera de Chiva - W2E-151/4.8	1.000.000

Tabla 59: Coste medidas correctoras de impacto ambiental de las distintas alternativas

11.1.5 Estudio Ingeniería

Para todas y cada una de las alternativas, se ha tenido en cuenta el mismo coste:

- Diseño parque eólico: 60.000 €
- Estudio impacto ambiental: 1.500 €
- Estudio viabilidad económica: 10.000€

Al final, el coste del estudio de ingeniería para todas las alternativas sería de: 71.500€

11.1.6 Coste mantenimiento

El coste de mantenimiento anual viene definido por el 25% las ganancias de la potencia obtenidas por el parque eólico. Este precio ha de ser multiplicado por la vida útil del parque eólico que va a ser de 25 años. El precio del MWh se ha considerado constante de 100 €. Se ha optado por parametrizar este dato debido a que este es un trabajo académico y con las actuales fluctuaciones del precio de la energía se hace imposible poder fijar un precio correctamente.

Alternativa	Energía producida (MWaño)	Coste mantenimiento (€)
Sierra Marisa – Vestas 112	126.435,632	79.022.086,50
Sierra Marisa - Enercon 101	120.151,98	73.723.575,00
Sierra Marisa - G90	125.525,28	78.453.300,00
Sierra Marisa - W2E-151/4.8	167.971,39	104.982.118,75
Pico hierbas - Vestas 112	119.951,95	74.969.968,75
Pico hierbas - Enercon 101	113.207,19	70.754.493,75
Pico hierbas - W2E-151/4.8	157.550,18	98.468.862,50
Pico hierbas – G90	122.270,15	76.418.843,75
La Nevera de Chiva - Vestas 112	138.174,44	86.359.025,00
La Nevera de Chiva – Enercon 101	130.711,81	81.694.881,25
La Nevera de Chiva - G90	141.638,95	88.524.343,75

La Nevera de Chiva - W2E-151/4.8	173.562,80	108.476.750,00
----------------------------------	------------	----------------

Tabla 60: Coste de mantenimiento de 25 años de las distintas alternativas

11.1.7 Coste total de cada una de las alternativas

Haciendo un resumen, el coste de cada una de las alternativas sería:

Alternativa	Coste total (€)
Sierra Marisa – Vestas 112	148.622.012,46
Sierra Marisa - Enercon 101	133.218.121,98
Sierra Marisa - G90	145.896.439,29
Sierra Marisa - W2E-151/4.8	162.361.699,69
Pico hierbas - Vestas 112	134.322.395,12
Pico hierbas - Enercon 101	133.792.315,21
Pico hierbas - W2E-151/4.8	154.842.366,76
Pico hierbas – G90	140.646.074,06
La Nevera de Chiva - Vestas 112	146.828.611,19
La Nevera de Chiva – Enercon 101	140.910.979,19
La Nevera de Chiva - G90	152.434.447,28
La Nevera de Chiva - W2E-151/4.8	164.849.494,68

Tabla 61: Coste de total de las distintas alternativas

11.2 Producción y beneficio anual producido.

Para el presente punto se ha tenido en cuenta una explotación del parque eólico de 25 años con un precio medio de la energía de 100 €/MWh.

También se ha hecho una comparativa de cual sería el beneficio comparándolo al precio de producción de energía del gas natural el cual se ha considerado de 191,21€/MWh a raíz de estudiar los precios en la página precio gas (Precio gas, 2022). Las ecuaciones tenidas en cuenta han sido:

$$\text{Ingresos} = \text{Energía producida año} * \text{Precio energía} * 25 \text{ años de vida útil}$$

Ecuación 31: Ingresos por parque.

Alternativa	Ingresos (€)
Sierra Marisa – Vestas 112	316.088.345,90
Sierra Marisa - Enercon 101	294.894.300,00
Sierra Marisa - G90	313.813.200,00
Sierra Marisa - W2E-151/4.8	419.928.475,00
Pico hierbas - Vestas 112	299.879.875,00
Pico hierbas - Enercon 101	283.017.975,00
Pico hierbas - W2E-151/4.8	393.875.450,00
Pico hierbas – G90	305.675.375,00
La Nevera de Chiva - Vestas 112	345.436.100,00
La Nevera de Chiva – Enercon 101	326.779.525,00
La Nevera de Chiva - G90	354.097.375,00
La Nevera de Chiva - W2E-151/4.8	433.907.000,00

Tabla 62: Ingresos, comparativa gas y beneficios del parque.

11.3 Flujo de caja y años de retorno de la inversión.

En el presente subcapítulo se detallan cuales serían los flujos de caja si el precio de la energía se mantuviese constante en 100€/MWh durante los próximos 25 años (vida útil del parque eólico).

En este apartado solo se realizan los flujos de caja de la alternativa Sierra Marisa-Vestas 112, el resto de las alternativas quedan definidas en el Anexo 2.

	Inversión inicial+mantenimiento	Ingresos anuales	Flujo caja periodo	Flujo caja
Inicial	69.599.925,99 €		-69.599.925,99 €	-69.599.925,99 €
2022	3.160.883,46 €	12.643.533,83 €	9.482.650,38 €	-60.117.275,61 €
2023	3.160.883,46 €	12.643.533,83 €	9.482.650,38 €	-50.634.625,23 €
2024	3.160.883,46 €	12.643.533,83 €	9.482.650,38 €	-41.151.974,85 €
2025	3.160.883,46 €	12.643.533,83 €	9.482.650,38 €	-31.669.324,47 €
2026	3.160.883,46 €	12.643.533,83 €	9.482.650,38 €	-22.186.674,09 €
2027	3.160.883,46 €	12.643.533,83 €	9.482.650,38 €	-12.704.023,71 €
2028	3.160.883,46 €	12.643.533,83 €	9.482.650,38 €	-3.221.373,33 €
2029	3.160.883,46 €	12.643.533,83 €	9.482.650,38 €	6.261.277,05 €
2030	3.160.883,46 €	12.643.533,83 €	9.482.650,38 €	15.743.927,43 €
2031	3.160.883,46 €	12.643.533,83 €	9.482.650,38 €	25.226.577,81 €
2032	3.160.883,46 €	12.643.533,83 €	9.482.650,38 €	34.709.228,19 €
2033	3.160.883,46 €	12.643.533,83 €	9.482.650,38 €	44.191.878,57 €
2034	3.160.883,46 €	12.643.533,83 €	9.482.650,38 €	53.674.528,95 €
2035	3.160.883,46 €	12.643.533,83 €	9.482.650,38 €	63.157.179,33 €
2036	3.160.883,46 €	12.643.533,83 €	9.482.650,38 €	72.639.829,71 €
2037	3.160.883,46 €	12.643.533,83 €	9.482.650,38 €	82.122.480,09 €
2038	3.160.883,46 €	12.643.533,83 €	9.482.650,38 €	91.605.130,47 €
2039	3.160.883,46 €	12.643.533,83 €	9.482.650,38 €	101.087.780,85 €
2040	3.160.883,46 €	12.643.533,83 €	9.482.650,38 €	110.570.431,23 €
2041	3.160.883,46 €	12.643.533,83 €	9.482.650,38 €	120.053.081,61 €
2042	3.160.883,46 €	12.643.533,83 €	9.482.650,38 €	129.535.731,99 €
2043	3.160.883,46 €	12.643.533,83 €	9.482.650,38 €	139.018.382,37 €
2044	3.160.883,46 €	12.643.533,83 €	9.482.650,38 €	148.501.032,75 €
2045	3.160.883,46 €	12.643.533,83 €	9.482.650,38 €	157.983.683,13 €
2046	3.160.883,46 €	12.643.533,83 €	9.482.650,38 €	167.466.333,51 €

Tabla 63: Flujos de caja para los 25 años de vida útil.

Como se puede ver en tabla 63, el parque empieza a ser rentable a partir del año 2029, donde se ha recuperado ya la inversión inicial, y se empiezan a generar solamente beneficios netos.

11.4 Análisis del VAN en función del interés tipo considerado

Según economipedia(<https://economipedia.com/definiciones/valor-actual-neto.html>): El valor actual neto (VAN) es un criterio de inversión que consiste en actualizar los cobros y pagos de un proyecto o inversión para conocer cuánto se va a ganar o perder con esa inversión. También se conoce como valor neto actual (VNA), valor actualizado neto o valor presente neto (VPN).

Para la construcción del parque se necesitaría pedir un préstamo a los bancos, pues se ha considerado que toda la inversión vendría por dinero prestado

Para este apartado se va a realizar solo los cálculos de la alternativa Sierra Marisa-Vestas 112. El resto de los cálculos de alternativas vendrán en el anexo 2. La fórmula que lo describe es:

$$VAN = -I_o + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+k)^t}$$

Ecuación 32: Cálculo VAN.

Donde:

- I_o : Inversión inicial
- F_t : Flujo de caja en el periodo t
- n : número de periodos de tiempo
- k : tipo de interés.

Coste capital	VAN(25 años)	VAN(20años)	VAN(15años)	VAN(10años)	VAN (8años)
2%	117.034.185,88 €	86.954.999,56 €	53.745.147,37 €	17.078.787,09 €	1.365.053,34 €
4%	80.038.796,26 €	60.772.387,23 €	37.331.854,77 €	8.812.862,92 €	-4.255.660,27 €
6%	53.120.171,09 €	40.665.326,76 €	23.997.935,52 €	1.693.206,25 €	-9.214.622,38 €
8%	33.125.244,44 €	25.002.133,21 €	13.066.617,80 €	-4.470.570,09 €	-13.606.558,05 €
10%	17.974.470,95 €	12.631.222,21 €	4.025.866,70 €	-9.833.144,42 €	-17.510.686,08 €
12%	6.273.820,06 €	2.730.196,40 €	-3.514.879,28 €	-14.520.836,47 €	-20.993.534,89 €
14%	-2.926.358,05 €	-5.295.094,58 €	-9.855.894,44 €	-18.637.325,00 €	-24.111.201,55 €

Tabla 64: VAN en función del tipo de interés y el periodo de amortización.

Como se puede ver, a 25 años de amortización, los intereses máximos admisibles son del 12%

11.4 Análisis del TIR

Según economipedia: La tasa interna de retorno (TIR) es la rentabilidad que ofrece una inversión. Es decir, es el porcentaje de beneficio o pérdida que tendrá una inversión para las cantidades que no se han retirado del proyecto. (Economipedia, 2022)

La fórmula que lo describe es:

$$VAN = -I_o + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+TIR)^t}$$

Ecuación 33: Cálculo TIR.

Los parámetros son los mismos que en el punto 11.4

25 años	13,312%
20 años	12,636%
15 años	11,024%
10 años	6,522%
8 años	2,463%
5 años	-10,971%

Tabla 65: TIR en función del número de años para amortizar el parque eólico.

Como se puede ver, para 25 años se podría admitir hasta unos intereses del 13% para que el parque saliese económicamente rentable.

La comparación de todas las alternativas para un TIR a 25 años de amortización sería:

Alternativa	TIR a 25 años
Sierra Marisa – Vestas 112	13,312%
Sierra Marisa - Enercon 101	14,796%
Sierra Marisa - G90	13,941%
Sierra Marisa - W2E-151/4.8	18,118%
Pico hierbas - Vestas 112	14,662%
Pico hierbas - Enercon 101	12,807%
Pico hierbas - W2E-151/4.8	20,774%
Pico hierbas - Enercon 101	13,702%
La Nevera de Chiva - Vestas 112	16,783%
La Nevera de Chiva – Enercon 101	16,164%
La Nevera de Chiva - G90	16,235%
La Nevera de Chiva - W2E-151/4.8	22,960%

Tabla 66: Comparativa de TIR para 25 años de amortización de todas las alternativas

Capítulo 12: Alternativa escogida

Para poder seleccionar una alternativa, es necesario poner algunos datos para poder comparar. Los datos escogidos para esta comparación van a ser la energía producida, los ingresos globales producidos y el TIR a 25 años de cada una de las alternativas.

Alternativa	Energía bruta (MWh)	Energía neta (MWh)
Sierra Marisa - Enercon 101	130.242,84	120.151,98
Sierra Marisa - G90	138.184,13	125.525,28
Sierra Marisa - W2E-151/4.8	181.393,98	167.971,39
Pico hierbas - Vestas 112	130.058,04	119.951,95
Pico hierbas - Enercon 101	122.713,75	113.207,19
Pico hierbas - W2E-151/4.8	170.140,02	157.550,18
Pico hierbas - Enercon 101	132.488,08	122.270,15
La Nevera de Chiva - Vestas 112	149.815,84	138.174,44
La Nevera de Chiva – Enercon 101	142.410,98	130.711,81
La Nevera de Chiva - G90	153.323,07	141.638,95
La Nevera de Chiva - W2E-151/4.8	187.435,19	173.562,80

Tabla 67: Energía obtenida en el resto de las alternativas.

Alternativa	Ingresos (€)
Sierra Marisa - Enercon 101	294.894.300,00
Sierra Marisa - G90	313.813.200,00
Sierra Marisa - W2E-151/4.8	419.928.475,00
Pico hierbas - Vestas 112	299.879.875,00
Pico hierbas - Enercon 101	283.017.975,00
Pico hierbas - W2E-151/4.8	393.875.450,00
Pico hierbas – G90	305.675.375,00
La Nevera de Chiva - Vestas 112	345.436.100,00
La Nevera de Chiva – Enercon 101	326.779.525,00
La Nevera de Chiva - G90	354.097.375,00
La Nevera de Chiva - W2E-151/4.8	433.907.000,00

Tabla 68: Energía obtenida en el resto de las alternativas.

Alternativa	TIR (25 años)
Sierra Marisa - Vestas 112	13,312%
Sierra Marisa - Enercon 101	14,796%
Sierra Marisa - G90	13,941%
Sierra Marisa - W2E-151/4.8	18,118%
Pico hierbas - Vestas 112	14,662%
Pico hierbas - Enercon 101	12,807%
Pico hierbas - W2E-151/4.8	20,774%
Pico hierbas – G90	13,702%
La Nevera de Chiva - Vestas 112	16,783%
La Nevera de Chiva – Enercon 101	16,164%
La Nevera de Chiva - G90	16,235%
La Nevera de Chiva - W2E-151/4.8	22,960%

Tabla 69 : Comparativa de TIR para 25 años de amortización de todas las alternativas

Como se puede ver en las tablas anteriores, para todas y cada una de las alternativas, el aerogenerador que mejor se adapta a los vientos en el W2E-151, no solamente eso, si no que

además es el aerogenerador que menos espacio necesita para poder colocar el parque eólico, por lo que también genera un impacto ambiental menor.

En cuanto a las zonas, para todos los aerogeneradores, la mejor opción es la Nevera de Chiva.

Por estos motivos, la alternativa escogida se ha decidido que sea la de **La Nevera de Chiva – W2E-151/4.8.**

A continuación se hará el estudio de impacto ambiental y se presentará el presupuesto detallado únicamente de esta opción.

Capítulo 13: Estudio de impacto ambiental de la alternativa escogida.

13.1 Objetivos del estudio.

El presente capítulo tiene como misión mostrar los impactos ambientales principales que causará la instalación de un parque eólico de las características descritas.

Este estudio es importante, ya que se ha de determinar si es viable ecológicamente hablando este parque y se ha de determinar cuál de las fases son más perjudiciales para el medio ambiente.

Los objetivos principales van a ser:

- Detallar la fauna y flora afectadas
- Determinar las afecciones atmosféricas de la zona seleccionada
- Determinar el impacto en la geomorfología, geología e Hidrología de la zona seleccionada
- Determinar el daño en las áreas protegidas si las hubiese
- Generar la Matriz de Leopold para cuantificar los daños
- A partir de la matriz de Leopold generar unas medidas correctoras

13.2 Fauna Afectada

En este subcapítulo, se realiza una descripción de los animales que podemos encontrar en la sierra de Chiva, y que por lo tanto se verían afectados. Se ha desarrollado el listado en función de grupos de especies:

- **Ornitofauna:** constituye un grupo muy variado y bien representado. Este tipo de fauna es difícil de observar, pero no se debe olvidar que se trata de un recurso muy bien valorado por el público, además que la gran mayoría está altamente especializado en identificación de aves, por lo que se convierte en un recurso bien interpretado y muy atractivo. Entre ellas destaca: el águila perdicera (*Hieraaetus fasciatus*), el halcón peregrino (*Falco peregrinus*) y el aguilucho cenizo (*Circus pygargus*). (Copiado literal)
- **Mastofauna:** El grupo más numeroso de mamíferos es el muciélago, habiendo hasta 6 tipos de especies (murciélago grande de herradura, pequeño de herradura, de herradura mediterránea, de Geoffroy, ratonero grande y ratonero mediano).
En la sierra de chiva también se encuentran el gato montés (*Felis silvestres*), la comadreja (*Mustela nivalis*), el turón (*Mustela putoris*) y la ardilla común (*Sciurus vulgaris*).
Por último, los otros animales silvestres que se pueden encontrar aunque no son tan fáciles de ver son: La cabra montesa (*Capra Pyrenaica*), el ciervo (*Cervus vulgaris*) y el corzo (*Caprea vulgaris*).
(Ayuntamiento de Chiva, 2022)

13.3 Flora afectada

Entre la flora que se puede encontrar tenemos:

- Pino carrasco (*Pinus halapensis*)
- Carrascas (*Quercus ilex*)
- Enebro (*Juniperus oxycedrus*)
- Sabina (*Juniperus phoenicea*)
- Aladierno (*Rhamnus alaternus*)
- La aliaga (*Genista scorpius*)
- El Brezo (*Erika multiflora*)

Ninguno de los árboles es una especie protegida.

(Ayuntamiento de Chiva, 2022)

13.4 Clima

<https://es.climate-data.org/europe/espana/comunidad-valenciana/chiva-56964/>

En el presente subcapítulo se habla del clima del municipio donde se va a instalar el parque eólico.

El clima es el típico mediterráneo, es decir seco y cálido, con una temperatura media anual de 16,1°C y unas precipitaciones medias de 456mm.

En la siguiente figura de climate data, se puede ver la distribución de la temperatura y la lluvia en función del mes del año. (Climate Data, 2022)

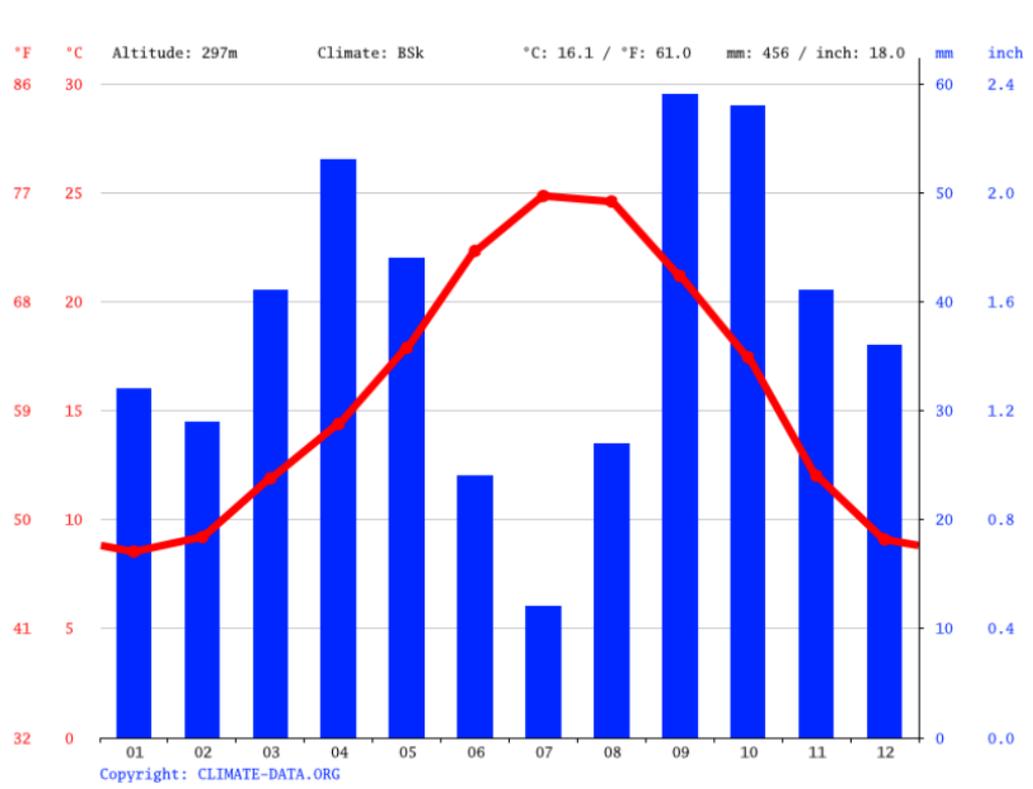


Figura 26: Distribución de temperatura y lluvia en función del mes del año en Chiva.

13.5 Geomorfología y Geología

Si se vislumbra la ubicación seleccionada, se puede comprobar que la zona es realmente abrupta, aunque también se puedan hallar zonas donde las pendientes son más moderadas (Por ejemplo la hilera donde se ha decidido instalar el parque) y que hay caminos aprovechables, por donde pueden transitar vehículos que se utilizan para poder llegar a zonas de inicios de rutas.

El parque eólico, se podría ver desde la Autovía A3 (Madrid-Valencia).

En cuanto a la geología del terreno, habría arenas, arcillas y otros tipos de sedimentos que no dificultan la construcción.

13.6 Hidrología

- Hidrología superficial: El término municipal de Chiva es atravesado por el Río Mijares, el Río Chico, Río Juanes y Río Magro. Todos los ríos que atraviesan el término municipal son poco caudalosos, llegando algunos a estar secos durante largos periodos del año.

Para comprobar la calidad del agua, hay varias estaciones de control hidráulico. Estas sirven para conocer el estado de las aguas y la calidad de estas. Todas concuerdan que la calidad del agua del municipio es buena , aunque la calidad del agua que llega a las distintas urbanizaciones no.

13.7 Áreas protegidas

Como ya se ha comunicado en los capítulos anteriores, en la ubicación seleccionada, no hay espacios protegidos.

13.8 Demografía

El municipio de Chiva cuenta con 15.769 habitantes, de los cuales 8.063 son hombres y 7.706 son mujeres.

El paro de 876 personas lo cual representa un total del 16'23% de la población activa.

13.9 Evaluación de impactos

Vistos aquellos factores afectados por la implantación del parque eólico, se ha de ver cuales serían los impactos en función de cada una de las fases del proyecto.

- Fase constructiva:
 - Acondicionamiento de terreno.
 - Movimiento de tierras
 - Construcción y adecuación de vías de acceso
 - Cimentación
 - Excavación de zanjas
 - Transporte de aerogeneradores
 - Montaje aerogeneradores
 - Realización de las instalaciones eléctricas
- Fase de funcionamiento
 - Mantenimiento de la instalación

- Reducción de uso de combustibles fósiles y por ende de producción de gases de efecto invernadero.
- Presencia visual de aerogeneradores
- Presencia física de los aerogeneradores
- Fase de desmantelamiento:
 - Desmontaje de aerogeneradores
 - Desmontaje instalaciones eléctricas
 - Acondicionamiento del terreno
 - Movimientos de tierras
 - Descimentación
 - Reutilización del terreno.

13.10 Matrices de Impactos

Se va realizar una matriz de impacto para cada una de las fases del proyecto descritas en el subcapítulo anterior.

Para la realización de las matrices se va a seguir el método de las matrices de Leopold que se describe a continuación: (<https://economipedia.com/definiciones/matriz-de-leopold.html>)

La matriz de Leopold es un método de reporte, el cual contiene información esencial para evaluar el impacto ambiental de un proyecto.

Para evaluar el impacto de cada uno de los puntos de las distintas fases, se parametriza mediante números las acciones que puedan provocar cambios en el medio ambiente.

La parametrización de dichos números se ha sacado de un trabajo realizado en slideshare y es la siguiente: [\(Deanmartinnizamaduqu, 2022\)](#)

MAGNITUD				IMPORTANCIA		
Intensidad	Afectación	Calificación		Duración	Influencia	Calificación
Baja	Baja	+1		Temporal	Puntual	+1
Baja	Media	+2		Media	Puntual	+2
Baja	Alta	+3		Permanente	Puntual	+3
Media	Baja	+4		Temporal	Local	+4
Media	Media	+5		Media	Local	+5
Media	Alta	+6		Permanente	Local	+6
Alta	Baja	+7		Temporal	Regional	+7
Alta	Media	+8		Media	Regional	+8
Alta	Alta	+9		Permanente	Regional	+9
Muy alta	Alta	+10		Permanente	Nacional	+10

MAGNITUD				IMPORTANCIA		
Intensidad	Afectación	Calificación		Duración	Influencia	Calificación
Baja	Baja	-1		Temporal	Puntual	+1
Baja	Media	-2		Media	Puntual	+2
Baja	Alta	-3		Permanente	Puntual	+3
Media	Baja	-4		Temporal	Local	+4
Media	Media	-5		Media	Local	+5
Media	Alta	-6		Permanente	Local	+6
Alta	Baja	-7		Temporal	Regional	+7
Alta	Media	-8		Media	Regional	+8
Alta	Alta	-9		Permanente	Regional	+9
Muy alta	Alta	-10		Permanente	Nacional	+10

Tabla 70: Calificación de la magnitud e importancia de impactos positivos y negativos

Como se puede observar, en la magnitud hay valores positivos y negativos que indican eso mismo con respecto al impacto, si son impactos negativo o positivos.

La matriz según la magnitud quedaría como:

	Fase constructiva								Fase funcionamiento				Fase desmantelamiento					
	Acondicionamiento de terreno.	Movimiento de tierras	Construcción y adecuación de vías de acceso	Cimentación	Excavación de zanjas	Transporte de aerogeneradores	Montaje aerogeneradores	Realización de las instalaciones eléctricas	Mantenimiento de la instalación	Reducción de uso de combustibles fósiles y por ende de producción de gases de efecto invernadero.	Presencia visual de aerogeneradores	Presencia física de los aerogeneradores	Desmontaje de aerogeneradores	Desmontaje instalaciones eléctricas	Acondicionamiento del terreno	Movimientos de tierras	Descimentación	Reutilización del terreno
Fauna	-1	-6	-4	-1	-1	-1	-1	-2	0	+3	0	-3	+1	+1	+4	-3	+3	+1
Flora	-5	-7	-4	-1	-1	-1	-4	-1	0	+3	0	-4	+2	+4	+5	-3	+4	+5
Geomorfología	0	-4	-4	-4	-3	-4	-4	-3	0	0	0	0	+2	+3	+4	+3	+2	+1
Geología	-2	-3	-4	5	-4	-4	-3	-2	0	0	0	0	+1	+2	+1	+2	+2	+1
Hidrología	0	0	0	-1	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	+1	+1
demografía	+5	+5	+5	+5	+5	+5	+5	+5	+3	+5	-2	-3	+5	+5	+5	+5	+5	+5
Clima	0	0	0	0	0	0	0	0	0	+5	0	0	0	0	0	0	0	0
Áreas protegidas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabla 71; Matriz de impactos según magnitud

La magnitud según la importancia quedaría como:

	Fase constructiva								Fase funcionamiento				Fase desmantelamiento					
	Acondicionamiento de terreno.	Movimiento de tierras	Construcción y adecuación de vías de acceso	Cimentación	Excavación de zanjas	Transporte de aerogeneradores	Montaje aerogeneradores	Realización de las instalaciones eléctricas	Mantenimiento de la instalación	Reducción de uso de combustibles fosiles y por ende de producción de gases de efecto	Presencia visual de aerogeneradores	Presencia física de los aerogeneradores	Desmontaje de aerogeneradores	Desmontaje instalaciones eléctricas	Acondicionamiento del terreno	Movimientos de tierras	Descimentación	Reutilización del terreno
Fauna	6	7	4	7	3	5	8	10	7	10	10	0	6	6	8	4	4	3
Flora	2	7	3	3	6	7	4	5	7	7	4	0	10	9	10	5	6	1
Geomorfología	0	10	1	4	4	4	8	10	1	0	0	0	3	5	6	9	9	2
Geología	3	8	9	3	3	9	5	1	9	0	0	0	8	1	10	1	8	6
Hidrología	0	0	0	8	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	8
Demografía	5	1	7	10	2	7	3	5	3	7	6	6	9	9	9	2	1	3
Clima	0	0	0	0	0	0	0	0	0	+3	0	0	0	0	0	0	0	0
Áreas protegidas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabla 72: Matriz de impactos según importancia.

Para finalizar, se multiplican las celdas en la misma posición para ver cual ha sido el impacto, y en función de los resultados se le asigna un color:

Rango	Clasificación	Color
20-10	No significativo	
30-20	Medianamente significativo	
40-30	Negativo	
50-40	Muy negativo	
+	Positivo	

Tabla 73: Leyenda impacto de cada punto de fase.

	Fase constructiva								Fase funcionamiento				Fase desmantelamiento					
	Acondicionamiento de terreno.	Movimiento de tierras	Construcción y adecuación de vías de acceso	Cimentación	Excavación de zanjas	Transporte de aerogeneradores	Montaje aerogeneradores	Realización de las instalaciones eléctricas	Mantenimiento de la instalación	Reducción de uso de combustibles fósiles y por ende de producción de gases de efecto	Presencia visual de aerogeneradores	Presencia física de los aerogeneradores	Desmontaje de aerogeneradores	Desmontaje instalaciones eléctricas	Acondicionamiento del terreno	Movimientos de tierras	Descimentación	Reutilización del terreno
Fauna	-6	-42	-16	-7	-3	-5	-8	-20	0	30	0	-24	6	6	32	-12	12	3
Flora	-10	-49	-12	-3	-6	-7	-16	-5	0	21	0	-36	20	36	50	-15	24	5
Geomorfología	0	-40	-4	-16	-12	-16	-32	-30	0	0	0	0	6	15	24	27	18	2
Geología	-6	-24	-36	15	-12	-36	-15	-2	0	0	0	0	8	2	10	2	16	6
Hidrología	0	0	0	-8	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	8
Demografía	25	5	35	50	10	35	15	25	9	35	-12	-18	45	45	45	10	5	15
Clima	0	0	0	0	0	0	0	0	0	15	0	0	0	0	0	0	0	0
Áreas protegidas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabla 74: Matriz impacto de cada uno de los puntos de las fases.

13.11 Medidas correctoras

Como se puede observar únicamente hay consecuencias muy negativas en el movimiento de tierras, debido a que es difícil luego restaurar hábitats por la destrucción del terreno, por ello se va a mover únicamente en aquellos sitios que sea necesario, como la ubicación de los aerogeneradores.

Las máquinas irán con neumáticos especiales que no dañen el terreno para que luego se pueda hacer una replantación que favorezca la vuelta de la fauna.

En cuanto a las personas, se ven beneficiadas por la implantación del parque, ya que crea empleo en todas sus fases, siendo las consecuencias mucho más positivas que negativas.

Por último, los trabajadores permanentes del parque tendrán que aparcar en un parking construido lejos para afectar lo menos posible a la fauna local.

13.12 Conclusiones

Finalizando el estudio, se puede comprobar que las consecuencias son en su mayoría o beneficiosas o poco significativas, por lo que se ve claramente que el parque eólico es medioambientalmente viable y que conllevará beneficios a la localidad que lo alberga.

Capítulo 14: Conclusiones

Con los momentos convulsos en los que estamos viviendo actualmente energéticamente hablando, un parque eólico de 50 MW en la provincia de Valencia es económicamente viable y generaría beneficios. No obstante, y pudiendo ver otras alternativas energéticas, debido a la regulación eólica de la Comunitat Valenciana, y el bajo potencial eólico, se determina que sería más provechoso el desarrollo de centrales solares, puesto que se aprovecharía mejor el terreno a expropiar.

De los datos extraídos de TIR y VAN se comprueba que realmente el retorno del capital se tendría en 7 años, siendo la vida útil de 25 años lo que quiere decir que los parques eólicos, y más en zonas más propicias para instalarlos, en la actual situación de crisis energéticas son totalmente viables en España.

Haciendo más hincapié en el parque diseñado en el presente proyecto, se puede afirmar que el lugar seleccionado, es medioambientalmente viable y que los impactos serían positivos en su conjunto para el conjunto de la naturaleza y población.

Presupuesto

	Magnitud	Código		Rendimiento	Precio unitario (€)	Importe
Capítulo 1: Aerogenerador						
	ud		Aerogenerador	10	4.881.139,20 €	48.811.392,00 €
	ud		Transporte	10	30.000,00 €	300.000,00 €
	ud		Instalación mecánica	10	18.000,00 €	180.000,00 €
	ud		Instalación eléctrica	10	40.000,00 €	400.000,00 €
	ud		Sistema de puesta a tierra	10	1.500,00 €	15.000,00 €
	ud		Pruebas y puesta en marcha	10	5.000,00 €	50.000,00 €
Total					4.975.639,20 €	49.756.392,00 €
Capítulo 2: Obra Civil						
Capítulo 2.1: Acondicionamiento del terreno y movimiento de tierras						
	m2	AMMD.1a	Despeje y desbroce terreno	110682,116	0,63 €	69.729,73 €
	m3	AMME.1baba	Excavación a cielo abierto en tierras para desmonte de terreno realizada con medios mecánicos, incluida la carga de material y su acopio intermedio o su transporte a certero a una distancia menor de 10 km.	20385,8626	2,53 €	51.576,23 €
	m2	AMPT.2a	Compactación dinámica del terreno con diversos pesos de maza y ejecutada en cuatro fases.	20385,8626	5,78 €	117.830,29 €
	m3	AMMR.7ab	Relleno y extendido de tierras propias con medios mecánicos en capas de 25 cm de espesor máximo, incluido riego y compactación con grado de 95% del Proctor normal.	20385,8626	6,36 €	129.654,09 €
						368.790,34 €
Capítulo 2.2: Construcción Vías de acceso						
	m3	AMME.1baba	Excavación a cielo abierto en tierras para desmonte de terreno realizada con medios mecánicos,	5827,63859	2,53 €	14.743,93 €

			incluida la carga de material y su acopio intermedio o su transporte a certero a una distancia menor de 10 km.			
	m3	AMMR.5db	Relleno drenante realizado a base de capas de grava de distintas granulometrías, todo ello compactado mediante bandeja vibratoria en tongadas de 20 cm, sin incluir excavación de zanja	2913,8193	24,86 €	72.437,55 €
	m2	AMPT.2a	Compactación dinámica del terreno con diversos pesos de maza y ejecutada en cuatro fases.	5827,63859	5,93 €	34.557,90 €
						121.739,37 €
Capítulo 2.3: Cimentación						
	m3	AMME.1aaba	Excavación a cielo abierto en tierras para vaciado de sótano de hasta 3m de profundidad realizada con medios mecánicos, incluida la carga de material y su acopio intermedio o transporte a vertedero a una distancia menor de 10km.	5569,06313	3,03 €	16.874,26 €
	m3	ECHH.3bebbcbc	Suministro y vertido de hormigón HA-40/B/20/lib+Qa preparado en central, para hormigonado de zapatas y riostras, vertido mediante bomba, incluido vertido, vibrado y curado del hormigón según EHE-08, DB SE-C del CTE y NTE-CS	5569,06313	115,71 €	644.396,29 €
						661.270,56 €
Capítulo 2.4: Zanjas						
	m3	AMME.2aba	Excavación de zanja en tierras realizada mediante medios mecánicos, incluida la carga de material y su acopio intermedio o su transporte a vertedero a una distancia menor de 10 km.	3130,32307	6,40 €	20.034,07 €

	m3	AMMR.5aa	Relleno y compactación de zanja con tierra propia de excavación.	3130,32307	4,97 €	15.557,71 €
						35.591,77 €
						1.187.392,04 €
Capítulo 3: Instalación y conexión eléctrica						
Capítulo 3.1: Cableado						
	m		Suministro y tendido de línea subterránea de 20 kV, compuesta por tres cables unipolares con aislamiento HEPRZ1 y conductor de aluminio 18/30 kV de 3x95 mm2 de sección sobre fondo de zanja bajo tubo sin su aportación, incluida la parte proporcional de ayudas y piezas complementarias o especiales.	1999,58722	28,03 €	56.048,43 €
	m		Suministro y tendido de línea subterránea de 20 kV, compuesta por tres cables unipolares con aislamiento HEPRZ1 y conductor de aluminio 18/30 kV de 3x240 mm2 de sección sobre fondo de zanja bajo tubo sin su aportación, incluida la parte proporcional de ayudas y piezas complementarias o especiales.	4647,74032	32,84 €	152.631,79 €
	m		Suministro e instalación de tubo curvable de doble pared de poliolefina (rojo) para canalización enterrada de 40 mm de diámetro nominal, con una resistencia a la compresión >450 N y resistencia al impacto para uso normal, no propagador de la llama, totalmente instalado sin incluir cableado.	1999,58722	1,23 €	2.459,49 €

	m		Suministro e instalación de tubo curvable de doble paredde poliolefina (rojo) para canalización enterrada de 50 mm de diámetro nominal, con una resistencia a la compresión >450 N y resistencia al impacto para uso normal, no propagador de la llama, totalmente instalado sin incluir cableado.	4647,74032	1,36 €	6.320,93 €
						217.460,64 €
Capítulo 3.2: Celdas de conexión						
	ud		Celda de 20kV de tensión asignada con configuración compuesta por tres módulos: 0L,1L y 1A	10	10.000,00 €	100.000,00 €
	ud		Celda de 20kV de tensión asignada con configuración compuesta por dos módulos: 0L y 1L	5	8.000,00 €	40.000,00 €
						140.000,00 €
Capítulo 3.3: Subestación/Centro transformador						
	ud		Subestación con un transformador de 50 MW situado a la intemperie con una caseta para control y mantenimiento.	1	4.000.000,00 €	4.000.000,00 €
						4.000.000,00 €
						4.357.460,64 €
Capítulo 4: Medidas correctoras de impacto ambiental						
	ud		Búsqueda de oportunidades de recurso, reforestación, cálculo huella ambiental y revegetación.	10	100.000,00 €	1.000.000,00 €
						1.000.000,00 €

Capítulo 5: Estudio Ingeniería						
	ud		Diseño parque eólico	1	60.000,00 €	60.000,00 €
	ud		Estudio impacto ambiental	1	1.500,00 €	1.500,00 €
	ud		Estudio viabilidad económica	1	10.000,00 €	10.000,00 €
						71.500,00 €

Todos los precios expuestos en el presupuesto han sido sacados de: <https://bdc.five.es/BDC20/1>

Capítulo 1: Aerogenerador	49.756.392,00 €
Capítulo 2: Obra Civil	1.187.392,04 €
Capítulo 3: Instalación y conexión eléctrica	4.357.460,64 €
Capítulo 4: Medidas correctoras de impacto ambiental	1.000.000,00 €
Capítulo 5: Estudio Ingeniería	71.500,00 €
Total	56.372.744,68 €

ANEXO 1: DISEÑO EÓLICO DE LAS ALTERNATIVAS

Índice Tablas Anexo 1

Tabla Anexo (1) 1: Coeficientes de pérdidas de cada una de las alternativas.	113
Tabla Anexo (1) 2: Posición aerogeneradores alternativa Sierra Marisa- Enercon 101	114
Tabla Anexo (1) 3: Posición aerogeneradores alternativa Sierra Marisa- G90	115
Tabla Anexo (1) 4: Posición aerogeneradores alternativa Sierra Marisa- W2E-151/4.8	116
Tabla Anexo (1) 5: Posición aerogeneradores alternativa Pico hierbas - Vestas 112	117
Tabla Anexo (1) 6: Posición aerogeneradores alternativa Pico hierbas – Enercon 101.....	118
Tabla Anexo (1) 7: Posición aerogeneradores alternativa Pico hierbas – Enercon 101.....	119
Tabla Anexo (1) 8: Posición aerogeneradores alternativa Pico hierbas – G90	120
Tabla Anexo (1) 9: Posición aerogeneradores alternativa La Nevera de Chiva - Vestas 112....	121
Tabla Anexo (1) 10: Posición aerogeneradores alternativa La Nevera de Chiva – Enercon 101	122
Tabla Anexo (1) 11: Posición aerogeneradores alternativa La Nevera de Chiva – G90.....	123
Tabla Anexo (1) 12: Posición aerogeneradores alternativa La Nevera de Chiva -W2E151/4.8	124
Tabla Anexo (1) 13: Coeficientes Weibull y energía bruta y neta producida alternativa Sierra Marisa-Enercon 101	125
Tabla Anexo (1) 14: Coeficientes Weibull y energía bruta y neta producida alternativa Sierra Marisa-G90.....	126
Tabla Anexo (1) 15: Coeficientes Weibull y energía bruta y neta producida alternativa Sierra Marisa-W2E151/4.8	126
Tabla Anexo (1) 16: Coeficientes Weibull y energía bruta y neta producida alternativa Pico hierbas-Vestas 112.....	126
Tabla Anexo (1) 17: Coeficientes Weibull y energía bruta y neta producida alternativa Sierra Marisa-Enercon 101	127
Tabla Anexo (1) 18: Coeficientes Weibull y energía bruta y neta producida alternativa Sierra Marisa-W2E151/4.8	127
Tabla Anexo (1) 19: Coeficientes Weibull y energía bruta y neta producida alternativa Sierra Marisa-G90.....	128
Tabla Anexo (1) 20: Coeficientes Weibull y energía bruta y neta producida alternativa Pico hierbas-Vestas 112.....	128
Tabla Anexo (1) 21: Coeficientes Weibull y energía bruta y neta producida alternativa Sierra Marisa-Enercon 101	129
Tabla Anexo (1) 22: Coeficientes Weibull y energía bruta y neta producida alternativa Sierra Marisa-G90.....	130
Tabla Anexo (1) 23: Coeficientes Weibull y energía bruta y neta producida alternativa Sierra Marisa-W2E151/4.8	130

Índice Figuras Anexo 1

Figuras Anexo (1) 1: Layout Alternativa Sierra Maria-Enercon 101.....	114
Figuras Anexo (1) 2: Layout Alternativa Sierra Maria-G90.....	115

Figuras Anexo (1) 3: Layout Alternativa Sierra Maria-W2E-151/4.8.....	116
Figuras Anexo (1) 4: Layout Alternativa Pico hierbas - Vestas 112	117
Figuras Anexo (1) 5: Layout Alternativa Pico hierbas – Enercon 101.....	118
Figuras Anexo (1) 6: Layout Alternativa Pico hierbas – Enercon 101.....	119
Figuras Anexo (1) 7: Layout Alternativa Pico hierbas – G90	120
Figuras Anexo (1) 8: Layout Alternativa La Nevera de Chiva - Vestas 112.....	121
Figuras Anexo (1) 9: Layout Alternativa La Nevera de Chiva – Enercon 101	122
Figuras Anexo (1) 10: Layout Alternativa La Nevera de Chiva – G90.....	123
Figuras Anexo (1) 11: Layout Alternativa La Nevera de Chiva -W2E151/4.8	124

En el presente anexo se van a presentar la situación geográfica de los aerogeneradores y la potencia anual conseguida para cada una de las alternativas. Para ello se va a hacer uso de lo descrito en el capítulo 6, por lo que primero se va a presentar los coeficientes de pérdidas de cada una de las alternativas. Posteriormente se presentarán los mapas de todas las alternativas con la posición de los aerogeneradores. Luego se presentará una tabla para cada una de las alternativas con los coeficientes de Weibull para cada aerogenerador y la posición geográfica de estos. Por último, se procederá al cálculo de potencia anual en MWh para poder reflejarlo en la tabla 15 del proyecto.

Anexo 1.1 Coeficientes de pérdidas de cada una de las alternativas:

A continuación, se presentan los coeficientes descritos en punto 6.1 de la memoria.

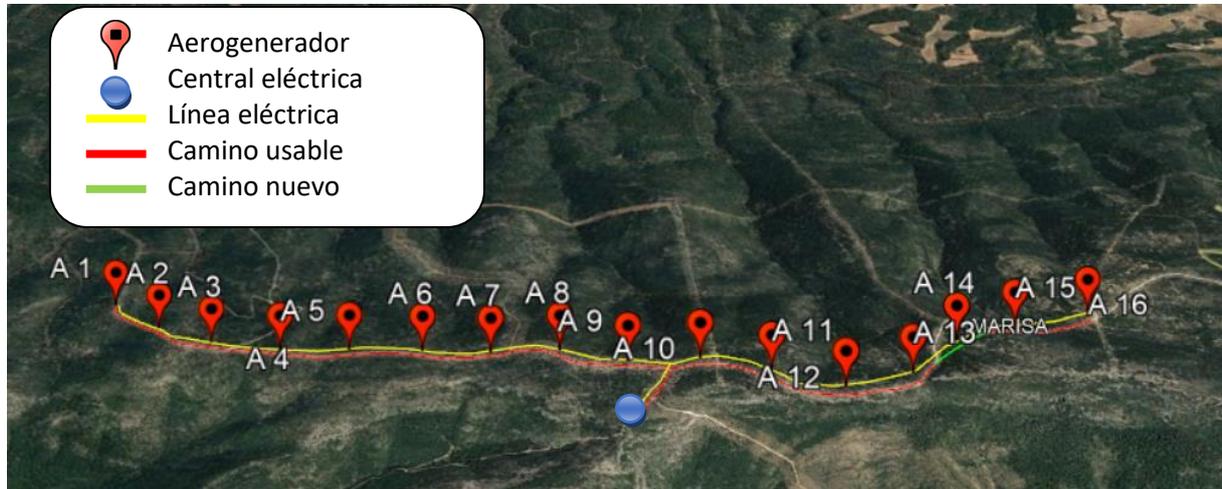
Alternativa	K_1	K_2	K_3	K_4	K_5	K_6	K_7	K_t
Sierra Marisa – Vestas 112	1	0,995	0,98	0,97	0,995	1	0,98	0,922
Sierra Marisa - Enercon 101	1	0,99	0,98	0,97	0,995	1	0,98	0,918
Sierra Marisa - G90	1	0,98	0,98	0,97	0,995	1	0,98	0,909
Sierra Marisa - W2E-151/4.8	1	0,999	0,98	0,97	0,995	1	0,98	0,926
Pico hierbas - Vestas 112	1	0,995	0,98	0,97	0,995	1	0,98	0,922
Pico hierbas - Enercon 101	1	0,99	0,98	0,97	0,995	1	0,98	0,918
Pico hierbas - W2E-151/4.8	1	0,999	0,98	0,97	0,995	1	0,98	0,926
Pico hierbas – G90	1	0,98	0,98	0,97	0,995	1	0,98	0,908
La Nevera de Chiva - Vestas 112	1	0,995	0,98	0,97	0,995	1	0,98	0,922
La Nevera de Chiva – Enercon 101	1	0,99	0,98	0,97	0,995	1	0,98	0,918
La Nevera de Chiva - G90	1	0,98	0,98	0,97	0,995	1	0,98	0,908
La Nevera de Chiva - W2E-151/4.8	1	0,999	0,98	0,97	0,995	1	0,98	0,926

Tabla Anexo (1) 1: Coeficientes de pérdidas de cada una de las alternativas.

Anexo 1.2 Mapas de las distintas alternativas:

A continuación, se procede a realizar lo mismo que en el punto 6.11 solo que para cada una de las alternativas no descritas en la memoria.

Anexo 1.2.1 Ubicación aerogeneradores Sierra Marisa – Enercon 101

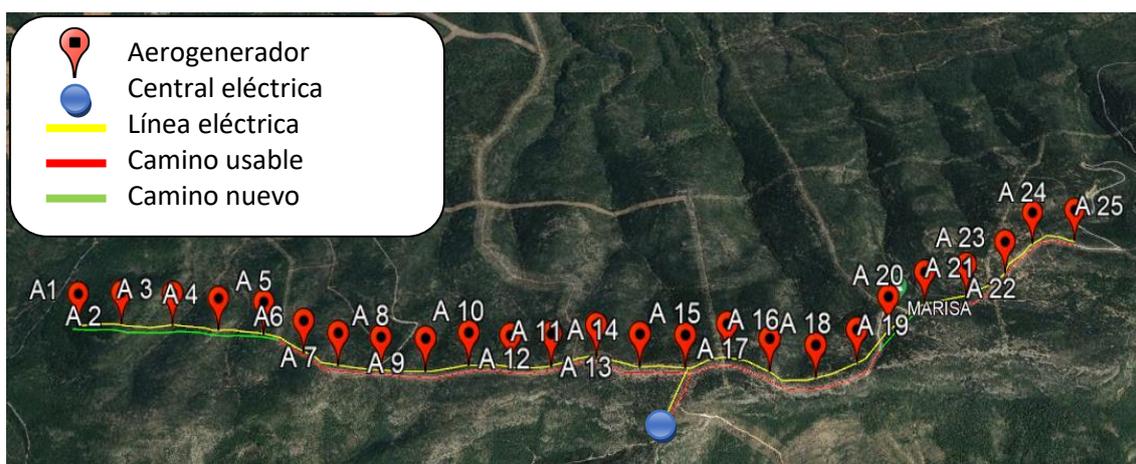


Figuras Anexo (1) 1: Layout Alternativa Sierra María-Enercon 101

Aerogenerador	Coordenadas	Altura de la base sobre el nivel mar	Distancia con respecto al aerogenerador anterior
A1	39°40'34.30"N; 1°10'35.54"O	1122m	-
A2	39°40'25.12"N; 1°10'35.25"O	1148m	276m
A3	39°40'17.14"N; 1°10'32.11"O	1166m	279m
A4	39°40'8.80"N; 1°10'25.96"O	1190m	298m
A5	39°40'1.45"N; 1°10'18.69"O	1203m	283m
A6	39°39'53.39"N; 1°10'11.50"O	1230m	304m
A7	39°39'46.02"N; 1°10'4.85"O	1244m	268m
A8	39°39'39.12"N; 1° 9'57.41"O	1268m	272m
A9	39°39'31.13"N; 1° 9'52.06"O	1272m	275m
A10	39°39'24.29"N; 1° 9'43.90"O	1281m	273m
A11	39°39'16.00"N; 1° 9'38.55"O	1282m	290m
A12	39°39'7.33"N; 1° 9'33.39"O	1273m	292m
A13	39°39'2.44"N; 1° 9'23.01"O	1270m	289m
A14	39°39'1.49"N; 1° 9'11.35"O	1269m	272m
A15	39°38'57.78"N; 1° 8'59.53"O	1216m	302m
A16	39°38'51.63"N; 1° 8'48.92"O	1232m	306m

Tabla Anexo (1) 2: Posición aerogeneradores alternativa Sierra Marisa- Enercon 101

Anexo 1.2.2 Ubicación aerogeneradores Sierra Marisa – G90



Figuras Anexo (1) 2: Layout Alternativa Sierra Maria-G90

Aerogenerador	Coordenadas	Altura de la base sobre el nivel mar	Distancia con respecto al aerogenerador anterior
A1	39°41'7.47"N; 1°11'1.88"O	1019m	-
A2	39°40'59.04"N; 1°10'56.35"O	1101m	294m
A3	39°40'52.26"N; 1°10'48.70"O	1053m	289m
A4	39°40'44.10"N; 1°10'43.30"O	1090m	296m
A5	39°40'35.92"N; 1°10'38.01"O	1118m	305m
A6	39°40'26.66"N; 1°10'36.02"O	1138m	275m
A7	39°40'19.34"N; 1°10'33.75"O	1168m	285m
A8	39°40'12.52"N; 1°10'28.60"O	1167m	279m
A9	39°40'5.40"N; 1°10'23.14"O	1173m	283m
A10	39°39'59.63"N; 1°10'16.45"O	1197m	324m
A11	39°39'52.91"N; 1°10'11.62"O	1211m	262m
A12	39°39'47.01"N; 1°10'6.06"O	1230m	289m
A13	39°39'41.27"N; 1° 9'58.67"O	1241m	262m
A14	39°39'33.88"N; 1° 9'54.57"O	1263m	300m
A15	39°39'27.13"N; 1° 9'48.80"O	1268m	287m
A16	39°39'22.24"N; 1° 9'41.17"O	1278m	325m
A17	39°39'14.69"N; 1° 9'38.15"O	1281m	259m
A18	39°39'7.56"N; 1° 9'33.03"O	1273m	274m
A19	39°39'3.23"N; 1° 9'24.28"O	1269m	292m
A20	39°39'1.89"N; 1° 9'13.24"O	1272m	277m
A21	39°38'59.41"N; 1° 9'1.53"O	1225m	258m
A22	39°38'53.94"N; 1° 8'54.04"O	1222m	283m
A23	39°38'50.25"N; 1° 8'43.58"O	1236m	294m
A24	39°38'48.85"N; 1° 8'32.90"O	1241m	297m
A25	39°38'42.63"N; 1° 8'26.07"O	1239m	277m

Tabla Anexo (1) 3: Posición aerogeneradores alternativa Sierra Marisa- G90

Anexo 1.2.3 Ubicación aerogeneradores Sierra Marisa – W2E-151/4.8



Figuras Anexo (1) 3: Layout Alternativa Sierra Maria-W2E-151/4.8

Aerogenerador	Coordenadas	Altura de la base sobre el nivel mar	Distancia con respecto al aerogenerador anterior
A1	39°40'32.23"N; 1°10'36.35"O	1126m	-
A2	39°40'17.93"N; 1°10'32.82"O	1167m	451m
A3	39°40'6.58"N; 1°10'24.54"O	1196m	392m
A4	39°39'54.73"N; 1°10'12.63"O	1225m	443m
A5	39°39'44.54"N; 1°10'1.90"O	1251m	397m
A6	39°39'33.00"N; 1° 9'53.85"O	1268m	389m
A7	39°39'23.26"N; 1° 9'42.33"O	1282m	392m
A8	39°39'10.47"N; 1° 9'36.75"O	1278m	402m
A9	39°39'2.63"N; 1° 9'23.37"O	1268m	404m
A10	39°39'0.21"N; 1° 9'4.38"O	1252m	447m

Tabla Anexo (1) 4: Posición aerogeneradores alternativa Sierra Marisa- W2E-151/4.8

Anexo 1.2.4 Ubicación aerogeneradores Pico hierbas - Vestas 112



Figuras Anexo (1) 4: Layout Alternativa Pico hierbas - Vestas 112

Aerogenerador	Coordenadas	Altura de la base sobre el nivel mar	Distancia con respecto al aerogenerador anterior
A1	39°32'50.48"N; 0°50'39.09"O	945m	-
A2	39°32'45.37"N; 0°50'28.73"O	941m	290m
A3	39°32'38.99"N; 0°50'19.94"O	971m	293m
A4	39°32'34.98"N; 0°50'8.69"O	975m	294m
A5	39°32'30.24"N; 0°49'57.45"O	969m	300m
A6	39°32'24.34"N; 0°49'46.98"O	977m	307m
A7	39°32'14.65"N; 0°49'46.39"O	975m	285m
A8	39°32'10.25"N; 0°49'35.60"O	963m	296m
A9	39°32'10.76"N; 0°49'23.49"O	945m	286m
A10	39°32'9.69"N; 0°49'11.11"O	955m	296m
A11	39°32'4.39"N; 0°49'1.41"O	926m	292m
A12	39°31'59.52"N; 0°48'51.59"O	880m	283m
A13	39°31'54.72"N; 0°48'40.59"O	845m	302m
A14	39°31'51.13"N; 0°48'28.78"O	863m	310m
A15	39°31'45.26"N; 0°48'17.82"O	845m	317m

Tabla Anexo (1) 5: Posición aerogeneradores alternativa Pico hierbas - Vestas 112

Anexo 1.2.5 Ubicación aerogeneradores Pico hierbas - Enercon 101



Figuras Anexo (1) 5: Layout Alternativa Pico hierbas – Enercon 101

Aerogenerador	Coordenadas	Altura de la base sobre el nivel mar	Distancia con respecto al aerogenerador anterior
A1	39°32'50.48"N; 0°50'39.09"O	945m	-
A2	39°32'45.37"N; 0°50'28.73"O	941m	290m
A3	39°32'38.99"N; 0°50'19.94"O	971m	293m
A4	39°32'34.98"N; 0°50'8.69"O	975m	294m
A5	39°32'30.24"N; 0°49'57.45"O	969m	300m
A6	39°32'24.34"N; 0°49'46.98"O	977m	307m
A7	39°32'14.65"N; 0°49'46.39"O	975m	285m
A8	39°32'10.25"N; 0°49'35.60"O	963m	296m
A9	39°32'10.76"N; 0°49'23.49"O	945m	286m
A10	39°32'9.69"N; 0°49'11.11"O	955m	296m
A11	39°32'4.39"N; 0°49'1.41"O	926m	292m
A12	39°31'59.52"N; 0°48'51.59"O	880m	283m
A13	39°31'54.72"N; 0°48'40.59"O	845m	302m
A14	39°31'51.13"N; 0°48'28.78"O	863m	310m
A15	39°31'45.26"N; 0°48'17.82"O	845m	317m
A16	39°31'40.53"N; 0°48'10.17"O	843m	257m

Tabla Anexo (1) 6: Posición aerogeneradores alternativa Pico hierbas – Enercon 101

Anexo 1.2.6 Ubicación aerogeneradores Pico hierbas – W2E151/4.8



Figuras Anexo (1) 6: Layout Alternativa Pico hierbas – Enercon 101

Aerogenerador	Coordenadas	Altura de la base sobre el nivel mar	Distancia con respecto al aerogenerador anterior
A1	39°32'50.11"N; 0°50'39.16"O	943m	-
A2	39°32'43.02"N; 0°50'24.83"O	949m	402m
A3	39°32'36.27"N; 0°50'10.12"O	961m	410m
A4	39°32'29.06"N; 0°49'56.28"O	972m	402m
A5	39°32'18.04"N; 0°49'46.30"O	969m	410m
A6	39°32'9.53"N; 0°49'33.36"O	942m	408m
A7	39°32'11.67"N; 0°49'15.84"O	942m	426m
A8	39°32'4.35"N; 0°49'2.60"O	883m	406m
A9	39°31'57.15"N; 0°48'47.93"O	877m	420m
A10	39°31'51.90"N; 0°48'32.13"O	855m	417m

Tabla Anexo (1) 7: Posición aerogeneradores alternativa Pico hierbas – Enercon 101

Anexo 1.2.7 Ubicación aerogeneradores Pico hierbas – G90



Figuras Anexo (1) 7: Layout Alternativa Pico hierbas – G90

Aerogenerador	Coordenadas	Altura de la base sobre el nivel mar	Distancia con respecto al aerogenerador anterior
A1	39°33'15.40"N; 0°51'33.90"O	905m	-
A2	39°33'11.34"N; 0°51'26.17"O	936m	230m
A3	39°33'7.50"N; 0°51'17.35"O	938m	244m
A4	39°33'3.46"N; 0°51'8.70"O	936m	240m
A5	39°33'4.69"N; 0°51'4.70"O	950m	235m
A6	39°32'56.21"N; 0°50'51.27"O	953m	241m
A7	39°32'51.68"N; 0°50'42.90"O	958m	239m
A8	39°32'47.92"N; 0°50'34.07"O	950m	241m
A9	39°32'44.20"N; 0°50'24.95"O	956m	245m
A10	39°32'38.31"N; 0°50'18.52"O	946m	233m
A11	39°32'35.41"N; 0°50'8.50"O	970m	250m
A12	39°32'31.06"N; 0°49'59.84"O	975m	245m
A13	39°32'27.17"N; 0°49'50.93"O	973m	251m
A14	39°32'19.38"N; 0°49'47.23"O	976m	260m
A15	39°32'10.57"N; 0°49'36.55"O	971m	371m
A16	39°32'10.69"N; 0°49'24.16"O	948m	293m
A17	39°32'9.91"N; 0°49'11.11"O	930m	313m
A18	39°32'4.70"N; 0°49'2.77"O	877m	263m
A19	39°31'59.76"N; 0°48'53.78"O	876m	269m
A20	39°31'56.02"N; 0°48'44.48"O	863m	250m
A21	39°31'52.01"N; 0°48'34.75"O	844m	264m
A22	39°31'50.13"N; 0°48'25.43"O	838m	232m
A23	39°31'43.71"N; 0°48'19.37"O	846m	243m
A24	39°31'41.32"N; 0°48'10.16"O	841m	233m
A25	39°31'40.27"N; 0°48'0.96"O	839m	227m

Tabla Anexo (1) 8: Posición aerogeneradores alternativa Pico hierbas – G90

Anexo 1.2.8 Ubicación aerogeneradores La Nevera de Chiva - Vestas 112



Figuras Anexo (1) 8: Layout Alternativa La Nevera de Chiva - Vestas 112

Aerogenerador	Coordenadas	Altura de la base sobre el nivel mar	Distancia con respecto al aerogenerador anterior
A1	39°27'26.07"N; 0°50'55.75"O	744m	-
A2	39°27'33.42"N; 0°50'47.30"O	764m	310m
A3	39°27'41.77"N; 0°50'55.01"O	773m	318m
A4	39°27'51.76"N; 0°50'52.96"O	781m	298m
A5	39°28'1.66"N; 0°50'56.14"O	799m	305m
A6	39°28'11.47"N; 0°50'56.41"O	804m	300m
A7	39°28'18.89"N; 0°50'48.39"O	817m	296m
A8	39°28'28.72"N; 0°50'51.29"O	833m	313m
A9	39°28'37.19"N; 0°50'56.55"O	834m	285m
A10	39°28'47.09"N; 0°50'57.34"O	838m	295m
A11	39°28'56.99"N; 0°50'56.00"O	858m	296m
A12	39°29'7.38"N; 0°50'56.22"O	871m	316m
A13	39°29'15.30"N; 0°51'4.80"O	872m	302m
A14	39°28'54.57"N; 0°51'24.35"O	883m	452m
A15	39°29'28.35"N; 0°51'32.13"O	892m	320m

Tabla Anexo (1) 9: Posición aerogeneradores alternativa La Nevera de Chiva - Vestas 112

Anexo 1.2.9 Ubicación aerogeneradores La Nevera de Chiva – Enercon 101



Figuras Anexo (1) 9: Layout Alternativa **La Nevera de Chiva – Enercon 101**

Aerogenerador	Coordenadas	Altura de la base sobre el nivel mar	Distancia con respecto al aerogenerador anterior
A1	39°27'26.07"N; 0°50'55.75"O	744m	-
A2	39°27'33.42"N; 0°50'47.30"O	764m	310m
A3	39°27'41.77"N; 0°50'55.01"O	773m	318m
A4	39°27'51.76"N; 0°50'52.96"O	781m	298m
A5	39°28'1.66"N; 0°50'56.14"O	799m	305m
A6	39°28'11.47"N; 0°50'56.41"O	804m	300m
A7	39°28'18.89"N; 0°50'48.39"O	817m	296m
A8	39°28'28.72"N; 0°50'51.29"O	833m	313m
A9	39°28'37.19"N; 0°50'56.55"O	834m	285m
A10	39°28'47.09"N; 0°50'57.34"O	838m	295m
A11	39°28'56.99"N; 0°50'56.00"O	858m	296m
A12	39°29'7.38"N; 0°50'56.22"O	871m	316m
A13	39°29'15.30"N; 0°51'4.80"O	872m	302m
A14	39°28'54.57"N; 0°51'24.35"O	883m	452m
A15	39°29'28.35"N; 0°51'32.13"O	892m	320m
A16	39°29'38.39"N; 0°51'35.28"O	903m	310m

Tabla Anexo (1) 10: Posición aerogeneradores alternativa La Nevera de Chiva – Enercon 101

Anexo 1.2.10 Ubicación aerogeneradores La Nevera de Chiva – G90

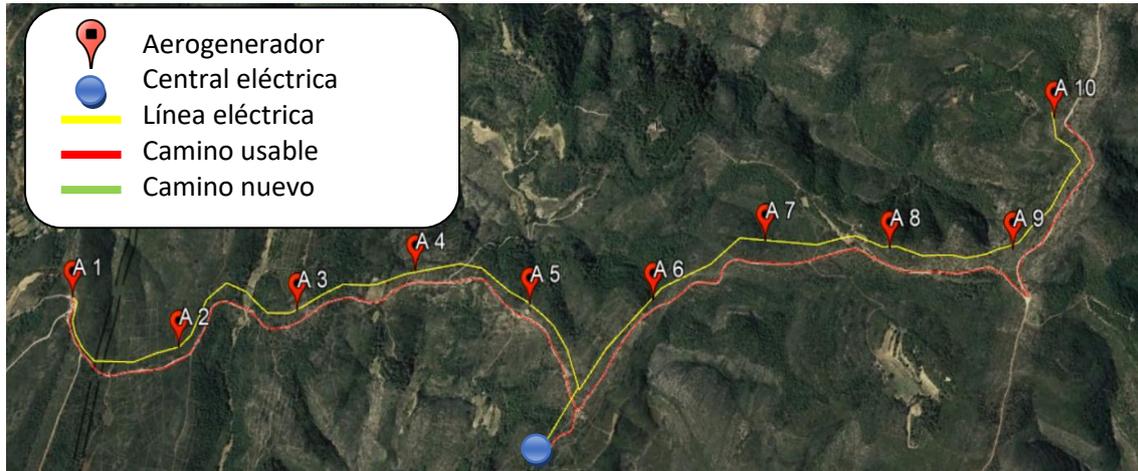


Figuras Anexo (1) 10: Layout Alternativa La Nevera de Chiva – G90

Aerogenerador	Coordenadas	Altura de la base sobre el nivel mar	Distancia con respecto al aerogenerador anterior
A1	39°27'25.81"N; 0°50'56.13"O	744m	-
A2	39°27'32.27"N; 0°50'47.31"O	762m	290m
A3	39°27'40.20"N; 0°50'52.45"O	764m	274m
A4	39°27'47.59"N; 0°50'52.55"O	767m	235m
A5	39°27'55.04"N; 0°50'54.88"O	785m	235m
A6	39°28'2.18"N; 0°50'56.53"O	787m	227m
A7	39°28'9.64"N; 0°50'57.47"O	795m	230m
A8	39°28'15.89"N; 0°50'52.24"O	803m	230m
A9	39°28'20.71"N; 0°50'44.61"O	832m	240m
A10	39°28'28.43"N; 0°50'50.56"O	844m	281m
A11	39°28'35.59"N; 0°50'55.65"O	852m	255m
A12	39°28'42.64"N; 0°50'58.69"O	861m	230m
A13	39°28'50.18"N; 0°50'58.20"O	871m	233m
A14	39°28'57.25"N; 0°50'56.32"O	884m	226m
A15	39°29'4.80"N; 0°50'55.48"O	887m	230m
A16	39°29'11.56"N; 0°50'59.45"O	891m	232m
A17	39°29'16.22"N; 0°51'7.24"O	893m	229m
A18	39°29'17.36"N; 0°51'16.82"O	895m	232m
A19	39°29'20.11"N; 0°51'26.06"O	896m	240m
A20	39°29'26.37"N; 0°51'32.41"O	899m	236m
A21	39°29'33.97"N; 0°51'33.26"O	903m	233m
A22	39°29'40.41"N; 0°51'37.96"O	914m	240m
A23	39°29'46.79"N; 0°51'43.39"O	917m	234m
A24	39°29'54.40"N; 0°51'44.92"O	921m	236m
A25	39°30'1.55"N; 0°51'50.06"O	923m	250m

Tabla Anexo (1) 11: Posición aerogeneradores alternativa La Nevera de Chiva – G90

Anexo 1.2.11 Ubicación aerogeneradores La Nevera de Chiva - W2E151/4.8



Figuras Anexo (1) 11: Layout Alternativa La Nevera de Chiva -W2E151/4.8

Aerogenerador	Coordenadas	Altura de la base sobre el nivel mar	Distancia con respecto al aerogenerador anterior
A1	39°27'26.02"N; 0°50'55.74"O	744m	-
A2	39°27'38.06"N; 0°50'48.88"O	774m	405m
A3	39°27'50.90"N; 0°50'52.89"O	783m	406m
A4	39°28'3.79"N; 0°50'57.17"O	795m	401m
A5	39°28'16.31"N; 0°50'52.36"O	801m	404m
A6	39°28'29.72"N; 0°50'52.16"O	803m	420m
A7	39°28'42.19"N; 0°50'58.83"O	845m	421m
A8	39°28'55.38"N; 0°50'56.98"O	875m	412m
A9	39°29'8.36"N; 0°50'56.10"O	902m	400m
A10	39°29'14.15"N; 0°51'12.18"O	912m	430m

Tabla Anexo (1) 12: Posición aerogeneradores alternativa La Nevera de Chiva -W2E151/4.8

Anexo 1.3 Energía bruta y neta producida en cada alternativa con los coeficientes de Weibull.

Anexo 1.3.1 Alternativa Sierra Marisa – Enercon 101

Aerogenerador	Valores de Weibull		Energía bruta Producida (MWh)	Energía neta Producida (MWh)
	A	k		
A1	6,80	1,64	8.373,57	7.722,90
A2	6,86	1,51	8.589,34	7.921,91
A3	6,46	1,61	7.713,62	7.114,26
A4	6,66	1,45	8.253,86	7.612,50
A5	6,70	1,49	8.295,64	7.651,03
A6	6,75	1,49	8.391,57	7.739,50
A7	6,78	1,73	8.252,76	7.611,49
A8	6,65	1,66	8.041,47	7.416,61
A9	6,82	1,71	8.361,03	7.711,34
A10	6,43	1,46	7.793,80	7.188,19
A11	6,35	1,78	7.257,09	6.693,18
A12	6,61	1,66	7.960,16	7.341,62
A13	6,77	1,79	8.185,48	7.549,43
A14	6,87	1,53	8.586,62	7.919,41
A15	6,51	1,46	7.959,25	7.339,86
A16	6,69	1,55	8.227,58	7.618,77
Total			130.242,84	117.957,72

Tabla Anexo (1) 13: Coeficientes Weibull y energía bruta y neta producida alternativa Sierra Marisa-Enercon 101

Anexo 1.3.2 Alternativa Sierra Marisa- G90

Aerogenerador	Valores de Weibull		Energía bruta Producida (MWh)	Energía neta Producida (MWh)
	A	k		
A1	6,80	1,64	5.674,58	5.154,74
A2	6,86	1,51	5.799,53	5.268,25
A3	6,46	1,61	5.233,75	4.754,30
A4	6,66	1,45	5.570,44	5.060,14
A5	6,70	1,49	5.602,67	5.089,42
A6	6,75	1,49	5.666,51	5.147,41
A7	6,78	1,73	5.604,38	5.090,97
A8	6,65	1,66	5.456,19	4.956,35
A9	6,82	1,71	5.674,02	5.154,23
A10	6,43	1,46	5.269,52	4.786,79
A11	6,35	1,78	4.945,10	4.492,09
A12	6,61	1,66	5.402,68	4.907,75
A13	6,77	1,79	5.564,81	5.055,02
A14	6,87	1,53	5.799,39	5.268,12
A15	6,51	1,46	5.377,44	4.884,82
A16	6,69	1,55	5.567,05	5.057,06
A17	6,85	1,68	5.732,63	5.207,47

A18	6,46	1,49	5.293,29	4.808,38
A19	6,90	1,66	5.797,84	5.266,71
A20	6,73	1,69	5.557,50	5.048,39
A21	6,68	1,47	5.585,00	5.073,36
A22	6,36	1,45	5.196,89	4.720,81
A23	6,76	1,47	5.684,39	5.163,65
A24	6,79	1,55	5.696,77	5.174,89
A25	6,58	1,52	5.431,76	4.934,17
Total			138.184,13	125.525,28

Tabla Anexo (1) 14: Coeficientes Weibull y energía bruta y neta producida alternativa Sierra Marisa-G90

Anexo 1.3.3 Alternativa Sierra Marisa- W2E151/4.8

Aerogenerador	Valores de Weibull		Energía bruta Producida (MWh)	Energía neta Producida (MWh)
	A	k		
A1	6,42	1,73	17.710,64	16.400,10
A2	6,52	1,78	18.123,89	16.782,78
A3	6,47	1,70	17.875,65	16.552,91
A4	6,43	1,73	17.734,85	16.422,53
A5	6,86	1,74	19.246,08	17.821,93
A6	6,89	1,70	19.282,72	17.855,86
A7	6,43	1,70	17.731,22	16.419,17
A8	6,35	1,78	17.502,97	16.207,81
A9	6,57	1,78	18.302,53	16.948,20
A10	6,47	1,70	17.883,43	16.356,11
Total			181.393,98	167.971,39

Tabla Anexo (1) 15: Coeficientes Weibull y energía bruta y neta producida alternativa Sierra Marisa-W2E151/4.8

Anexo 1.3.4 Alternativa Pico hierbas - Vestas 112

Aerogenerador	Valores de Weibull		Energía bruta Producida (MWh)	Energía neta Producida (MWh)
	A	k		
A1	5,75	1,33	7.589,68	6.999,92
A2	6,30	1,39	8.657,88	7.985,13
A3	6,68	1,36	9.421,50	8.689,40
A4	6,35	1,52	8.623,76	7.953,65
A5	5,98	1,58	7.701,36	7.102,93
A6	6,16	1,44	8.296,93	7.652,22
A7	6,37	1,48	8.708,14	8.031,48
A8	5,93	1,12	8.192,23	7.555,66
A9	6,65	1,45	9.321,49	8.597,16
A10	6,84	1,19	9.645,60	8.896,10
A11	6,55	1,29	9.194,35	8.479,90
A12	5,97	1,52	7.771,20	7.167,35
A13	6,41	1,51	8.758,41	8.077,85
A14	6,80	1,11	9.492,93	8.755,29
A15	6,24	1,11	8.682,58	8.007,90
Total			130.058,04	119.951,95

Tabla Anexo (1) 16: Coeficientes Weibull y energía bruta y neta producida alternativa Pico hierbas-Vestas 112

Anexo 1.3.5 Alternativa Pico hierbas - Enercon 101

Aerogenerador	Valores de Weibull		Energía bruta Producida (MWh)	Energía neta Producida (MWh)
	A	k		
A1	5,75	1,33	6.695,33	6.175,07
A2	6,3	1,39	7.637,12	7.043,68
A3	6,68	1,36	8.341,48	7.693,30
A4	6,35	1,52	7.582,49	6.993,30
A5	5,98	1,58	6.739,88	6.216,16
A6	6,16	1,44	7.309,70	6.741,70
A7	6,37	1,48	7.668,65	7.072,76
A8	5,93	1,12	7.272,80	6.707,67
A9	6,65	1,45	8.230,83	7.591,23
A10	6,84	1,19	8.586,45	7.919,25
A11	6,55	1,29	8.155,01	7.521,33
A12	5,97	1,52	6.812,50	6.283,14
A13	6,41	1,51	7.713,33	7.113,97
A14	6,8	1,11	8.459,44	7.802,10
A15	6,24	1,11	7.723,84	7.123,66
A16	6,30	1,22	7.784,90	7.208,84
Total			122.713,75	113.207,19

Tabla Anexo (1) 17: Coeficientes Weibull y energía bruta y neta producida alternativa Sierra Marisa-Enercon 101

Anexo 1.3.6 Ubicación aerogeneradores Pico hierbas – W2E151/4.8

Aerogenerador	Valores de Weibull		Energía bruta Producida (MWh)	Energía neta Producida (MWh)
	A	k		
A1	6,09	1,19	16.206,92	15.007,66
A2	6,10	1,61	16.559,71	15.334,34
A3	6,41	1,56	17.581,37	16.280,41
A4	5,93	1,43	15.919,64	14.741,64
A5	6,38	1,54	17.449,25	16.158,6
A6	6,11	1,29	16.403,00	15.189,23
A7	6,71	1,25	17.895,71	16.571,48
A8	6,86	1,60	19.069,23	17.658,16
A9	5,91	1,73	15.865,27	14.691,29
A10	6,34	1,39	17.189,92	15.917,92
Total			170.140,02	157.550,18

Tabla Anexo (1) 18: Coeficientes Weibull y energía bruta y neta producida alternativa Sierra Marisa-W2E151/4.8

Anexo 1.3.7 Alternativa Pico hierbas- G90

Aerogenerador	Valores de Weibull		Energía bruta Producida (MWh)	Energía neta Producida (MWh)
	A	k		
A1	6,67	1,43	5.732,48	5.287,04
A2	5,96	1,41	4.848,12	4.471,40
A3	6,57	1,45	5.601,61	5.166,34
A4	5,99	1,50	4.809,33	4.435,73
A5	6,32	1,60	5.195,11	4.791,43
A6	5,79	1,37	4.666,38	4.303,78

A7	6,44	1,44	5.439,17	5.016,17
A8	5,96	1,52	4.747,10	4.378,23
A9	6,75	1,55	5.795,31	5.344,99
A10	6,78	1,49	5.984,49	5,394,98
A11	6,09	1,50	4.946,17	4.561,83
A12	6,69	1,56	5.715,14	5.271,05
A13	5,85	1,33	4.776,89	4.405,70
A14	6,01	1,43	4.905,51	4.525,25
A15	6,34	1,58	5.231,44	4.824,93
A16	6,01	1,48	4.863,50	4.503,62
A17	6,39	1,56	5.312,92	4.919,78
A18	6,80	1,35	5.890,74	5.454,84
A19	6,80	1,55	5.861,15	5.427,44
A20	6,20	1,37	5.181,40	4.798,00
A21	5,86	1,55	4.588,05	4.248,55
A22	6,83	1,38	5.925,60	5.487,12
A23	6,21	1,54	5.076,65	4.700,99
A24	6,48	1,33	5.530,61	5.121,36
A25	6,78	1,35	5.863,21	5.429,35
Total			132.488,08	122.270,15

Tabla Anexo (1) 19: Coeficientes Weibull y energía bruta y neta producida alternativa Sierra Marisa-G90

Anexo 1.2.8 Ubicación aerogeneradores La Nevera de Chiva - Vestas 112

Aerogenerador	Valores de Weibull		Energía bruta Producida (MWh)	Energía neta Producida (MWh)
	A	k		
A1	7,03	1,50	10.083,11	9.299,61
A2	6,95	1,31	9.912,30	9.142,06
A3	6,89	1,41	9.813,04	9.050,52
A4	6,79	1,34	9.632,50	8.884,00
A5	7,04	1,50	10.103,00	9.317,96
A6	7,12	1,39	10.250,85	9.454,31
A7	7,02	1,45	10.068,36	9.286,00
A8	7,20	1,44	10.401,94	9.593,66
A9	7,12	1,49	10.263,67	9.466,13
A10	6,84	1,43	9.707,72	8.953,38
A11	6,73	1,33	9.517,47	8.479,90
A12	6,95	1,44	9.921,83	9.150,86
A13	6,74	1,34	9.540,83	8.799,46
A14	7,11	1,41	10.237,48	9.441,98
A15	6,24	1,11	10.361,74	9.556,58
Total			149.815,84	138.174,44

Tabla Anexo (1) 20: Coeficientes Weibull y energía bruta y neta producida alternativa Pico hierbas-Vestas 112

Anexo 1.2.9 Ubicación aerogeneradores La Nevera de Chiva – Enercon
101

Aerogenerador	Valores de Weibull		Energía bruta Producida (MWh)	Energía neta Producida (MWh)
	A	k		
A1	7,03	1,50	8.906,63	8.214,54
A2	6,95	1,31	8.796,86	8.113,30
A3	6,89	1,41	8.686,28	8.008,55
A4	6,79	1,34	8.535,15	7.871,93
A5	7,04	1,50	8.923,95	8.230,52
A6	7,12	1,39	9.084,43	8.378,53
A7	7,02	1,45	8.904,65	8.212,72
A8	7,20	1,44	9.210,29	8.494,61
A9	7,12	1,49	9.072,80	8.367,69
A10	6,84	1,43	8.582,18	7.915,30
A11	6,73	1,33	8.433,66	7.778,33
A12	6,95	1,44	8.772,93	9.091,24
A13	6,74	1,34	8.453,19	7.796,34
A14	7,11	1,41	9.066,91	8.362,37
A15	7,19	1,37	9.910,96	8.476,78
A16	7,11	1,42	9.070,11	8.398,95
Total			142.410,98	130.711,81

Tabla Anexo (1) 21: Coeficientes Weibull y energía bruta y neta producida alternativa Sierra Marisa-Enercon 101

Anexo 1.2.10 Ubicación aerogeneradores La Nevera de Chiva – G90

Aerogenerador	Valores de Weibull		Energía bruta Producida (MWh)	Energía neta Producida (MWh)
	A	k		
A1	7,10	1,32	6.203,75	5.721,68
A2	7,00	1,43	6.114,13	5.639,04
A3	6,97	1,50	6.074,96	5.602,91
A4	6,76	1,44	5.832,41	5.379,20
A5	6,97	1,44	6.077,61	5.605,35
A6	6,70	1,41	5.772,81	5.324,23
A7	6,99	1,50	6.100,58	5.626,54
A8	7,03	1,38	6.143,44	5.666,07
A9	7,20	1,33	6.304,90	5.814,98
A10	7,08	1,33	6.180,00	5.699,79
A11	7,03	1,47	6.156,26	5.677,89
A12	6,88	1,44	5.976,08	5.511,71
A13	6,80	1,38	5.889,20	5.431,58
A14	7,22	1,35	6.339,64	5.847,03
A15	7,07	1,40	6.186,25	5.705,55
A16	7,11	1,42	6.244,18	5.782,13
A17	7,03	1,50	6.145,17	5.690,44
A18	7,18	1,34	6.289,19	5.823,82
A19	6,96	1,36	6.062,24	5.613,66
A20	7,03	1,44	6.148,11	5.693,17
A21	7,02	1,47	6.136,19	5.682,13

A22	7,22	1,44	6.369,04	5.897,75
A23	7,18	1,46	6.330,24	5.861,82
A24	6,99	1,37	6.100,82	5.649,38
A25	7,04	1,34	6.145,87	5.691,09
Total			153.323,07	141.638,95

Tabla Anexo (1) 22: Coeficientes Weibull y energía bruta y neta producida alternativa Sierra Marisa-G90

Anexo 1.2.11 Ubicación aerogeneradores La Nevera de Chiva - W2E151/4.8

Aerogenerador	Valores de Weibull		Energía bruta Producida (MWh)	Energía neta Producida (MWh)
	A	k		
A1	7,01	1,33	18.853,07	17.458,00
A2	6,97	1,32	18.716,95	17.331,96
A3	6,83	1,41	18.583,02	17.207,93
A4	6,80	1,33	18.311,25	16.956,27
A5	7,14	1,36	19.257,79	17.830,00
A6	6,92	1,43	18.890,38	17.492,55
A7	7,17	1,31	19.156,80	17.739,25
A8	6,94	1,30	18.604,53	17.227,85
A9	6,75	1,38	18.325,34	16.969,32
A10	6,87	1,43	18.736,06	17.349,65
Total			187.435,19	173.562,80

Tabla Anexo (1) 23: Coeficientes Weibull y energía bruta y neta producida alternativa Sierra Marisa-W2E151/4.8

ANEXO 2: Cálculos eléctricos de las de las distintas alternativas

Índice de tablas Anexo 2

Tabla Anexo (2) 1: Distancias Aerogenerador Alternativa Sierra Marisa.....	133
Tabla Anexo (2) 2: Intensidad, sección y caída de tensión de Alternativa Sierra Marisa.	134
Tabla Anexo (2) 3: Distancias Aerogenerador Alternativa Sierra Marisa-G90.....	134
Tabla Anexo (2) 4: Intensidad, sección y caída de tensión de Alternativa Sierra Marisa-G90..	135
Tabla Anexo (2) 5: Distancias Aerogenerador Alternativa Sierra Marisa-W2E151/4.8.	135
Tabla Anexo (2) 6: Intensidad, sección y caída de tensión de Alternativa Sierra Marisa- W2E151/4.8.....	135
Tabla Anexo (2) 7: Distancias Aerogenerador Alternativa Sierra Marisa-W2E151/4.8.	136
Tabla Anexo (2) 8: Intensidad, sección y caída de tensión de Alternativa Sierra Marisa- W2E151/4.8.....	136
Tabla Anexo (2) 9: Distancias Aerogenerador Alternativa Sierra Marisa.....	137
Tabla Anexo (2) 10: Intensidad, sección y caída de tensión de Alternativa Sierra Marisa.	137
Tabla Anexo (2) 11: Distancias Aerogenerador Alternativa Sierra Marisa-W2E151/4.8.	137
Tabla Anexo (2) 12: Intensidad, sección y caída de tensión de Alternativa Sierra Marisa- W2E151/4.8.....	138
Tabla Anexo (2) 13: Distancias Aerogenerador Alternativa Sierra Marisa-G90.....	138
Tabla Anexo (2) 14: Intensidad, sección y caída de tensión de Alternativa Sierra Marisa-G90.	139
Tabla Anexo (2) 15: Distancias Aerogenerador Alternativa Sierra Marisa-W2E151/4.8.	139
Tabla Anexo (2) 16: Intensidad, sección y caída de tensión de Alternativa Sierra Marisa- W2E151/4.8.....	140
Tabla Anexo (2) 17: Distancias Aerogenerador Alternativa Sierra Marisa.....	140
Tabla Anexo (2) 18: Distancias Aerogenerador Alternativa Sierra Marisa.....	141
Tabla Anexo (2) 19: Distancias Aerogenerador Alternativa Sierra Marisa-G90.....	141
Tabla Anexo (2) 20: Intensidad, sección y caída de tensión de Alternativa Sierra Marisa-G90.	142
Tabla Anexo (2) 21: Distancias Aerogenerador Alternativa Sierra Marisa-W2E151/4.8.	142
Tabla Anexo (2) 22: Intensidad, sección y caída de tensión de Alternativa Sierra Marisa- W2E151/4.8.....	143

En el presente anexo, se presentan las distancias de tramos de cada una de las alternativas, a continuación, las intensidades y la secciones ya seleccionadas por tramo. Para finalizar, muestran las pérdidas de energía producidas por el cable en cada una de las alternativas.

Los métodos que se han seguido han sido los iterativos descritos en el capítulo 7: Infraestructura eléctrica. En el presente anexo, solo se dejan descritos las partes finales de las distintas iteraciones.

Para simplificar este apartado, se van a colorear las tablas con las filas del mismo color con aquellas que pertenezcan a los mismos tramos.

Según lo expuesto en la memoria, todos los circuitos funcionan con 30 kV.

Anexo 2.1: Tramos de cada una de las alternativas.

Anexo 2.1.1: Alternativa Sierra Marisa – Enercon 101

Circuitos	Distancias (m)	Nº terneos por zanja	NºAeros por terno
A1-A2	276m	1	1
A2-A3	279m	1	2
A3-Subestación	2100m	1	3
A4-A5	298m	2	1/3
A5-A6	283m	2	2/3
A6-Subestación	1215 m	2	3/3
A7-A8	268m	3	1/3/3
A8-A9	272m	3	2/3/3
A9-Subestación	400 m	3	3/3/3
A16-A15	306m	3	1
A15-Subestación	1718 m	3	2
A14-A13	289m	2	1/2
A13-Subestación	1300 m	2	2/2
A12-A11	292m	1	1/2/2
A11-A10	273m	1	2/2/2
A10-Subestación	400m	1	3/2/2

Tabla Anexo (2) 1: Distancias Aerogenerador Alternativa Sierra Marisa.

Intensidad, secciones y caída de tensión por tramo

Circuitos	Intensidad (A)	Sección térmica (mm^2)	Sección Cortocircuito (mm^2)	Caída de tensión (V)	Caída de tensión (%)
A1-A2	101,7	50	120	5,34	0,02
A2-A3	203,3	70	120	10,81	0,04
A3-Subestación	305	150	150	122	0,41
A4-A5	101,7	50	120	5,77	0,02
A5-A6	203,3	70	120	10,96	0,04
A6-Subestación	305	120	120	70,60	0,24
A7-A8	101,7	50	120	5,6	0,02
A8-A9	203,3	70	120	15,5	0,05
A9-Subestación	305	95	120	23,24	0,08
A16-A15	101,7	50	120	5,92	0,02
A15-Subestación	203,3	70	120	66,56	0,22

A14-A13	101,7	50	120	5,60	0,02
A13-Subestación	203,3	70	120	50,60	0,17
A12-A11	101,7	50	120	5,6	0,02
A11-A10	203,3	70	120	15,5	0,05
A10-Subestación	305	95	120	23,24	0,08

Tabla Anexo (2) 2: Intensidad, sección y caída de tensión de Alternativa Sierra Marisa.

Anexo 2.1.2 Alternativa Sierra Marisa- G90

Circuitos	Distancias (m)	Nº terneos por zanja	NºAeros por terno
A1-A2	294m	1	1
A2-A3	289m	1	2
A3-A4	296m	1	3
A4-A5	305m	1	4
A5-Subestación	3246m	1	5
A6-A7	275m	2	1/5
A7-A8	285m	2	2/5
A8-A9	279m	2	3/5
A9-A10	283m	2	4/5
A10-Subestación	1800m	2	5/5
A11-A12	262m	3	1/5/5
A12-A13	289m	3	2/5/5
A13-A14	262m	3	3/5/5
A14-A15	300m	3	4/5/5
A15-subestación	400m	3	5/5/5
A25-A24	283m	1	1
A24-A23	294m	1	2
A23-A22	297m	1	3
A22-A21	277m	1	4
A21-Subestación	1550m	1	5
A20-A19	259m	2	1/5
A19-A18	274m	2	2/5
A18-A17	292m	2	3/5
A17-A16	277m	2	4/5
A16-Subestación	400m	2	5/5

Tabla Anexo (2) 3: Distancias Aerogenerador Alternativa Sierra Marisa-G90.

Intensidad, secciones y caída de tensión por tramo

Circuitos	Intensidad (A)	Sección térmica (mm ²)	Sección Cortocircuito (mm ²)	Caída de tensión (V)	Caída de tensión (%)
A1-A2	66,67	50	120	3,73	0,01
A2-A3	133,33	50	120	7,468	0,02
A3-A4	200	70	120	11,20	0,04
A4-A5	266,67	120	120	15,49	0,05
A5-Subestación	333,33	150	150	206,14	0,69
A6-A7	66,67	50	120	3,46	0,01
A7-A8	133,33	50	120	7,35	0,02
A8-A9	200	50	120	11,32	0,04

A9-A10	266,67	95	120	15,32	0,05
A10-Subestación	333,33	120	120	135,25	0,42
A11-A12	66,67	50	120	3,76	0,01
A12-A13	133,33	50	120	7,45	0,02
A13-A14	200	50	120	11,62	0,04
A14-A15	266,67	70	120	15,12	0,05
A15-subestación	333,33	120	120	40,25	0,12
A25-A24	66,67	50	120	3,25	0,01
A24-A23	133,33	50	120	7,32	0,02
A23-A22	200	70	120	11,45	0,04
A22-A21	266,67	120	120	15,75	0,05
A21-Subestación	333,33	150	150	38,15	0,11
A20-A19	66,67	50	120	3,46	0,01
A19-A18	133,33	50	120	7,35	0,02
A18-A17	200	50	120	11,32	0,04
A17-A16	266,67	95	120	15,32	0,05
A16-Subestación	333,33	120	120	101,25	0,33

Tabla Anexo (2) 4: Intensidad, sección y caída de tensión de Alternativa Sierra Marisa-G90.

Anexo 2.1.3 Alternativa Sierra Marisa- W2E151/4.8

Circuitos	Distancias (m)	Nº terneos por zanja	NºAeros por terno
A1-A2	451m	1	1
A2-Subestación	2018m	1	2
A3-A4	392m	2	1/2
A4-Subestación	1540m	2	2/2
A5-A6	397m	3	1/2/2
A6-Subestación	400m	3	2/2/2
A8-A7	402m	2	1/2
A7Subestación	400m	2	2/2
A10-A9	447m	1	1
A9-Subestación	804m	1	2

Tabla Anexo (2) 5: Distancias Aerogenerador Alternativa Sierra Marisa-W2E151/4.8.

Intensidad, secciones y caída de tensión por tramo

Circuitos	Intensidad (A)	Sección térmica (mm^2)	Sección Cortocircuito (mm^2)	Caída de tensión (V)	Caída de tensión (%)
A1-A2	160	50	120	13,75	0,05
A2-Subestación	320	150	150	123,03	0,41
A3-A4	160	50	120	12,31	0,04
A4-Subestación	320	120	150	103,6	0,30
A5-A6	160	50	120	13,06	0,04
A6-Subestación	320	95	150	40,12	0,13
A8-A7	160	50	120	13,02	0,04
A7Subestación	320	120	150	83,03	0,26
A10-A9	160	50	120	13,75	0,05
A9-Subestación	320	150	150	60,35	0,21

Tabla Anexo (2) 6: Intensidad, sección y caída de tensión de Alternativa Sierra Marisa-W2E151/4.8

Anexo 2.1.4 Alternativa Pico hierbas - Vestas 112

Circuitos	Distancias (m)	Nº terneos por zanja	NºAeros por terno
A1-A2	290m	1	1
A2-Subestación	1879m	1	1
A3-A4	294m	2	1/2
A4-Subestación	1292m	2	1/2
A5-A6	307m	3	1/2/2
A6-A7	285m	3	2/2/2
A7-Subestación	400m	3	3/2/2
A10-A9	286m	3	1/3/2
A-9-A8	296m	3	2/3/2
A8-Subestación	400m	3	1/3/2
A-13-A12	283m	2	1/2
A12-A11	292m	2	2/2
A11-Subestación	1950m	2	3/2
A15-A14	317m	1	1
A14-Subestación	2320m	1	2

Tabla Anexo (2) 7: Distancias Aerogenerador Alternativa Sierra Marisa-W2E151/4.8.

Intensidad, secciones y caída de tensión por tramo

Circuitos	Intensidad (A)	Sección térmica (mm ²)	Sección Cortocircuito (mm ²)	Caída de tensión (V)	Caída de tensión (%)
A1-A2	110	50	120	6	0,02
A2-Subestación	220	95	120	78,76	0,26
A3-A4	110	50	120	6	0,02
A4-Subestación	220	95	120	58,63	0,19
A5-A6	110	50	120	5,23	0,01
A6-A7	220	95	120	10,23	0,03
A7-Subestación	330	150	150	20,12	0,06
A10-A9	110	50	120	5,15	0,01
A-9-A8	220	95	120	11,32	0,03
A8-Subestación	330	150	150	20,12	0,06
A-13-A12	110	50	120	5,23	0,01
A12-A11	220	95	120	10,23	0,03
A11-Subestación	330	150	150	20,12	0,06
A15-A14	110	50	120	6	0,02
A14-Subestación	220	95	120	58,63	0,19

Tabla Anexo (2) 8: Intensidad, sección y caída de tensión de Alternativa Sierra Marisa-W2E151/4.8

Anexo 2.1.5: Alternativa Pico hierbas – Enercon 101

Circuitos	Distancias (m)	Nº terneos por zanja	NºAeros por terno
A1-A2	290m	1	1
A2-Subestación	1879m	1	2
A3-A4	294m	2	3
A4-Subestación	1292m	2	1/3

A5-A6	307m	3	2/3
A6-A7	285m	3	3/3
A7-Subestación	400m	3	1/3/3
A10-A9	286m	3	2/3/3
A-9-A8	296m	3	3/3/3
A8-Subestación	400m	3	1
A-13-A12	283m	2	2
A12-A11	292m	2	1/2
A11-Subestación	1950m	2	2/2
A16-A15	317m	1	1/2/2
A15-A14	310m	1	2/2/2
A14-Subestación	2630m	1	3/2/2

Tabla Anexo (2) 9: Distancias Aerogenerador Alternativa Sierra Marisa.

Intensidad, secciones y caída de tensión por tramo

Circuitos	Intensidad (A)	Sección térmica (mm ²)	Sección Cortocircuito (mm ²)	Caída de tensión (V)	Caída de tensión (%)
A1-A2	101,7	50	120	5,37	0,02
A2-Subestación	203,3	70	120	11,44	0,04
A3-A4	101,7	50	120	120,96	0,40
A4-Subestación	203,3	70	120	5,59	0,02
A5-A6	101,7	50	120	11,79	0,04
A6-A7	203,3	70	120	75,52	0,25
A7-Subestación	305	95	120	5,86	0,02
A10-A9	101,7	50	120	16,70	0,06
A-9-A8	203,3	70	120	22,65	0,08
A8-Subestación	305	95	120	5,67	0,02
A-13-A12	101,7	50	120	67,47	0,22
A12-A11	203,3	70	120	5,26	0,02
A11-Subestación	305	120	120	55,11	0,18
A16-A15	101,7	50	120	5,62	0,02
A15-A14	203,3	95	120	14,53	0,05
A14-Subestación	305	150	150	21,84	0,07

Tabla Anexo (2) 10: Intensidad, sección y caída de tensión de Alternativa Sierra Marisa.

Anexo 2.1.6 Alternativa Sierra Marisa- W2E151/4.8

Circuitos	Distancias (m)	Nº terneos por zanja	NºAeros por terno
A1-Subestación	451m	1	1
A2-A3	2018m	1	2
A3-Subestación	392m	2	1/2
A4-A5	1540m	2	2/2
A5-Subestación	397m	3	1/2/2
A6-Subestación	400m	3	2/2/2
A7-A6	402m	2	1/2
A8-Subestación	400m	2	2/2
A9-A8	447m	1	1
A10-Subestación	804m	1	2

Tabla Anexo (2) 11: Distancias Aerogenerador Alternativa Sierra Marisa-W2E151/4.8.

Intensidad, secciones y caída de tensión por tramo

Circuitos	Intensidad (A)	Sección térmica (mm ²)	Sección Cortocircuito (mm ²)	Caída de tensión (V)	Caída de tensión (%)
A1-Subestación	160	50	120	13,75	0,05
A2-A3	320	150	150	123,03	0,41
A3-Subestación	160	50	120	12,31	0,04
A4-A5	320	120	150	103,6	0,30
A5-Subestación	160	50	120	13,06	0,04
A6-Subestación	320	95	150	40,12	0,13
A7-A6	160	50	120	13,02	0,04
A8-Subestación	320	120	150	83,03	0,26
A9-A8	160	50	120	13,75	0,05
A10-Subestación	320	150	150	60,35	0,21

Tabla Anexo (2) 12: Intensidad, sección y caída de tensión de Alternativa Sierra Marisa-W2E151/4.8

Anexo 2.1.7 Alternativa Sierra Marisa- G90

Circuitos	Distancias (m)	Nº terneos por zanja	NºAeros por terno
A1-A2	294m	1	1
A2-A3	289m	1	2
A3-A4	296m	1	3
A4-Subestación	305m	1	4
A5-A6	3246m	1	1/4
A6-A7	275m	2	2/4
A7-A8	285m	2	3/4
A8-A9	279m	2	4/4
A9-Subestación	283m	2	5/4
A10-A11	1800m	2	1/5/4
A11-A12	262m	3	2/5/4
A12-A13	289m	3	3/5/4
A13-A14	262m	3	4/5/4
A14-Subestación	300m	3	5/5/4
A25-A24	400m	3	1
A24-A23	283m	1	2
A23-Subestación	294m	1	3
A22-A21	297m	1	1/3
A21-A20	277m	1	2/3
A20-A19	1550m	1	3/3
A19-Subestación	259m	2	4/3
A18-A17	274m	2	1/4/3
A17-A16	292m	2	2/4/3
A16-A15	277m	2	3/4/3
A15-Subestación	400m	2	4/4/3

Tabla Anexo (2) 13: Distancias Aerogenerador Alternativa Sierra Marisa-G90.

Intensidad, secciones y caída de tensión por tramo

Circuitos	Intensidad (A)	Sección térmica (mm ²)	Sección Cortocircuito (mm ²)	Caída de tensión (V)	Caída de tensión (%)
A1-A2	66,67	50	120	3,73	0,01
A2-A3	133,33	50	120	7,468	0,02
A3-A4	200	70	120	11,20	0,04
A4-Subestación	266,67	120	120	15,49	0,05
A5-A6	66,67	50	120	206,14	0,69
A6-A7	133,33	50	120	3,46	0,01
A7-A8	200	70	120	7,35	0,02
A8-A9	266,67	120	120	11,32	0,04
A9-Subestación	333,33	150	150	15,32	0,05
A10-A11	66,67	50	120	135,25	0,42
A11-A12	133,33	50	120	3,76	0,01
A12-A13	200	70	120	7,45	0,02
A13-A14	266,67	120	120	11,62	0,04
A14-Subestación	333,33	150	150	15,12	0,05
A25-A24	66,67	50	120	40,25	0,12
A24-A23	133,33	50	120	3,25	0,01
A23-Subestación	200	70	120	7,32	0,02
A22-A21	66,67	50	120	11,45	0,04
A21-A20	133,33	50	120	15,75	0,05
A20-A19	200	70	120	38,15	0,11
A19-Subestación	266,67	120	120	3,46	0,01
A18-A17	66,67	50	120	7,35	0,02
A17-A16	133,33	50	120	11,32	0,04
A16-A15	200	70	120	15,32	0,05
A15-Subestación	266,67	120	120	101,25	0,33

Tabla Anexo (2) 14: Intensidad, sección y caída de tensión de Alternativa Sierra Marisa-G90.

Anexo 2.1.8 Alternativa La nevera - Vestas 112

Circuitos	Distancias (m)	Nº terneos por zanja	NºAeros por terno
A1-A2	290m	1	1
A2-Subestación	1879m	1	1
A3-A4	294m	2	1/2
A4-Subestación	1292m	2	1/2
A5-A6	307m	3	1/2/2
A6-A7	285m	3	2/2/2
A7-Subestación	400m	3	3/2/2
A10-A9	286m	3	1/3/2
A-9-A8	296m	3	2/3/2
A8-Subestación	400m	3	1/3/2
A-13-A12	283m	2	1/2
A12-A11	292m	2	2/2
A11-Subestación	1950m	2	3/2
A15-A14	317m	1	1
A14-Subestación	2320m	1	2

Tabla Anexo (2) 15: Distancias Aerogenerador Alternativa Sierra Marisa-W2E151/4.8.

Intensidad, secciones y caída de tensión por tramo

Circuitos	Intensidad (A)	Sección térmica (mm ²)	Sección Cortocircuito (mm ²)	Caída de tensión (V)	Caída de tensión (%)
A1-A2	110	50	120	6	0,02
A2-Subestación	220	95	120	78,76	0,26
A3-A4	110	50	120	6	0,02
A4-Subestación	220	95	120	58,63	0,19
A5-A6	110	50	120	5,23	0,01
A6-A7	220	95	120	10,23	0,03
A7-Subestación	330	150	150	20,12	0,06
A10-A9	110	50	120	5,15	0,01
A-9-A8	220	95	120	11,32	0,03
A8-Subestación	330	150	150	20,12	0,06
A-13-A12	110	50	120	5,23	0,01
A12-A11	220	95	120	10,23	0,03
A11-Subestación	330	150	150	20,12	0,06
A15-A14	110	50	120	6	0,02
A14-Subestación	220	95	120	58,63	0,19

Tabla Anexo (2) 16: Intensidad, sección y caída de tensión de Alternativa Sierra Marisa-W2E151/4.8

Anexo 2.1.9: La nevera – Enercon 101

Circuitos	Distancias (m)	Nº terneos por zanja	NºAeros por terno
A1-A2	290m	1	1
A2-Subestación	1879m	1	2
A3-A4	294m	2	3
A4-Subestación	1292m	2	1/3
A5-A6	307m	3	2/3
A6-A7	285m	3	3/3
A7-Subestación	400m	3	1/3/3
A10-A9	286m	3	2/3/3
A-9-A8	296m	3	3/3/3
A8-Subestación	400m	3	1
A-13-A12	283m	2	2
A12-A11	292m	2	1/2
A11-Subestación	1950m	2	2/2
A16-A15	317m	1	1/2/2
A15-A14	310m	1	2/2/2
A14-Subestación	2630m	1	3/2/2

Tabla Anexo (2) 17: Distancias Aerogenerador Alternativa Sierra Marisa.

Intensidad, secciones y caída de tensión por tramo

Circuitos	Intensidad (A)	Sección térmica (mm ²)	Sección Cortocircuito (mm ²)	Caída de tensión (V)	Caída de tensión (%)
A1-A2	101,7	50	120	5,37	0,02
A2-Subestación	203,3	70	120	11,44	0,04
A3-A4	101,7	50	120	120,96	0,40
A4-Subestación	203,3	70	120	5,59	0,02

A5-A6	101,7	50	120	11,79	0,04
A6-A7	203,3	70	120	75,52	0,25
A7-Subestación	305	95	120	5,86	0,02
A10-A9	101,7	50	120	16,70	0,06
A-9-A8	203,3	70	120	22,65	0,08
A8-Subestación	305	95	120	5,67	0,02
A-13-A12	101,7	50	120	67,47	0,22
A12-A11	203,3	70	120	5,26	0,02
A11-Subestación	305	120	120	55,11	0,18
A16-A15	101,7	50	120	5,62	0,02
A15-A14	203,3	95	120	14,53	0,05
A14-Subestación	305	150	150	21,84	0,07

Tabla Anexo (2) 18: Distancias Aerogenerador Alternativa Sierra Marisa.

Anexo 2.1.10 Alternativa Sierra Marisa- G90

Circuitos	Distancias (m)	Nº terneos por zanja	NºAeros por terno
A1-A2	294m	1	1
A2-A3	289m	1	2
A3-A4	296m	1	3
A4-Subestación	305m	1	4
A5-A6	3246m	1	1/4
A6-A7	275m	2	2/4
A7-A8	285m	2	3/4
A8-A9	279m	2	4/4
A9-Subestación	283m	2	5/4
A10-A11	1800m	2	1/5/4
A11-A12	262m	3	2/5/4
A12-A13	289m	3	3/5/4
A13-A14	262m	3	4/5/4
A14-Subestación	300m	3	5/5/4
A25-A24	400m	3	1
A24-A23	283m	1	2
A23-Subestación	294m	1	3
A22-A21	297m	1	1/3
A21-A20	277m	1	2/3
A20-A19	1550m	1	3/3
A19-Subestación	259m	2	4/3
A18-A17	274m	2	1/4/3
A17-A16	292m	2	2/4/3
A16-A15	277m	2	3/4/3
A15-Subestación	400m	2	4/4/3

Tabla Anexo (2) 19: Distancias Aerogenerador Alternativa Sierra Marisa-G90.

Intensidad, secciones y caída de tensión por tramo

Circuitos	Intensidad (A)	Sección térmica (mm ²)	Sección Cortocircuito (mm ²)	Caída de tensión (V)	Caída de tensión (%)
A1-A2	66,67	50	120	3,73	0,01
A2-A3	133,33	50	120	7,468	0,02
A3-A4	200	70	120	11,20	0,04
A4-Subestación	266,67	120	120	15,49	0,05
A5-A6	66,67	50	120	206,14	0,69
A6-A7	133,33	50	120	3,46	0,01
A7-A8	200	70	120	7,35	0,02
A8-A9	266,67	120	120	11,32	0,04
A9-Subestación	333,33	150	150	15,32	0,05
A10-A11	66,67	50	120	135,25	0,42
A11-A12	133,33	50	120	3,76	0,01
A12-A13	200	70	120	7,45	0,02
A13-A14	266,67	120	120	11,62	0,04
A14-Subestación	333,33	150	150	15,12	0,05
A25-A24	66,67	50	120	40,25	0,12
A24-A23	133,33	50	120	3,25	0,01
A23-Subestación	200	70	120	7,32	0,02
A22-A21	66,67	50	120	11,45	0,04
A21-A20	133,33	50	120	15,75	0,05
A20-A19	200	70	120	38,15	0,11
A19-Subestación	266,67	120	120	3,46	0,01
A18-A17	66,67	50	120	7,35	0,02
A17-A16	133,33	50	120	11,32	0,04
A16-A15	200	70	120	15,32	0,05
A15-Subestación	266,67	120	120	101,25	0,33

Tabla Anexo (2) 20: Intensidad, sección y caída de tensión de Alternativa Sierra Marisa-G90.

Anexo 2.1.11 Alternativa Sierra Marisa- W2E151/4.8

Circuitos	Distancias (m)	Nº terneos por zanja	NºAeros por terno
A1-Subestación	451m	1	1
A2-A3	2018m	1	2
A3-Subestación	392m	2	1/2
A4-A5	1540m	2	2/2
A5-Subestación	397m	3	1/2/2
A6-Subestación	400m	3	1/2/2
A7-A6	402m	2	1/2
A8-Subestación	400m	2	2/2
A9-A8	447m	1	1
A10-Subestación	804m	1	2

Tabla Anexo (2) 21: Distancias Aerogenerador Alternativa Sierra Marisa-W2E151/4.8.

Intensidad, secciones y caída de tensión por tramo

Circuitos	Intensidad (A)	Sección térmica (mm ²)	Sección Cortocircuito (mm ²)	Caída de tensión (V)	Caída de tensión (%)
A1-Subestación	160	50	120	13,75	0,05
A2-A3	320	150	150	123,03	0,41
A3-Subestación	160	50	120	12,31	0,04
A4-A5	320	120	150	103,6	0,30
A5-Subestación	160	50	120	13,06	0,04
A6-Subestación	320	95	150	40,12	0,13
A7-A6	160	50	120	13,02	0,04
A8-Subestación	320	120	150	83,03	0,26
A9-A8	160	50	120	13,75	0,05
A10-Subestación	320	150	150	60,35	0,21

Tabla Anexo (2) 22: Intensidad, sección y caída de tensión de Alternativa Sierra Marisa-W2E151/4.8

ANEXO 3: Cálculos económicos de las de las distintas alternativas

Índice de tablas anexo 3

Tabla Anexo (3) 1: Precios por aerogenerador con transportes instalación.....	146
Tabla Anexo (3) 2: Precio Construcción y adecuación vías acceso por alternativa.....	146
Tabla Anexo (3) 3: Precio cimentación de cada una de las alternativas.	146
Tabla Anexo (3) 4: Precio de la construcción de zanjas de cada una de lass alternativas	146
Tabla Anexo (3) 5: Precio total de obra civil de cada una de las alternativas.....	147
Tabla Anexo (3) 6: Precio cableado de cada una de las alternativas	147
Tabla Anexo (3) 7: Precio de las celdas de conexión de cada una de las alternativas.	147
Tabla Anexo (3) 9: Precio total de instalación eléctrica de cada una de las alternativas.	148
Tabla Anexo (3) 10: Precio de medidas compensatorias de cada una de las alternativas.	148
Tabla Anexo (3) 11: Coste de mantenimiento de cada una de las alternativas.....	148
Tabla Anexo (3) 12:Coste total de cada una de las alternativas con una vida útil de 25 años .	149
Tabla Anexo (3) 13: VAN a 25 años de cada una de las alternativas y a un 10%.	149
Tabla Anexo (3) 14: TIR a 25 años de cada una de las alternativas.	149
Tabla Anexo (3) 15: Ingresos en función de la alternativa.....	150

En el presente capítulo se van a mostrar el precio de cada una de las partidas de las alternativas. Para finalizar se mostrará los TIR y VAN de cada una de las alternativas.

<i>Aerogenerador</i>	<i>Coste (€)</i>
<i>Enercon 101</i>	<i>3.087.427,20</i>
<i>G90</i>	<i>1.994.100,00</i>
<i>W2E151/4.8</i>	<i>4.909.639,20</i>

Tabla Anexo (3) 1: Precios por aerogenerador con transportes instalación.

<i>Alternativa</i>	<i>Coste (€)</i>
<i>Sierra Marisa - Enercon 101</i>	<i>907.910,95</i>
<i>Sierra Marisa - G90</i>	<i>2.276.275,33</i>
<i>Sierra Marisa - W2E-151/4.8</i>	<i>492.916,71</i>
<i>Pico hierbas - Vestas 112</i>	<i>825.705,12</i>
<i>Pico hierbas - Enercon 101</i>	<i>880.752,12</i>
<i>Pico hierbas - W2E-151/4.8</i>	<i>490.794,93</i>
<i>Pico hierbas – G90</i>	<i>2.026.302,77</i>
<i>La Nevera de Chiva - Vestas 112</i>	<i>1.215.781,66</i>
<i>La Nevera de Chiva – Enercon 101</i>	<i>1.000.632,86</i>
<i>La Nevera de Chiva - G90</i>	<i>1.915.572,22</i>
<i>La Nevera de Chiva - W2E-151/4.8</i>	<i>490.529,71</i>

Tabla Anexo (3) 2: Precio Construcción y adecuación vías acceso por alternativa

<i>Alternativa</i>	<i>Coste (€)</i>
<i>Sierra Marisa - Enercon 101</i>	<i>1.223.931,53</i>
<i>Sierra Marisa - G90</i>	<i>3.068.588,56</i>
<i>Sierra Marisa - W2E-151/4.8</i>	<i>664.488,42</i>
<i>Pico hierbas - Vestas 112</i>	<i>1.113.111,95</i>
<i>Pico hierbas - Enercon 101</i>	<i>1.187.319,42</i>
<i>Pico hierbas - W2E-151/4.8</i>	<i>661.628,10</i>
<i>Pico hierbas – G90</i>	<i>2.731.606,95</i>
<i>La Nevera de Chiva - Vestas 112</i>	<i>1.638.964,17</i>
<i>La Nevera de Chiva – Enercon 101</i>	<i>1.348.927,58</i>
<i>La Nevera de Chiva - G90</i>	<i>2.582.333,92</i>
<i>La Nevera de Chiva - W2E-151/4.8</i>	<i>661.270,56</i>

Tabla Anexo (3) 3: Precio cimentación de cada una de las alternativas.

<i>Alternativa</i>	<i>Coste (€)</i>
<i>Sierra Marisa - Enercon 101</i>	<i>65.876,05</i>
<i>Sierra Marisa - G90</i>	<i>165.161,61</i>
<i>Sierra Marisa - W2E-151/4.8</i>	<i>35.764,97</i>
<i>Pico hierbas - Vestas 112</i>	<i>59.911,38</i>
<i>Pico hierbas - Enercon 101</i>	<i>63.905,47</i>
<i>Pico hierbas - W2E-151/4.8</i>	<i>35.611,02</i>
<i>Pico hierbas – G90</i>	<i>147.024,14</i>
<i>La Nevera de Chiva - Vestas 112</i>	<i>88.214,48</i>
<i>La Nevera de Chiva – Enercon 101</i>	<i>72.603,75</i>
<i>La Nevera de Chiva - G90</i>	<i>138.989,77</i>
<i>La Nevera de Chiva - W2E-151/4.8</i>	<i>35.591,77</i>

Tabla Anexo (3) 4: Precio de la construcción de zanjas de cada una de las alternativas

<i>Alternativa</i>	<i>Coste (€)</i>
Sierra Marisa - Enercon 101	2.197.718,53
Sierra Marisa - G90	5.510.025,50
Sierra Marisa - W2E-151/4.8	1.193.170,10
Pico hierbas - Vestas 112	1.998.728,45
Pico hierbas - Enercon 101	2.131.977,01
Pico hierbas - W2E-151/4.8	1.188.034,04
Pico hierbas – G90	4.904.933,86
La Nevera de Chiva - Vestas 112	2.942.960,31
La Nevera de Chiva – Enercon 101	2.422.164,20
La Nevera de Chiva - G90	4.636.895,91
La Nevera de Chiva - W2E-151/4.8	1.187.392,04

Tabla Anexo (3) 5: Precio total de obra civil de cada una de las alternativas.

<i>Alternativa</i>	<i>Coste (€)</i>
Sierra Marisa - Enercon 101	402.493,25
Sierra Marisa - G90	1.009.113,79
Sierra Marisa - W2E-151/4.8	218.518,84
Pico hierbas - Vestas 112	366.049,93
Pico hierbas - Enercon 101	390.453,26
Pico hierbas - W2E-151/4.8	217.578,22
Pico hierbas – G90	898.296,46
La Nevera de Chiva - Vestas 112	538.977,87
La Nevera de Chiva – Enercon 101	443.598,54
La Nevera de Chiva - G90	849.207,61
La Nevera de Chiva - W2E-151/4.8	217.460,64

Tabla Anexo (3) 6: Precio cableado de cada una de las alternativas

<i>Alternativa</i>	<i>Coste (€)</i>
Sierra Marisa - Enercon 101	224.000,00
Sierra Marisa - G90	350.000,00
Sierra Marisa - W2E-151/4.8	140.000,00
Pico hierbas - Vestas 112	210.000,00
Pico hierbas - Enercon 101	224.000,00
Pico hierbas - W2E-151/4.8	140.000,00
Pico hierbas – G90	350.000,00
La Nevera de Chiva - Vestas 112	210.000,00
La Nevera de Chiva – Enercon 101	224.000,00
La Nevera de Chiva - G90	350.000,00
La Nevera de Chiva - W2E-151/4.8	140.000,00

Tabla Anexo (3) 7: Precio de las celdas de conexión de cada una de las alternativas.

<i>Alternativa</i>	<i>Coste (€)</i>
Sierra Marisa - Enercon 101	4.626.493,25
Sierra Marisa - G90	5.359.113,79
Sierra Marisa - W2E-151/4.8	4.358.518,84
Pico hierbas - Vestas 112	4.576.049,93
Pico hierbas - Enercon 101	4.614.453,26
Pico hierbas - W2E-151/4.8	4.357.578,22
Pico hierbas – G90	5.248.296,46
La Nevera de Chiva - Vestas 112	4.748.977,87
La Nevera de Chiva – Enercon 101	4.667.598,54
La Nevera de Chiva - G90	5.199.207,61
La Nevera de Chiva - W2E-151/4.8	4.357.460,64

Tabla Anexo (3) 8: Precio total de instalación eléctrica de cada una de las alternativas.

<i>Alternativa</i>	<i>Coste (€)</i>
Sierra Marisa - Enercon 101	1.600.000,00
Sierra Marisa - G90	2.500.000,00
Sierra Marisa - W2E-151/4.8	1.000.000,00
Pico hierbas - Vestas 112	1.500.000,00
Pico hierbas - Enercon 101	1.600.000,00
Pico hierbas - W2E-151/4.8	1.000.000,00
Pico hierbas – G90	2.500.000,00
La Nevera de Chiva - Vestas 112	1.500.000,00
La Nevera de Chiva – Enercon 101	1.600.000,00
La Nevera de Chiva - G90	2.500.000,00
La Nevera de Chiva - W2E-151/4.8	1.000.000,00

Tabla Anexo (3) 9: Precio de medidas compensatorias de cada una de las alternativas.

<i>Alternativa</i>	<i>Coste (€)</i>
Sierra Marisa - Enercon 101	73.723.575,00
Sierra Marisa - G90	78.453.300,00
Sierra Marisa - W2E-151/4.8	104.982.118,75
Pico hierbas - Vestas 112	74.969.968,75
Pico hierbas - Enercon 101	70.754.493,75
Pico hierbas - W2E-151/4.8	98.468.862,50
Pico hierbas – G90	76.418.843,75
La Nevera de Chiva - Vestas 112	86.359.025,00
La Nevera de Chiva – Enercon 101	81.694.881,25
La Nevera de Chiva - G90	88.524.343,75
La Nevera de Chiva - W2E-151/4.8	108.476.750,00

Tabla Anexo (3) 10: Coste de mantenimiento de cada una de las alternativas.

<i>Alternativa</i>	<i>Coste (€)</i>
Sierra Marisa - Enercon 101	131.618.121,98
Sierra Marisa - G90	143.396.439,29
Sierra Marisa - W2E-151/4.8	161.361.699,69
Pico hierbas - Vestas 112	134.322.395,12
Pico hierbas - Enercon 101	133.792.315,21
Pico hierbas - W2E-151/4.8	154.842.366,76
Pico hierbas – G90	140.646.074,06
La Nevera de Chiva - Vestas 112	146.828.611,19
La Nevera de Chiva – Enercon 101	140.910.979,19
La Nevera de Chiva - G90	152.434.447,28
La Nevera de Chiva - W2E-151/4.8	164.849.494,68

Tabla Anexo (3) 11: Coste total de cada una de las alternativas con una vida útil de 25 años

<i>Alternativa</i>	<i>VAN (25 años y 10%)</i>
Sierra Marisa - Enercon 101	22.408.473,89
Sierra Marisa - G90	20.511.709,95
Sierra Marisa - W2E-151/4.8	57.971.646,23
Pico hierbas - Vestas 112	22.308.222,41
Pico hierbas - Enercon 101	14.031.143,08
Pico hierbas - W2E-151/4.8	50.883.192,39
Pico hierbas – G90	19.011.598,03
La Nevera de Chiva - Vestas 112	33.596.532,92
La Nevera de Chiva – Enercon 101	29.769.626,83
La Nevera de Chiva - G90	32.514.577,77
La Nevera de Chiva - W2E-151/4.8	61.784.991,42

Tabla Anexo (3) 12: VAN a 25 años de cada una de las alternativas y a un 10%.

<i>Alternativa</i>	<i>TIR (25 años)</i>
Sierra Marisa - Enercon 101	14,796%
Sierra Marisa - G90	13,941%
Sierra Marisa - W2E-151/4.8	18,118%
Pico hierbas - Vestas 112	14,662%
Pico hierbas - Enercon 101	12,807%
Pico hierbas - W2E-151/4.8	20,774%
Pico hierbas – G90	13,702%
La Nevera de Chiva - Vestas 112	16,783%
La Nevera de Chiva – Enercon 101	16,164%
La Nevera de Chiva - G90	16,235%
La Nevera de Chiva - W2E-151/4.8	22,960%

Tabla Anexo (3) 13: TIR a 25 años de cada una de las alternativas.

<i>Alternativa</i>	<i>Ingresos (€)</i>
Sierra Marisa - Enercon 101	294.894.300,00
Sierra Marisa - G90	313.813.200,00
Sierra Marisa - W2E-151/4.8	419.928.475,00
Pico hierbas - Vestas 112	299.879.875,00
Pico hierbas - Enercon 101	283.017.975,00
Pico hierbas - W2E-151/4.8	393.875.450,00
Pico hierbas – G90	305.675.375,00
La Nevera de Chiva - Vestas 112	345.436.100,00
La Nevera de Chiva – Enercon 101	326.779.525,00
La Nevera de Chiva - G90	354.097.375,00
La Nevera de Chiva - W2E-151/4.8	433.907.000,00

Tabla Anexo (3) 14: Ingresos en función de la alternativa.

Bibliografía

- AEMET. (11 de 09 de 2022). *MeteoGlosario Visual*. Obtenido de https://meteoglosario.aemet.es/es/termino/1086_capa-limite-atmosferica
- Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado. (13 de 08 de 2022). *Real Decreto 337/2014*. Obtenido de <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2014-6084>
- Asociación Empresarial Eólica. (s.f.). Obtenido de <https://www.aeeolica.org/sobre-la-eolica/la-eolica-espana/mapa-de-parques-eolicos/comunidad-valenciana>
- Asociación Empresarial Eólica. (13 de 08 de 2022). *Normativa Autonómica: Asociación Empresarial Eólica*. Obtenido de AEE: <https://aeeolica.org/sobre-la-eolica/normativa/normativa-autonomica/>
- Asociación Empresarial Eólica. (13 de 08 de 2022). *Normativa nacional: Asociación Empresarial Eólica*. Obtenido de AEE: <https://aeeolica.org/sobre-la-eolica/normativa/normativa-nacional/>
- association, D. W. (11 de 09 de 2022). *Coeficiente de potencia*. Obtenido de <http://xn--drmsttre-64ad.dk/wp-content/wind/miller/windpower%20web/es/tour/wres/cp.htm>
- Ayuntamiento de Chiva. (13 de 08 de 2022). *Ordenanza plan de unso público del paraje natural: Chiva*. Obtenido de https://www.chiva.es/sites/www.chiva.es/files/documentos/ordenanzas/reguladoras/texto_integro_de_la_ordenanza_plan_de_uso_publico_del_paraje_natural.pdf
- BOE. (2018). Documento BOE-A-2018-17706. Madrid: Boletín Oficial del Estado.
- Centro Nacional de Energías Renovables. (13 de 08 de 2022). *Mapa Ibérico de alta resolución*. Obtenido de <https://www.mapaeolicoiberico.com/map;latitude=42.81953;longitude=-1.63290;altura=50;dato=micro>
- Climate Data. (13 de 08 de 2022). *Climate data: Chiva*. Obtenido de <https://es.climate-data.org/>
- CONSULTORÍA AMBIENTAL, E. Y. (28 de Febrero de 2015). *Ideas Medioambientales*. Obtenido de <https://ideasmedioambientales.com/distancias-entre-aerogeneradores/>
- Danish Wind Industry Association. (7 de mayo de 2003). *drømstørre*. Obtenido de <http://xn--drmsttre-64ad.dk/wp-content/wind/miller/windpower%20web/es/tour/wres/park.htm>
- Deanmartinnizamaduqu. (13 de 08 de 2022). *Guía para la elaboración e interpretación de la matriz de Leopold*. Obtenido de <https://es.climate-data.org/>
- Economiapedia. (13 de 08 de 2022). *Economiapedia: Tasa Interna de Retorno*. Obtenido de <https://economiapedia.com/definiciones/tasa-interna-de-retorno-tir.html>

- ELAND CABLES. (13 de 08 de 2022). *ELAND CABLES*. Obtenido de <https://www.sumcab.com/wp-content/uploads/2015/06/Sumcab-cable-media-tension.pdf>
- Energigreen. (15 de 06 de 2021). *El sistema eléctrico español*. Obtenido de <https://www.energigreen.com/blog/informe-del-sistema-electrico-espanol-2020/>
- Escudero, J. M. (2008). *Maual de energía eólica*. Mundi-Prensa.
- EWIND. (15 de 03 de 2022). *Evolución de la capacidad de producción de energía eólica en el mundo desde 2009 hasta 2019*. Obtenido de <https://www.evwind.com/>
- IBERDROLA . (13 de 08 de 2022). *Normativa Particular de IBERDROLA* . Obtenido de [https://www.uco.es/electrotecnia-etsiam/reglamentos/Normativa_Iberdrola/MT_2_03_20\(7-0\).pdf](https://www.uco.es/electrotecnia-etsiam/reglamentos/Normativa_Iberdrola/MT_2_03_20(7-0).pdf)
- Infanzón, M. A. (13 de 08 de 2022). *ENSAYO DE IMPULSO*. Obtenido de <http://www.citeenergia.com.pe/wp-content/uploads/2016/09/paper-impulso-miguel.pdf>
- INFLATION.EU. (13 de 08 de 2022). *Inflación histórico España*. Obtenido de (<https://www.inflation.eu/es/tasas-de-inflacion/espana/inflacion-historica/ipc-inflacion-espana.aspx>)
- ONU. (2020). Obtenido de un.org: <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/energy/>
- Ozay, C., & Soner Celiktas, M. (2016). Statistical analysis of wind speed using two-parameter Weibull distribution in Alaçatı region. *Energy conversion and Management*, 121, 49-54.
- Precio gas. (13 de 08 de 2022). *Precio gas.com*. Obtenido de <https://preciogas.com/faq/precio-kwh>
- REAL DECRETO. (13 de 08 de 2022). *REAL DECRETO 379/2001*. Obtenido de <http://roble.pntic.mec.es/jcat0021/Archivos%20para%20descargar/LAT%202008/ITC-LAT%2006.pdf>
- Renovables, C. N. (s.f.). *Mapa Eólico Ibérico*. Obtenido de <https://www.mapaeolicoiberico.com/map;latitude=42.81953;longitude=-1.63290;altura=50;dato=micro>
- Statista. (23 de 05 de 2022). *Distribución porcentual de la generación de electricidad en el mundo en 2019, por fuente de energía*. Obtenido de Statista: <https://es.statista.com/estadisticas/600383/electricidad-generada-en-el-mundo-por-fuente-energetica/>
- UE. (2018). relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables. *Diario Oficial de la Unión Europea*. Unión Europea.
- Valenciana, G. (2019). *PLAN EÓLICO DE LA COMUNIDAD VALENCIANA*. Valencia.
- WIKIPEDIA. (13 de 08 de 2022). *ASCII*. Obtenido de ASCII: <https://es.wikipedia.org/wiki/ASCII>
- Wind Turbine Models. (13 de 08 de 2022). *Wind Turbine Models Gamesa G90*. Obtenido de <https://es.wind-turbine-models.com/turbines/763-gamesa-g90>

Wind Turbine Models. (13 de 08 de 2022). *Wind Turbine Models Vestas 112*. Obtenido de <https://es.wind-turbine-models.com/turbines/693-vestas-v112-3.3#powercurve>

Wind Turbine Models. (13 de 08 de 2022). *Wind Turbine Models W2E-151/4.8*. Obtenido de <https://es.wind-turbine-models.com/turbines/2337-w2e-wind-to-energy-w2e-151-4.8><https://www.siemensgamesa.com/es-es/products-and-services/onshore/aerogenerador-sg-2-2-122>

Wind Turbine Models. (13 de 08 de 2022). *Wind Turbine Models: Enercon 101*. Obtenido de <https://es.wind-turbine-models.com/turbines/130-enercon-e-101>

UNE EN. (2020). Requisitos de diseño para aerogeneradores. 61400-1:2006