



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO PROYECTO DEL PARQUE EÓLICO “LAS HORMAZAS”

Autor: Javier Rodriguez Silva

Director: Consuelo Alonso Alonso

Madrid, julio 2022

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título

Diseño y ejecución del parque eólico “Las Hormazas”

en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el

curso académico 2021/22 es de mi autoría, original e inédito y

no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos.

El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido

tomada de otros documentos está debidamente referenciada.



Fdo.: Javier Rodriguez Silva

Fecha: 09/07/2022

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: Consuelo Alonso Alonso

Fecha://



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO PROYECTO DEL PARQUE EÓLICO “LAS HORMAZAS”

Autor: Javier Rodriguez Silva

Director: Consuelo Alonso Alonso

Madrid, julio 2022

Agradecimientos

En primer lugar quiero agradecerle a Consuelo la ayuda que me ha prestado. Y también por cumplir de manera inmejorable el papel de directora con todos los conocimientos transmitidos, las facilidades proporcionadas y su disponibilidad.

En segundo lugar, he de agradecer a la empresa VORTEX la cesión de la serie temporal de datos de viento del emplazamiento, sin la cual el estudio del recurso eólico no hubiese sido posible.

Y por último, pero no menos importante, me gustaría agradecerle a mi familia y amigos todo el apoyo y cariño que siempre me han dado.

DISEÑO Y EJECUCIÓN DEL PARQUE EÓLICO “LAS HORMAZAS”

Autor: Rodríguez Silva, Javier.

Director: Alonso Alonso, Consuelo.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

Este Trabajo de Fin de Grado tiene como objetivo recorrer las distintas fases de desarrollo que comprende un parque eólico terrestre. Entre estas están la evaluación del emplazamiento, el estudio del recurso eólico de la zona mediante el análisis estadístico de las series de datos recogidos en la zona, el diseño de la obra civil e instalación eléctrica necesaria para el acceso de vehículos y evacuación de energía. Y tras comprobar la viabilidad técnica del proyecto, la evaluación de la viabilidad económica de este.

Palabras clave: Aerogenerador, Energía, Viabilidad.

1. Introducción

La energía eólica es la tecnología más eficiente para producir energía de forma segura y ambientalmente sostenible. Sin emisiones, autóctona, inagotable, competitiva y creadora de riqueza y empleo. Además, gracias a la madurez de la misma y la escalabilidad de los proyectos, multitud de agentes pueden participar en inversiones en esta tecnología, que impulsa la aparición de los mismos.

Todas estas cualidades ponen a la energía eólica en una posición privilegiada en la transición energética que está teniendo lugar. Muchos países incentivan las tecnologías de generación energética con fuentes renovables como acción contra el cambio climático y la independencia energética. En España en particular, el plan gubernamental PNIEC tiene como objetivo la instalación de más de 10 GW de potencia eólica en los próximos 10 años. Esto es una muestra del gran interés que genera esta tecnología actualmente y contextualiza la motivación del Trabajo de Fin de Grado.

2. Definición del proyecto

El proyecto consiste en el diseño y ejecución de un parque eólico de 48W de potencia instalada en el municipio Las Hormazas, Burgos. La potencia se logra a través de 8 aerogeneradores de tecnología Vestas EnVentus™ V162 de 6.0 MW de potencia nominal unitaria. Sin embargo, el diseño y la ejecución de un parque eólico contiene numerosas etapas, y cada una de ellas de gran complejidad, y dado el alcance de este proyecto, las fases se abordarán desde un nivel de ingeniería básica.

El proyecto comienza con la elección del emplazamiento. Este debe de cumplir una serie de criterios como la accesibilidad al mismo, la facilidad de la evacuación de la energía, respetar las zonas naturales protegidas, respetar la distancia a núcleos urbanos o zonas habitables, tener capacidad para ubicar la cantidad de molinos planificada y además presentar unas condiciones eólicas favorables para la captación de energía.

Realizado el estudio, se ha fijado el municipio de Las Hormazas provincia de Burgos, Castilla y León.

Tras la elección del emplazamiento, se ha procedido a realizar el estudio del recurso eólico de la zona. Elegida una ubicación con buena exposición, se fija la estación anemométrica desde la que se realizará una campaña de medición. La campaña de medición del proyecto es virtual y ha sido proporcionada por la empresa Vortex. Esta consiste en una serie temporal de datos de 10 años. Entre los datos se encuentran registros de velocidad y dirección del viento, a diferentes alturas para poder evaluar la velocidad del viento a altura de buje y las direcciones dominantes del viento. En esta también se encuentran datos como la temperatura media, densidad del aire, humedad, etc. importantes en la caracterización del recurso.

A partir de una serie temporal de datos proporcionada por la empresa Vortex, se ha llevado a cabo una análisis estadístico utilizando el programa Windographer. Los resultados principales de este se recogen en la Ilustración 1. La conclusión del estudio es positiva, ya que se obtiene una velocidad media de 8,73 m/s a altura de buje, con poca fluctuación tanto diaria como estacional, una dirección altamente dominante NE:SW (45°:225°), y un alcance de densidad de potencia de 664 W/m² a altura de buje.

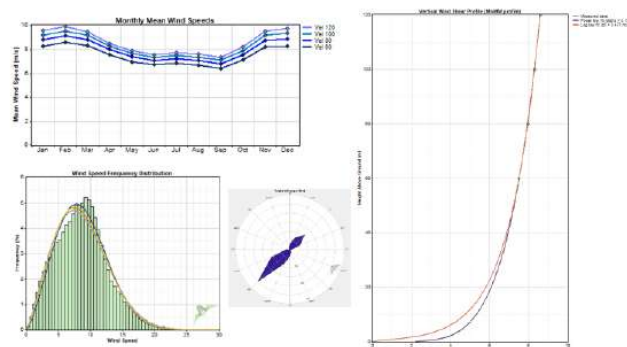


Ilustración 1: Resultados análisis estadístico recurso eólico

Con el mismo programa, se ha extrapolado la serie de datos a 120 metros de altura para poder utilizarla como entrada en el siguiente paso, la simulación de energía generada por el parque. Para realizar la simulación se utiliza el programa WAsP. En él se introducen datos como la topografía y rugosidad de la zona, la ubicación de los molinos y sus curvas de potencia y coeficientes de empuje, la serie temporal de datos y la densidad del aire, y el programa devuelve el campo de vientos, la distribución de velocidad y la distribución de potencial eólico, como muestra la Ilustración 2. El resultado de la simulación estima una producción anual de 217,8 GWh brutos, a los que si se le aplican las pérdidas eléctricas, de operación y mantenimiento y de desvío de curvas de potencia nominales, resulta en una producción neta de aproximadamente 194,1 GWh/año. O lo que es lo mismo un factor de carga del 46,3%.

Los molinos que se emplearán en el proyecto son de última generación. En concreto, son molinos Vestas EnVentus V162-6.0MW, que como su propio nombre de modelo indica tienen un diámetro de rotor de 162 m y una potencia nominal de 6MW con torres de 120 metros de altura.

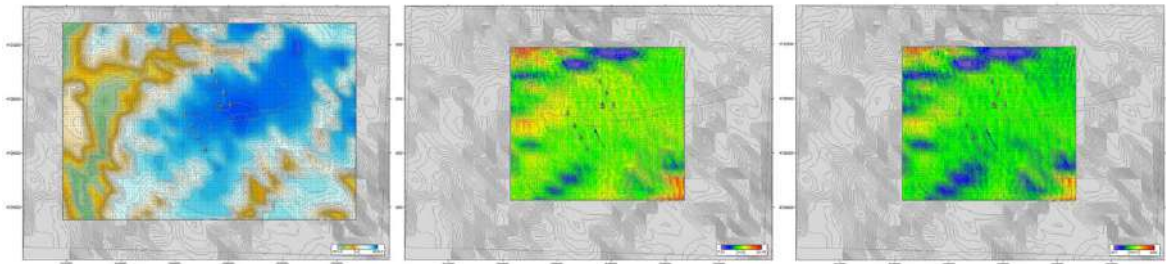


Ilustración 2: Resultado de la simulación WAsP

Se continua con el diseño de la obra civil necesaria para el parque. En primer lugar, se realiza la proyección de la obra. La distribución de los elementos necesarios que son las plataformas niveladas para los aerogeneradores, la estación anemométrica y subestación, el acondicionamiento y creación de viales de acceso a las plataformas, las cimentaciones de los aerogeneradores y las zanjas que albergaran los cables de media tensión del parque, los cables de comunicaciones y la red general de puesta a tierra. La distribución de los elementos se diseña sobre plano, en este caso Google Earth Pro, en función de los requerimientos del fabricante y la normativa vigente aplicable de obra civil y medioambiente.

Completado el diseño de la obra civil se procede a el diseño de la instalación eléctrica. La instalación eléctrica tiene 3 niveles de tensión. Un primer nivel de baja tensión que comprende los sistemas de potencia de los aerogeneradores cuya tensión de salida es 800V. Un segundo nivel de media tensión a 30 kV que conecta la salida de los aerogeneradores con la subestación, que abarca desde la salida de los transformadores elevadores situados en lo alto de las torre, pasando por las celdas de media tensión de los aerogeneradores, los cables que transportarán la energía desde los aerogeneradores hasta las celdas de media tensión de la subestación. Por último, un nivel de alta tensión de 132 kV formado por una posición compacta de línea de tecnología híbrida HIS (Highly Integrated Switchgear) que reduce considerablemente las dimensiones de la subestación.

Las ultimas partes del sistema eléctrico del proyecto requieren el diseño de una subestación. Esta se dividirá en 2 secciones, interior y exterior. En el edificio se encontrará una sala dimensionada para las celdas de media tensión y otra sala en la que se instalará toda la

aparamenta necesaria para el edificio de control del parque. Esto ahorrará espacio y coste. En la sección exterior se encontrará el transformador de potencia 30 kV/132kV y la posición de línea HIS para la evacuación de la electricidad y elementos de protección como autoválvulas.

También se ha de diseñar la puesta a tierra del parque para garantizar la seguridad de las personas y de los equipos. Para la red de la subestación se instalará una red mallada de 24x14m con 4 picas a en las esquinas, y para la red general que circulará por lo más profundo de las zanjas se instalará un conductor de cobre de 50 mm² de diámetro. Esta red, como la totalidad del proyecto será diseñada siguiendo la normativa específica en vigor.

Y para concluir el diseño del parque se diseña una red de comunicaciones para el control de los molinos a través de fibra óptica monomodo y multimodo. La Ilustración 3 recoge el diseño general de todas las instalaciones del proyecto.

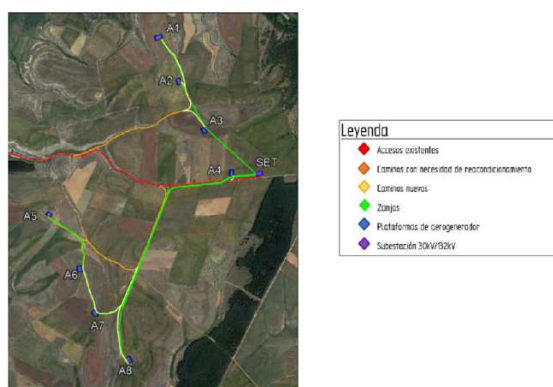


Ilustración 3: Instalaciones del proyecto

En el proyecto se tratan todos los criterios de selección de equipos, como las intensidades admisibles para el dimensionamiento de los cables y la elección de las celdas, protecciones, transformador, posición HIS y cables de comunicación.

Finalmente, comprobada la viabilidad técnica y medioambiental, se analiza el ahorro energético y la contaminación evitada, se hace una planificación de la construcción del parque y un estudio de la viabilidad económica financiera. Se elabora un presupuesto detallado, incluyendo todos los trabajos y equipos, que suma 47.762.632€ y se estudian los flujos de caja e indicadores de viabilidad VAN y TIR. En estos se tiene en cuenta una estructura financiera de relación 75/25 de deuda y fondos propios.

3. Resultados

Los resultados del parque son positivos. En primer lugar, la estimación de producción del parque es de 194,1 GWh/año o lo que es lo mismo, un factor de carga del 46,3%. Esto ratifica la presencia de un recurso eólico de calidad en la zona como se estimó en su estudio. Además, con la elección de equipos apropiados en función de las cargas que deben soportar se comprueba la viabilidad técnica. Finalmente con la estimación de producción, y teniendo en cuenta los costes de inversión (CAPEX) y de operación (OPEX), además de una serie de hipótesis financieras como un precio de la energía de 40€/MWh y un incremento de un 1% anual, se obtienen buenos resultados económicos recogidos en la Tabla 1.

	VAN (k€)	TIR (%)
Proyecto	9.144,38	8,27%
Accionista	8.027,05	11,74%

Tabla 1: Resultados financieros

4. Conclusiones

Se concluye en función a los resultados obtenidos la viabilidad general de este proyecto. Con esto y teniendo en cuenta que el proyecto supone una acción en la lucha contra el cambio climático, se comprueba las causas de interés de este tipo de proyecto. Y es recomendable seguir proponiendo este tipo de proyectos dadas su impacto positivo general.

DESIGN ANDE EXECUTION OF THE “LAS HORMAZAS” WIND FARM

Author: Rodríguez Silva, Javier.

Supervisor: Alonso Alonso, Consuelo.

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

ABSTRACT

This Final Degree Project aims to go through the different phases of development that comprise an onshore wind farm. Among these are the evaluation of the site, the study of the wind resource in the area through the statistical analysis of the data series collected in the area, the design of civil works and the electrical installation necessary for vehicle access and energy evacuation. And after checking the technical viability of the project, the evaluation of its economic viability.

Key words: Wind generator, Energy, Viability.

1. Introduction

Wind energy is the most efficient technology to produce energy in a safe and environmentally sustainable way. Without emissions, indigenous, inexhaustible, competitive and creator of wealth and employment. In addition, thanks to its maturity and the scalability of the projects, many agents can participate in investments in this technology, which drives their appearance.

All these qualities put wind energy in a privileged position in the energy transition that is taking place. Many countries encourage energy generation technologies with renewable sources as an action against climate change and energy independence. In Spain in particular, the PNIEC government plan aims to install more than 10 GW of wind power in the next 10 years. This is a sample of the great interest that this technology currently generates and contextualizes the motivation of this Final Degree Project.

2. Project definition

The project consists of the design and execution of a 48W installed power wind farm in the municipality of Las Hormazas, Burgos. The installed power is achieved through 8 Vestas EnVentus™ V162 wind generators of 6.0 MW nominal power. However, the design and execution of a wind farm contains numerous stages, and each one of great complexity, and given the scope of this project, the phases will be addressed from a basic engineering level.

The project begins with the choice of location. This must meet a series of criteria such as its accessibility, the ease of energy evacuation, respecting protected natural areas, respecting the distance to urban centers or habitable areas, having the capacity to locate the planned number of mills and also present favorable wind conditions for capturing energy.

Once the study has been carried out, the municipality of Las Hormazas located in the province of Burgos, Castilla y León, has been established.

After choosing the site, a study of the wind resource in the area has been carried out. Once a location with good wind exposure is chosen, the anemometric station is set. From it a measurement campaign will be carried out. The project measurement campaign is virtual and has been provided by the company Vortex. This consists of a 10-year time series of data. Among the data are records of wind speed and direction, at different heights to be able to evaluate the wind speed at hub height and the dominant wind directions. This also contains data such as the average temperature, air density, humidity, etc. important in the characterization of the resource.

From the time series of data provided, a statistical analysis has been carried out using the Windographer program. The main results of this are collected in Ilustración 1. The conclusion of the study is positive, since an average speed of 8.73 m/s is obtained at hub height, with little fluctuation both daily and seasonal. A highly dominant direction NE:SW (45°:225°) is shown, and a power density range of 664 W/m² is measured at hub height.

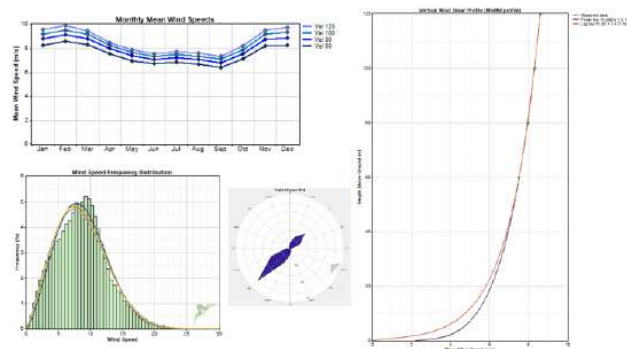


Illustration 1: Wind resource statistical analysis results

With the same program, the data series has been extrapolated to a height of 120 meters in order to use it as input in the next stage, the simulation of energy generated by the park. To carry out the simulation, the WAsP program is used. Data such as the topography and roughness of the area, the location of the generators and their power curves and thrust coefficients, the time series of data and the density of the air are entered in it, and the program returns the wind field, the speed distribution and wind potential distribution, as shown in Ilustración 2. The result of the simulation estimates an annual production of 217.8 GWh gross, to which if electrical, operation and maintenance and diversion of nominal power curves losses are applied, it results in a net production of approximately 194.1 GWh/year. Or what is the same a load factor of 46.3%.

The mills that will be used in the project are last generation. Specifically, they are Vestas EnVentus V162-6.0MW windmills, which, as their model name indicates, have a rotor

diameter of 162 m and a nominal power of 6MW with towers 120 meters high.

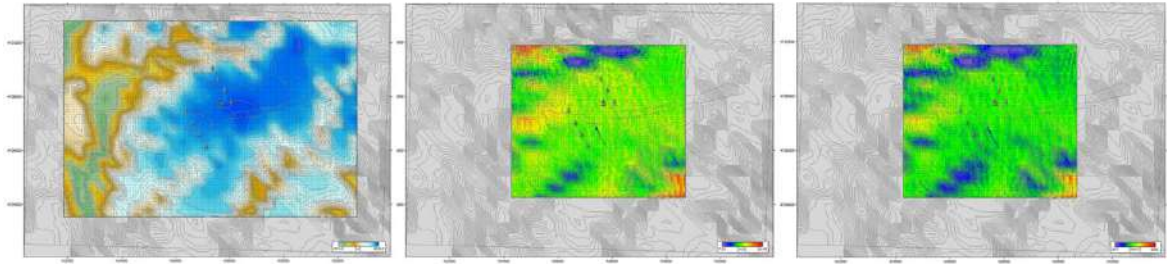


Illustration 2: WAsP simulation result

The design of the civil works necessary for the park is the continuation step. First, the projection of the civil work is carried out. The distribution of the necessary elements that are, the leveled platforms for the wind turbines, the anemometric station and substation, the conditioning and creation of access roads to the platforms, the foundations of the wind turbines and the trenches that will house the medium voltage cables of the park , communications cables and the general grounding network. The distribution of the elements is designed Google Earth Pro based on the manufacturer's requirements and the current applicable regulations on civil works and the environment.

Once the design of the civil works has been completed, the design of the electrical installation is carried out. The electrical installation has 3 voltage levels. A first level of low voltage that includes the power systems of the wind turbines whose output voltage is 800V. A second level of medium voltage at 30 kV that connects the output of the wind turbines with the substation, which ranges from the output of the step-up transformers located at the top of the tower, passing through the medium voltage cells of the wind turbines, the cables that will transport the energy from the wind turbines to the medium voltage cells of the substation. Lastly, a high voltage level at 132kV formed by a compact position of the line with HIS (Highly Integrated Switchgear) technology that considerably reduces the dimensions of the substation.

The last parts of the electrical system of the project require the design of a substation. This will be divided into 2 sections, interior and exterior. In the building there will be a room sized for the medium voltage cells and another room in which all the necessary equipment for the wind farm control building will be installed. This will save space and cost. In the exterior section there will be the 30 kV/132kV power transformer and the position of the HIS line for the evacuation of electricity and the protection elements such as lightning rods.

The grounding of the park must also be designed to guarantee the safety of people and equipment. For the substation network, a 24x14m mesh network will be installed with 4 stakes at the corners, and for the general network that will run through the depths of the ditches, a 50mm² diameter copper conductor will be installed. This network, like the entire project, will be designed following the specific regulations in force.

And to conclude the design of the park, a communications network is designed to control the mills through single-mode and multimode fiber optics. Illustration shows the general design of all the project facilities.

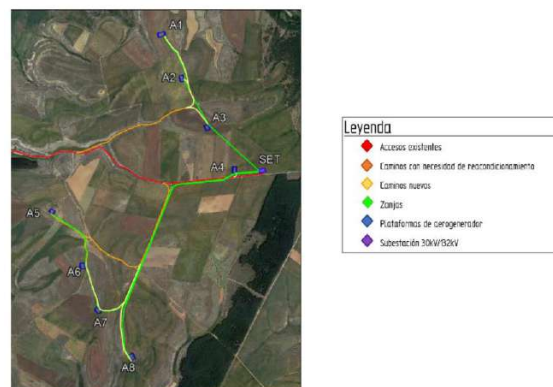


Illustration 3: Project Facilities

The project deals with all the equipment selection criteria, such as the admissible currents for cable sizing and the choice of cells, protections, transformer, HIS position and communication cables.

Finally, once the technical and environmental feasibility has been verified, energy savings and avoided pollution are analysed, a planning of the construction of the park and a study of the economic and financial viability are made. A detailed budget is drawn up, including all the work and equipment, which amounts to €47,762,632, and the cash flows and viability indicators, VAN and IRR, are studied. These take into account a financial structure of 75/25 ratio of debt and equity.

3. Results

The results of the park are positive. In the first place, the estimated production of the park is 194.1 GWh/year or what is the same, a load factor of 46.3%. This ratifies the presence of a quality wind resource in the area as estimated in their study. In addition, with the selection of appropriate equipment based on the loads that must be supported, the technical feasibility

is verified. Finally with the production estimate, and taking into account the investment (CAPEX) and operating (OPEX) costs, in addition to a series of financial assumptions such as an energy price of €40/MWh and an increase of 1% annual, good economic results are obtained, as shown in Table 1.

	VAN (k€)	IRR (%)
Proyect	9.144,38	8,27%
Stake holdes	8.027,05	11,74%

Table 1: Financial results

4. Conclusions

The general feasibility of this project is concluded based on the results obtained. With this and taking into account that the project represents an action in the fight against climate change, the causes of interest of this type of project are verified. And it is advisable to continue proposing this type of project given its general positive impact.

Índice de la memoria

Capítulo 1. Introducción	12
Capítulo 2. Situación energética actual.....	13
2.1 Soluciones medioambientales	16
2.1.1 Energía hidráulica.....	16
2.1.2 Energía solar	17
2.1.3 Energía eólica	18
2.1.4 Conclusión.....	20
Capítulo 3. La energía del viento	21
3.1 El origen del viento	21
3.1.1 Circulación global.....	23
3.1.2 Macroescala	28
3.1.3 Mesoescala	29
3.1.4 Microescala	32
3.2 Evaluación y predicción del potencial eólico	40
3.2.1 Potencia disponible en el viento.....	40
3.2.2 Variabilidad temporal del viento.....	43
3.2.3 Variación direccional.....	45
3.2.4 Turbulencias.....	46
3.2.5 Rafagosidad.....	47
3.3 Selección de emplazamientos y estudio micrositting	48
3.4 Recurso eólico: medición y tratamiento estadístico de datos	50
3.4.1 Métodos de estimación de energía	52
Capítulo 4. Historia de la energía eólica	54
4.1 Primeros ingenios eólicos.....	54
4.2 Los molinos europeos.....	57
4.2.1 Molinos mediterráneos e iberos	57
4.2.2 Molinos europeos	59
4.3 Revolución industrial	61
4.4 Tecnologías del s. XX	63

4.5	Tecnología eólica en el s. XXI	66
Capítulo 5. Descripción de la tecnología actual.....		70
5.1	Introducción.....	70
5.2	Aerogeneradores.....	71
5.3	Palas	72
5.4	Buje	76
5.5	Multiplicadora	76
5.6	Generador eléctrico	77
5.7	Sistemas de orientación	78
5.8	Sistemas de regulación de potencia.....	79
5.9	Góndola o nacelle.....	80
5.10	Torre.....	80
Capítulo 6. Memoria descriptiva del Parque de eólico.....		82
6.1	Descripción.....	82
6.2	Estudio del recurso eólico emplazamiento	82
6.2.1	Objeto	82
6.2.2	Alcance	82
6.2.3	Emplazamiento	83
6.2.4	Datos de Partida.....	88
6.3	Obra civil.....	110
6.3.1	Requisitos	110
6.3.2	Accesos y viales internos	111
6.3.3	Cimentaciones de los aerogeneradores.....	114
6.3.4	Plataformas de montaje.....	116
6.3.5	Zanjas.....	116
6.3.6	Edificio de control y subestación.....	118
6.4	Aerogeneradores (Vestas EnVentus™ V162-6.0 MW)	118
6.4.1	Características principales	119
6.5	Instalación eléctrica.....	123
6.5.1	Centros de Transformación.....	124
6.5.2	Red subterránea de media tensión.....	126
6.5.3	Subestación 30/132 kV	128

6.5.4 Parque de media tensión	128
6.5.5 Transformador de potencia MT/AT.....	131
6.5.6 Parque de alta tensión.....	133
6.5.7 Cables de AT.....	134
Capítulo 7. Impacto Ambiental	135
Capítulo 8. Ahorro y contaminación evitada.....	137
Capítulo 9. Presupuesto.....	139
Capítulo 10. Planificación.....	140
Capítulo 11. Estudio de viabilidad económica	141
11.1 Datos de partida.....	141
11.1.1 Producción	141
11.1.2 Vida útil	141
11.1.3 Precio de venta de la energía.....	141
11.1.4 Gastos de explotación.....	143
11.1.5 Hipótesis económicas	143
11.1.6 Inversión y estructura financiera	144
11.2 Tablas de flujo de caja.....	146
11.3 Resumen del estudio económico	147
Capítulo 12. Alineación con los objetivos de desarrollo sostenible (ODS)	148
Objetivo 7: “Garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna”	148
Objetivo 9: “Construir infraestructuras resilientes, promover la industrialización sostenible y fomentar la innovación”.....	149
Objetivo 13: “Adoptar medidas urgentes para combatir el cambio climático y sus efectos”	149
Capítulo 13. Conclusiones del proyecto.....	150
Capítulo 14. Bibliografía.....	152

Índice de figuras

Figura 1: Aprovechamiento hidroeléctrico español (Hispaagua, CEDEX).....	17
Figura 2: Zonas solares de España (CTE)	18
Figura 3: corrientes predominantes del territorio español (Alonso).....	18
Figura 4: Cifras de energía eólica en España (AEE, Asociación empresarial eólica).....	19
Figura 5: Evolución anual y acumulada del parque eólico español (AEE)	20
Figura 6: Distribución de la potencia instalada eólica por comunidades (AEE).....	20
Figura 7: Distribución de la radiación solar	22
Figura 8: Modelo simplificado (C.Alonso)	22
Figura 9: Efecto Coriolis en sistema plano (Fondear).....	24
Figura 10: Efecto Coriolis en la circulación global (Junta de Andalucía).....	25
Figura 11: Viento geostrófico (Sirocodiez).....	26
Figura 12: Circulación global, modelo simplificado (C.Alonso)	27
Figura 13: Células convectivas (Meteosojuela)	28
Figura 14: Efecto del rozamiento en el viento geostrófico (UNICAN)	28
Figura 15: Brisa mar montaña (C.Alonso)	29
Figura 16: Vientos anabáticos y catabáticos (C.Alonso).....	30
Figura 17: Viento cañón (C.Alonso)	30
Figura 18: Efecto Foehn [Föhn] (CasaBringasort).....	31
Figura 19: Principales vientos locales de España (C.Alonso).....	32
Figura 20: Viscosidad dinámica (P.Ayala).....	33
Figura 21: Capa límite flujo no confinado (P.Ayala)	33
Figura 22: Efecto obstáculo (C.Alonso).....	34
Figura 23: Efecto estela aerogeneradores (C.Alonso).....	35
Figura 24: Distanciamiento de aerogeneradores recomendable (C.Alonso)	35
Figura 25: Elevaciones del terreno (C. Alonso)	35
Figura 26: Clases de rugosidad (C.Alonso).....	36
Figura 27: Capa límite (P.Ayala).....	37
Figura 28: Ley potencial de variación del viento con la altura (C.Alonso).....	38

Figura 29: Perfiles de velocidad según la rugosidad del terreno (C.Alonso)	38
Figura 30: Ley logarítmica de variación del viento con la altura (C.Alonso)	39
Figura 31: Tipos de atmósferas (C.Alonso).....	39
Figura 32: Tubo de corriente (F.Avia).....	40
Figura 33: Curva aprovechamiento eólico (C.Alonso).....	42
Figura 34: Curva de coeficiente de empuje (C.Alonso)	43
Figura 35: Distribuciones de frecuencias de Weibull (T.Burton)	44
Figura 36: Función Distribución Acumulada de Weibull (C.Alonso)	45
Figura 37: Roseta de viento (C.Alonso)	46
Figura 38: IT de las categorías A, B, C en funcion de las velocidades a altura de buje (F.Avia)	47
Figura 39: Diagrama de flujo para la Evaluación Potencial Eólico (C.Alonso)	49
Figura 40: Torre anemométrica (F.Avia)	51
Figura 41: (De izquierda a derecha.) anemómetro, veleta, barómetro, termómetro (C.Alonso)	51
Figura 42: Sodar (izquierda), Lidar (derecha) (C.Alonso)	52
Figura 43: Método estático (C.Alonso)	53
Figura 44: Embarcación egipcia (4500a.C.) (BBC)	54
Figura 45: Ruedas de oración (siglo II a.C.) (C.Alonso).....	54
Figura 46: Aneurion (siglo III a.C.) (C.Alonso).....	55
Figura 47: Molino persa (C.Alonso).....	56
Figura 48: Panémona china (C.Alonso)	56
Figura 49: Molino persa de eje horizontal (C.Alonso).....	57
Figura 50: Molino mediterráneo (C.Alonso).....	58
Figura 51: Molino mallorquín (NIXEIII)	58
Figura 52: Molino manchego (Villadeorgaz)	59
Figura 53: Molinos europeos (C.Alonso)	59
Figura 54: Evolución del molino europeo de trípode (C.Alonso)	60
Figura 55: Molino europeo de tipo torre para el bombeo de agua (tornillo de Arquímedes) (C.Alonso)	60

Figura 56: Molinos europeos de eje vertical (C.Alonso).....	61
Figura 57: Sistema de bombeo s. XIX (C.Alonso).....	62
Figura 58: Molino multipala americano	62
Figura 59: Aerogeneradores Lacour (F.Asia).....	63
Figura 60: Turbina Savonius	64
Figura 61: Turbina Darrieus	64
Figura 62: Turbinas s. XX (de izquierda a derecha: Jacobs, Best-Romani, Smith-Putnam) (C.Alonso)	65
Figura 63: NASA MOD-5B Boeing (Wikimedia)	66
Figura 64: Evolución de los aerogeneradores (Researchgate).....	66
Figura 65: Evolución del coste de los aerogeneradores (C.Alonso).....	67
Figura 66: Evolución de la potencia eólica instalada (GWEC).....	67
Figura 67: Proyección de la potencia eólica instalada (IEA)	68
Figura 68: Desglose por continentes de la proyección (IEA).....	68
Figura 69: Objetivos PNIEC (MITECO, Gob. de España)	69
Figura 70: Disposición del molino respecto al viento	71
Figura 71: Esquema aerogenerador (World Eneergy Trade).....	72
Figura 72: Velocidad relativa del viento	73
Figura 73: Fuerzas sobre perfiles aerodinámicos (C. Alonso)	73
Figura 74: Ángulo de ataque	74
Figura 75: Fabricación y transporte de palas (Iberdrola)	75
Figura 76: Buje (Acciona)	76
Figura 77: Multiplicadora.....	77
Figura 78: Generador síncrono (UPM).....	77
Figura 79: Generador asíncrono doblemente alimentado (UPM)	78
Figura 80: Generador.....	78
Figura 81: Sistemas de orientación (C.Alonso).....	79
Figura 82: Tipos de góndola en función del generador (Energy-I Spark).....	80
Figura 83: Emplazamiento del Parque Eólico Las Hormazas. (Instituto Geográfico Nacional)	83

Figura 84: Plano topográfico del emplazamiento. (Visor cartográfico militar español).....	84
Figura 85: Disposición gráfica del parque eólico.....	84
Figura 86: Recurso eólico del emplazamiento. (IDEA)	85
Figura 87: Boceto de terreno disponible del emplazamiento y ajuste preliminar	86
Figura 88: Mapa ZEPA español (MITECO, Gobierno de España).....	86
Figura 89: Mapa de transporte eléctrico de España (REE)	87
Figura 90: Boceto de conexión a red	87
Figura 91: Curvas de nivel del emplazamiento	89
Figura 92: Mapa topográfico superpuesto	89
Figura 93: Mapa topográfico WAsP.....	90
Figura 94: Clase de la rugosidad del emplazamiento	90
Figura 95: WAsP density calculator.....	91
Figura 96: Curva de potencia y coeficientes de empuje.....	93
Figura 97: Serie temporal de medidas de velocidad.....	96
Figura 98: Serie temporal de velocidad (media diaria, año 2021).....	96
Figura 99: Serie temporal de velocidad (media mensual)	96
Figura 100: Serie temporal de velocidad (media anual).....	97
Figura 101: Variación media mensual.....	97
Figura 102: Variación mensual.....	97
Figura 103: Variación media diaria	98
Figura 104: Distribución de velocidad de Weibull.....	98
Figura 105: Distribución de Weibull mensual.....	99
Figura 106: CFD.....	99
Figura 107: Vientos extremos.....	99
Figura 108: Roseta de frecuencia	100
Figura 109: Roseta de frecuencia mensual	100
Figura 110: Roseta de frecuencia horaria	100
Figura 111: Roseta de velocidad	101
Figura 112: Roseta de velocidad mensual	101
Figura 113: : Roseta de velocidad horaria	101

Figura 114: Roseta de energía	102
Figura 115: Roseta de energía mensual	102
Figura 116: Roseta de energía horaria	102
Figura 117: Resumen rosetas de viento	103
Figura 118: Perfil de variación del viento con la altura	103
Figura 119: Variación de densidad del aire (60m)	104
Figura 120: Elevación del terreno	106
Figura 121: Mapa zonas isoventas.....	106
Figura 122: Distribución de potencial eólico	106
Figura 123: Rosetas de PEA y pérdidas por efecto estela	108
Figura 124: Acceso principal.....	112
Figura 125: Distribución de caminos internos.....	113
Figura 126: Vista angular de viales 1	113
Figura 127: Vista angular de viales 2	114
Figura 128: Corte de sección de las cimentaciones	115
Figura 129: Plano de las cimentaciones	115
Figura 130: Zanja 2 ternas	117
Figura 131: Plataforma EnVentus™	119
Figura 132: Plano aerogenerador Vestas EnVentus™ V162-6.0 MW	120
Figura 133: Curva de potencia y coeficiente de empuje	123
Figura 134: Celdas de conexión y maniobra	125
Figura 135: Red subterránea de media tensión.....	127
Figura 136: Módulos de celdas, de izq. a derecha (modulo transformador/línea, módulo SSAA).....	129
Figura 137: Conexión celdas MT	129
Figura 138: Posibles conexiones de TT, TI en la celda de transformador	130
Figura 139: Protecciones del transformador.....	132
Figura 140: Protección líneas aéreas	134
Figura 141: Planificación	140
Figura 142: Precios mercado diario español 2022 (hasta 05/07/22) (OMIE).....	142

Figura 143: Precios mercado diario español 2019, 2020, 2021 de izq. A derecha (OMIE)	
.....	142
Figura 144: Futuros anuales del precio de la electricidad en España 2023 (OMIP)	142
Figura 145: Objetivos de Desarrollo Sostenible (UN)	148
Figura 146: Resumen del estudio del recurso eólico	150
Figura 148: Instalaciones del parque eólico	151

Índice de tablas

Tabla 1: Resultados financieros.....	13
Tabla 2: Escalas temporales y espaciales del viento	23
Tabla 3: Rugosidad del terreno.....	36
Tabla 4: Norma IEC 61400-1	47
Tabla 5: Datos de vientos registrados por la torre meteorológica	88
Tabla 6: Coordenadas aerogeneradores	94
Tabla 7: Tabla de registro temporal de datos [medias anuales (izquierda), medias cuatrimestrales (derecha)].....	95
Tabla 8: Simulación WAsP	107
Tabla 9: Resumen Simulación WAsP	107
Tabla 10: Distancia entre molinos (metros)	108
Tabla 11: Distancia entre molinos (diámetros de rotor).....	108
Tabla 12: Estimación de energía vertida a red	109
Tabla 13: Distribución de cables en la red de zanjas.....	118
Tabla 14: Elementos mecánicos V162	121
Tabla 15: Elementos eléctricos V162.....	122
Tabla 16: Celdas de conexión de los aerogeneradores	126
Tabla 17: Circuitos M.T	127
Tabla 18 : Características Transformador de potencia	131
Tabla 19: Características PASS M0-145kV	133
Tabla 20: Ahorro energético.....	137
Tabla 21: Contaminación evitada	138
Tabla 22: Resumen del presupuesto	139
Tabla 23: Precios medios de casación mensuales, anuales (OMIE, OMIP).....	142
Tabla 24: Gastos de explotación anuales.....	143
Tabla 25: Hipótesis económicas	143

Tabla 26: Presupuesto.....	144
Tabla 27: Estructura financiera.....	144
Tabla 28: Coeficientes	145
Tabla 29: Flujos de caja del proyecto	146
Tabla 30: Flujos de caja del accionista	147
Tabla 31: Resumen de viabilidad	147
Tabla 32: Estimación de energía generada	150
Tabla 33: Contaminación evitada	151
Tabla 34: Indicadores del estudio económico	151

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

El proyecto tiene como objetivo recorrer las distintas fases de desarrollo que comprende un parque eólico terrestre. Para acometerlo el proyecto puede dividirse en 2 bloques.

El primer bloque recoge los capítulos 2, 3, 4 y 5. Estos forman parte de una introducción teórica para comprender los conceptos fundamentales que afectan al proyecto. Primero, en el Capítulo 2 se comenta la situación energética actual de España y Europa, y el futuro de las fuentes de generación renovables en estos. Se continua con un estudio sobre conceptos meteorológicos, caracterización del potencial eólico, micrositting (estudio de emplazamientos) y medición y procesado de datos en el capítulo 3. Luego, en capítulo 4 se recoge la evolución histórica de la tecnología eólica y los diferentes métodos de aprovechar como fuente de energía la energía del viento. Este conduce a la descripción de la tecnología actual de los aerogeneradores en el capítulo 5.

El segundo bloque recoge la parte práctica del proyecto. El capítulo 6 es la base del proyecto. Este tiene 4 tareas principales. El estudio del recurso eólico del emplazamiento y la descripción de la obra civil, aerogeneradores utilizados y el diseño de la instalación eléctrica del parque. El capítulo 7 hace un estudio del impacto ambiental del proyecto. En el capítulo 8 se adjunta el presupuesto y en el capítulo 9 se realiza el estudio de viabilidad económica del proyecto. Para finalizar, el capítulo 10 se analiza la alineación con los objetivos de desarrollo sostenible de naciones unidas. Y el capítulo 11 recoge la bibliografía.

También, se adjuntan anexos con detalle de los planos, cálculos, catálogos, detalles del presupuesto y normativa aplicada.

Capítulo 2. SITUACIÓN ENERGÉTICA ACTUAL

En este capítulo se procederá a hacer una breve descripción de la situación actual del continente europeo subrayando la posición de España en la misma con el objeto de enfatizar el impulso actual y futuro de las tecnologías de generación eléctrica limpias.

España durante los últimos ejercicios, ha tenido un consumo eléctrico del orden de 260.000 GWh/año. Para poder suministrar tal cantidad de energía, el país está dotado de un mix tecnológico de generación en el que están presentes métodos de generación con fuentes renovables y no renovables. Esta estructura se ha ido consolidando a lo largo de los años debido a tendencias, avances tecnológicos y características del territorio, para cubrir la demanda energética del país que ha crecido junto con la electrificación de la sociedad.

Sin embargo, los avances tecnológicos de la sociedad también han generado ciertas deficiencias en diversos territorios. España en particular sufre varias dificultades que han condicionado su situación actual. Entre ellas se encuentran:

- **Actividad económica:** España es un país cuya actividad industrial no es destacable. La curva de demanda energética está dominada por el sector servicios y el sector doméstico caracterizados por tener alta fluctuación horaria de consumo. Esto deriva en una demanda diaria variable entre un amplio rango de potencia (20MW-40MW). El sistema debe ser capaz de cubrir esta demanda con un suministro de calidad, por lo que condiciona la capacidad de respuesta del mismo. Es decir, es necesario que una parte de la generación tenga alta capacidad de gestión y respuesta. Los grupos hidráulicos y de ciclo combinado cumplen estos requisitos. [1]
- **Geografía peninsular:** El problema que genera la geografía del territorio español es la escasez de países vecinos (Francia, Portugal y Marruecos), que limita la capacidad intercambio eléctrico. Esta carencia impide aplanar la curva mediante la importación o exportación de energía, lo que permitiría tener un balance constante. Es decir, se origina la necesidad de generar gran parte de la energía en el propio territorio.
- **Territorios extra peninsulares:** A estos territorios también se les debe suministrar energía. Durante las últimas décadas se ha estado generando en los mismos la mayor parte de la energía con grupos no renovables. Y los precios de suministro de materia prima a los territorios extrapeninsulares son muy superiores, lo que encarece el agregado nacional final.

- Fuentes de materia prima en el territorio: Actualmente hay una fuerte dependencia de combustibles fósiles (fuentes de energía no renovables), y España únicamente tiene yacimientos importantes de carbón en los montes de León y la cordillera cantábrica, además de en Ciudad Real y Teruel. No obstante, estos han sido clausurados debido al plan de transición energético europeo. Lo cual deja a España sin fuentes de energía primaria de este tipo (combustibles fósiles), de las que actualmente depende más del 37% de la generación eléctrica, sin tener en cuenta la demanda del transporte. La falta de materia prima expone al territorio a una dependencia de países exportadores, que no se caracterizan por su estabilidad gubernamental. Países como Irán exportan Uranio(U-235) a España (centrales nucleares), y países como Argelia o Rusia suministran gran parte del gas natural importado (centrales de ciclo combinado).

No obstante, España no es el único país que se encuentra bajo insuficiencia de materia prima. La UE en conjunto se enfrenta al mismo inconveniente. Existen ciertos yacimientos en el báltico pero estos no son capaces de suministrar al continente externo. Es decir, el balance final es negativo, por lo que también se ven obligados a importar recursos. El problema de esta importación, esencial para el suministro continuo de Europa, es la falta de control sobre los mismos. A causa de esto, el continente se encuentra en una posición sumisa ante el poder que consecuentemente poseen los estados ricos en fuentes de energía primaria. En concreto, las fuentes mencionadas son los combustibles fósiles que por el transcurso de los avances tecnológicos, son los más utilizados por la maquinaria. Principalmente, debido al pronto desarrollo de los motores de vapor y combustión que alimentados por estos, cuya implantación masiva en los procesos de producción, marcó las primeras revoluciones industriales. Junto con el desarrollo posterior de la maquinaria, originó esta dependencia de los combustibles. Enriqueció y empoderó a los países con recursos abundantes, ya que la era la principal fuente de energía lo que lo convirtió en la piedra angular de la sociedad. No obstante, más tarde se descubrió que las emisiones de la combustión de estos combustibles atentaba contra la salud y la naturaleza. Por ello se han implantado políticas recientemente en contra del carbón. El carbón en particular es altamente contaminante. Cuando se quema desprende partículas dañinas además de emitir gases contaminantes. Las emisiones provocan enfermedades pulmonares además de crear una atmosfera que deteriora y ensucia los edificios, llegando a extremos de afectar a la visibilidad (Smog). Por esto, como medida a favor de la salud pública, se empezó a regular las cantidades de carbón utilizadas para reducir

el consumo del mismo, y debido a la bajada de la demanda, se cerraron minas, como las españolas.

Volviendo a la cuestión, que es la búsqueda de alternativas de generación eléctrica, Europa ha aprovechado para en un mismo plan de actuación, enfrentar dos problemas actuales. Las bases principales en las que se central la política de la UE son:

- Descarbonización de la economía
- Independencia energética

Con la consecución de estos objetivos se alcanzaría una nueva posición geopolítica con una economía moderna, limpia y libre de emisiones.

Toda esta contextualización muestra el estado de la cuestión del plan europeo de descarbonización y su alcance justifica la inversión de al menos un tercio de los 1.8 trillones de euros del plan de recuperación del NGEU y del presupuesto a 7 años de la UE dedicados al “Europea Green Deal”. Este aborda principalmente la industria, con objetivos como el desarrollo de la economía circular, la motorización eléctrica del transporte, además de la transición energética entre otras cuestiones. Este proyecto, tiene el ambicioso objetivo de la descarbonización total para 2050, además de contar con un punto de control en 2030. En el que se debe de haber reducido las emisiones de gases efecto invernadero en un 55% respecto al año 1990. [2]

Las dimensiones del plan abarcan tanto, que comisión europea delega la planificación de los objetivos a los países miembros, y evalúa que las propuestas que estos generen cumplan con las pautas establecidas.

España en concreto, dedicará más de un 40% de los fondos a la transición ecológica. Entre las actuaciones que engloba esta sección, se incluirán inversiones en el impulso de las renovables, la eficiencia energética, la movilidad sostenible, el desarrollo del medio rural, la mejora de la salud de las personas y el medio ambiente, y la justicia social. En cuanto al impulso de las renovables, el “Plan Nacional Integrado de Energía y Clima(PNIEC)” recoge una previsión de generación de energía eléctrica renovable del 42% en 2020, 60% en 2025

y 74% en 2030, lo cual supone un incremento de aproximadamente 60 GW de capacidad de generación eléctrica durante el periodo 2021-2030. Alcanza una reducción de 15 puntos porcentuales sobre la dependencia energética del exterior, pasando del 74% actual al 59% en 2030. En conclusión, la estrategia a largo plazo europea abre un gran mercado a las energías renovables, generando grandes oportunidades en la inversión de las mismas. [3]

2.1 SOLUCIONES MEDIOAMBIENTALES

Como se puede observar en el volumen de la propuesta española, la cantidad de potencia a sustituir con energías renovables es grande. Es decir, existe escasa competencia a nivel de implantación de las distintas tecnologías. Sin embargo, la características específicas de cada tecnología que maximizan sus rendimientos, marcan la conveniencia del terreno para su implantación. Esto provoca una notable distribución zonal de tecnologías sobre el territorio nacional.

Los métodos de generación renovable a gran escala, con los que se sustituirá los mencionados 60GW de potencia instalada, son la hidráulica, solar fotovoltaica, eólica. La energía hidráulica ya estaba presente en el panorama. Sin embargo, la solar y la eólica han podido ser consideradas debido a las recientes mejoras en sus rendimientos de transformación energética y costes de producción y consecuentemente, a su aumento en la viabilidad económica.

2.1.1 ENERGÍA HIDRÁULICA

La energía hidráulica consigue aprovechar la energía cinética, potencial y de presión del agua a través de turbinas conectadas a generadores eléctricos. Para conseguir controlar este proceso, se debe controlar el paso de agua. Existen distintos métodos para conseguir dicho control. Se puede aprovechar la energía cinética de la corriente de los ríos (centrales de agua fluyente), o la energía potencial de grandes volúmenes de agua embalsados (centrales de acumulación). Es decir, se aprovecha la cuenca hidrográfica. La energía hidráulica es considerada por muchos, el mejor método de generación, ya que es limpia, de potencia firme (pueden acumular la energía primaria hasta que sea necesaria), de respuesta inmediata,

necesitan poco mantenimiento y requiere pocos operarios. Más aún, permite el almacenamiento energético (centrales de bombeo). No obstante, tienen un gran impacto en el ecosistema, por la inundación de la cuenca donde se sitúan, y necesitan grandes inversiones iniciales. Además, la cuenca hidrográfica, como se aprecia en la Figura 1 se encuentra bastante explotada, por lo que escasean proyectos hidráulicos a gran escala.



Figura 1: Aprovechamiento hidroeléctrico español (Hispaagua, CEDEX)

2.1.2 ENERGÍA SOLAR

Existen dos métodos de generación a partir de la energía solar. Solar térmica, con poca presencia por su bajo rendimiento y viabilidad económica, y solar fotovoltaica. Esta última ha notado una fuerte implantación por la bajada de precio de la tecnología y la mejora de rendimiento, aunque este impulso se ha apalancado por la crisis de suministro en la que se encuentran las placas solares. El método consiste en la agrupación de múltiples módulos orientables de paneles fotovoltaicos interconectados que a través del efecto fotovoltaico permite generar energía. Este efecto parte de la propiedad de ciertos semiconductores para liberar electrones cuando son alcanzados por la radiación solar. Se genera una diferencia de potencial entre la cara iluminada y la cara no iluminada que hace circular estos electrones por un circuito externo para su aprovechamiento.

El inconveniente de esta energía es su poca capacidad de gestión y dependencia de los fenómenos naturales, que varían según la zona climática. España goza de condiciones muy favorables para la producción solar por la gran cantidad de radiación solar que recibe. Sin embargo, existen zonas más propicias que otras, y por ello se divide el territorio en zonas

según la radiación media diaria. El mapa de calor de la Figura 2 muestra dichas zonas, y cuales tienen mejores recursos solares.

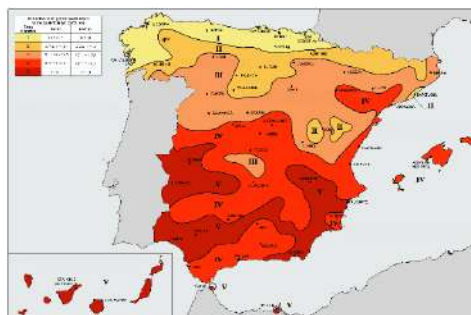


Figura 2: Zonas solares de España (CTE)

2.1.3 ENERGÍA EÓLICA

El método de generación eólico aprovecha la energía cinética del viento para hacer girar las palas acopladas a generadores y así producir energía eléctrica. Igual que la radiación solar, la fuente de energía eólica depende fuertemente de los fenómenos naturales. Sin embargo, existen corrientes predominantes, como las marcadas en la Figura 3, que combinadas con ciertas características de las ubicaciones hacen más previsible el comportamiento del viento. Esta predicción ayuda a escoger mejor los emplazamientos para mejorar el factor de carga de los distintos generadores que aumentar su eficiencia y rentabilidad.

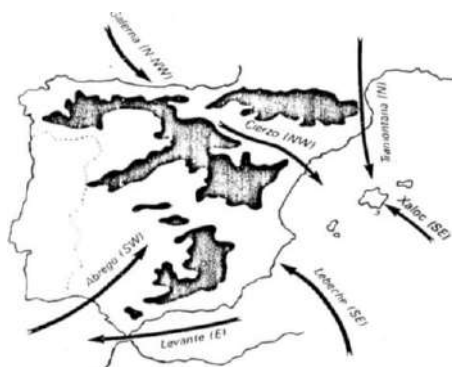


Figura 3: corrientes predominantes del territorio español (Alonso)

España es uno de los países con mayor porcentaje de energía suministrada por energía eólica. Actualmente se cubre el 23% del total de la energía (60.485GWh/año) . Esto la convierte en

la primera tecnología del mercado español con más de 28.000 MW de potencia instalada. En la Figura 4, se recogen los datos más importantes recogidos por la Asociación Empresarial Eólica (AEE).



Figura 4: Cifras de energía eólica en España (AEE, Asociación empresarial eólica)

En la Figura 5, se muestra la evolución anual y acumulada del parque eólico español. Se observa como hubo un gran impulso desde 2005 a 2010 ocasionado por las subvenciones que el gobierno fijó en su día que hacían más que viable la instalación de parques eólicos. Seguido por un apalancamiento generado por la supresión de dichas ayudas. En los últimos años, con la aparición del Acuerdo de Paris, se ha retomado el impulso hacia esta tecnología, con objetivos ambiciosos como alcanzar un total de 50 GW de potencia instalada para 2030 (PNIEC).

En la Figura 6, se puede observar cuales son las comunidades autónomas con mayor potencia. Justamente aquellas que se encuentran en el camino de los vientos dominantes mencionados al principio de esta sección se encuentran entre los primeros puestos. Es decir, las zonas con el mejor recurso eólico ya están siendo explotadas.

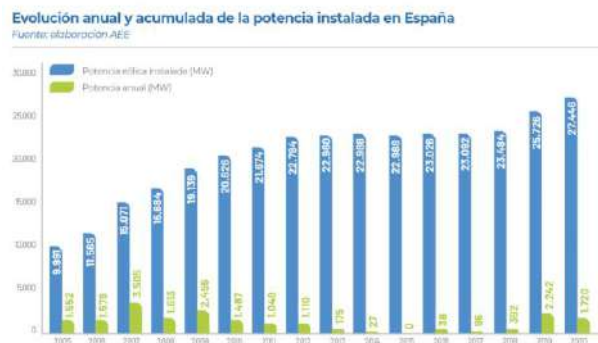


Figura 5: Evolución anual y acumulada del parque eólico español (AEE)

Potencia eólica instalada por comunidades autónomas 2020
(En MW y porcentaje de cuota de mercado)
Fuente: elaboración AEE

CCAA	Potencia eólica instalada en 2020 (MW)	Potencia acumulada a finales 2020 (MW)	Cuota de mercado sobre el Acumulado (%)	NP de Parques Eólicos
Castilla y León	216	8.500	23,0%	267
Castilla-La Mancha	85	3.888	14,2%	148
Galicia	24	3.523	14,0%	129
Andalucía	24	3.478	12,7%	162
Aragón	1.051	4.169	16,2%	168
Cataluña	0	1.271	4,8%	47
Comunidad Valenciana	50	1.238	4,5%	39
N Navarra	282	1.303	4,7%	56
Asturias	0	580	2,1%	23
La Rioja	0	447	1,6%	14
Islas Canarias	29	450	1,6%	89
Murcia	0	262	1,0%	14
País Vasco	0	163	0,8%	7
Extremadura	0	38	0,1%	1
Canarias	0	35	0,1%	3
Baleares	0	4	0,0%	46
TOTAL	1.720	27.446		1.265

Figura 6: Distribución de la potencia instalada eólica por comunidades (AEE)

2.1.4 CONCLUSIÓN

En conclusión, los planes de actuación gubernamentales y las soluciones disponibles, muestran que las tecnologías con mayor incentivo de implantación serán la eólica y la solar fotovoltaica. Como se ha comentado, el volumen de la propuesta elimina cualquier competencia entre estas y por lo tanto, siempre que el proyecto sea viable, la única restricción será la posible saturación de los terrenos más adecuados para el emplazamiento de los distintos parques, además de la posible saturación administrativa para la tramitación de los proyectos.

Capítulo 3. LA ENERGÍA DEL VIENTO

Este capítulo tiene como objetivo presentar los conceptos básicos sobre la naturaleza del viento y como aprovecharla. En primer lugar se hará un acercamiento a los conceptos meteorológicos. Se continuará con la caracterización del potencial eólico y por último se tratarán los procesos de medición y procesamiento de datos. Para la redacción de este capítulo y el capítulo siguiente se han utilizado, además de la información proporcionada por la directora de este proyecto Consuelo Alonso, 2 libros:

- “*La energía eólica*” por Félix Avia (CENER). [4]
- “*Handbook of wind energy*”[5]

3.1 EL ORIGEN DEL VIENTO

El viento es el movimiento de masas de aire. Su origen reside en la radiación solar, ya que es el resultado de las diferencias de presión provocadas por un calentamiento desigual de la superficie terrestre. Debido a las características de la tierra, como son su forma, su inclinación y órbita respecto al sol, la radiación solar varía con la latitud. La Figura 7Figura 39 muestra como las zonas próximas al ecuador reciben mayor cantidad de radiación electromagnética que los polos. En un modelo simplificado como es la Figura 8;*Error! No se encuentra el origen de la referencia.*, donde únicamente se tiene en cuenta este factor, se genera un ciclo base en el cual las masas de aire caliente se elevan en el ecuador al absorber la radiación solar. Se desplazan por la parte superior de la atmósfera hacia zonas más frías de menor presión, situadas en los polos, donde se enfría y desciende. El ciclo se completa con el retorno de las masas de aire con menor temperatura por la parte inferior de la atmósfera.

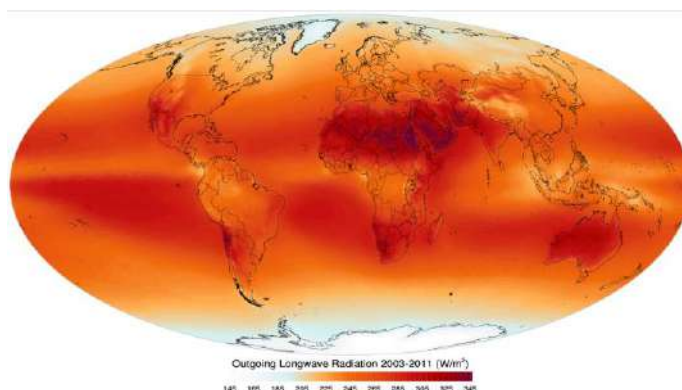


Figura 7: Distribución de la radiación solar

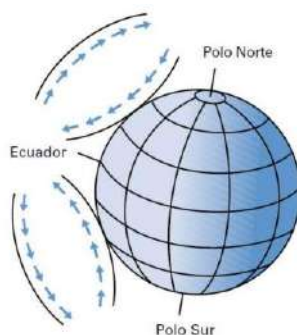


Figura 8: Modelo simplificado (C.Alonso)

No obstante, los gradientes de presión de origen térmico no son los únicos agentes que influyen en el comportamiento de las corrientes de aire. Las fuerzas gravitatorias, la rotación de la Tierra, la inercia del aire, la geografía (distribución de océanos y continentes) y la fricción con la superficie, marcada por la orografía y rugosidad del terreno, también afectan a los flujos. Sin embargo, su influencia depende del nivel de estudio del recurso eólico.

El viento, se caracteriza por ser un sistema complejo de alta variabilidad tanto en el tiempo (desde segundos a años) como en el espacio (de metros a miles de kilómetros). Por ello, con el fin de realizar un estudio organizado, se clasifica en un amplio rango de escalas temporales y espaciales presentes en la Tabla 2. Dichas escalas tienen interacción entre sí a través de células convectivas sobre las que se profundizará más adelante. Estas permiten la transferencia de energía entre los diferentes niveles.

Escala	Tiempo	Altura (km)
Circulación Global	Semanas a años	>5.000
Macroescala	Días a semanas	100-5.000
Mesoescala	Minutos a días	1-100
Microescala	Segundos a minutos	<1

Tabla 2: Escalas temporales y espaciales del viento

3.1.1 CIRCULACIÓN GLOBAL

La circulación global comprende los movimientos atmosféricos a mayor escala. Los principales agentes son la desigual radiación solar de la superficie y la rotación terrestre. La primera, como se ha comentado anteriormente, genera diferencias de presión. Las altas presiones se producen en zonas de abundante radiación, y las bajas en zonas con menor incidencia. Los movimientos de aire facilitan el transporte de calor en la dirección del gradiente de presiones para tratar de equilibrar esta diferencia.

Por otro lado, la rotación de la tierra provoca una fuerza conocida como la Fuerza de Coriolis. La fuerza de Coriolis es una fuerza ficticia o inercial que aparece sobre un objeto en movimiento dentro de un sistema de referencia en rotación. Esta fuerza explica el efecto de aceleración relativa que el objeto tiene en este sistema de referencia. El origen real es la propia rotación del sistema referencial. Tiene dos componentes, uno tangencial ($\vec{\omega}$), siempre perpendicular a la dirección del eje de rotación y otro radial, tangente al movimiento del objeto ($\vec{v}$).

$$\vec{F}_c = -2m (\vec{\omega} \times \vec{v})$$

$$F_c = 2m \omega \sin(\varphi) U$$

Donde U es la velocidad del viento, ω es la rotación angular de la tierra y φ es la latitud. Es decir, la fuerza de Coriolis depende de la velocidad del viento y la latitud.

Para comprender mejor el efecto, conviene hacer un primer acercamiento desde un sistema plano como el de la Figura 9. Desde un sistema de referencia inercial (fijo) se aprecian las componentes de la velocidad, la radial (V_{ab} , movimiento rectilíneo dentro del sistema de referencia) y la tangencial (V_a , propia de la velocidad de giro del sistema de referencia). El resultado de ambas hace que la trayectoria seguida por el objeto no sea radial, como podría esperar el observador con referencia rotacional, sino que se adelanta al giro.

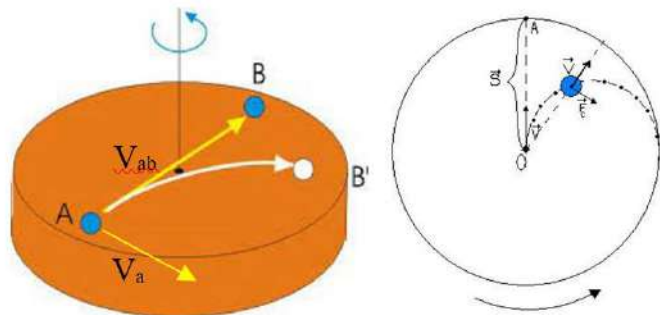


Figura 9: Efecto Coriolis en sistema plano (Fondear)

En un sistema esférico, semejante a la forma de la Tierra (Figura 10), se observa la influencia del efecto Coriolis en los movimientos del aire térmico. Esta provoca un desplazamiento meridional. La combinación de ambos efectos explica el sentido del movimiento radial de las masas de aire a gran escala. En el hemisferio norte el sentido de las borrascas, portadoras de aire frío, es antihorario. Debido a la componente en dirección sur, hacia zonas más calientes en el ecuador (efecto radiación) y a la componente en dirección este por la fuerza de Coriolis (efecto rotación). De la misma forma se produce el movimiento horario de los anticiclones. Dirección norte (radial interior) del ecuador al polo y hacia el este por Coriolis. En el hemisferio sur la combinación de estos efectos genera una imagen especular del hemisferio norte. Es decir, las borrascas giran en sentido horario y los anticiclones en sentido antihorario.

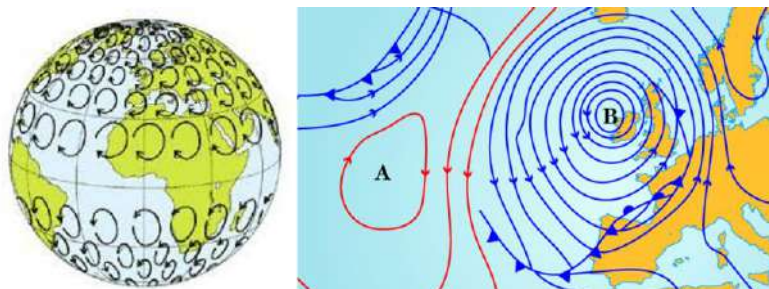


Figura 10: Efecto Coriolis en la circulación global (Junta de Andalucía)

El movimiento del viento puede separarse en dos componentes, componente vertical y componente horizontal tomando como sistema de referencia la superficie de la Tierra.

La componente vertical normalmente tiene menor presencia que la horizontal, es decir, el viento se mueve mayormente por el plano horizontal. Esto se debe a un equilibrio de fuerzas entre la fuerza gravitatoria y la fuerza vertical de presión. La primera tiene un efecto de atracción hacia la tierra sobre las partículas de aire. La segunda es el resultado de la diferencia de temperatura con la altura del aire. Como se ha explicado previamente, las masas de aire tienen menor densidad cuando su temperatura es menor. Esto genera una diferencia de presiones, de la que deriva una fuerza en dirección opuesta al gradiente de presión, buscando el equilibrio. La segunda fuerza en consecuencia, actúa en dirección contraria a la superficie terrestre ya que las masas más calientes se encuentran más cerca de la superficie.

Por su parte, el movimiento horizontal del viento es el resultado de otro equilibrio de fuerzas. La fuerza de Coriolis, y la componente horizontal del gradiente de presiones.

La fuerza de presiones por unidad de masa viene dada por la siguiente ecuación.

$$F_p = \frac{-1}{\rho} \frac{\partial \rho}{\partial n}$$

Donde ρ es la densidad del aire y n es la dirección normal a las isobaras, por lo que $\frac{\partial \rho}{\partial n}$ se corresponde con el gradiente de presiones.

La fuerza de Coriolis por unidad de masa es la siguiente.

$$F_c = 2 \omega \sin(\varphi) U$$

La magnitud de este equilibrio de fuerzas recibe el nombre de “viento geostrófico”, cuya característica más destacable es su dirección, paralela a las isobaras. Además, aumenta con el gradiente de presiones.

$$U_g = \frac{1}{2 \omega \sin(\varphi) \rho} \frac{\partial \rho}{\partial n}$$

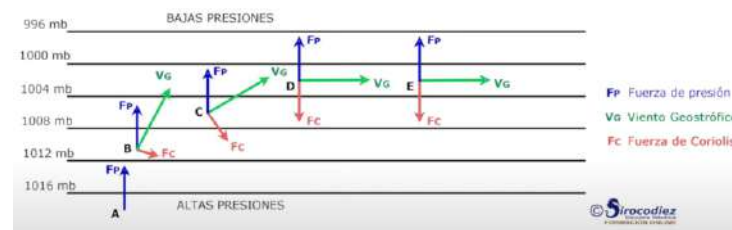


Figura 11: Viento geostrófico (Sirocodiez)

Teniendo en cuenta ambos agentes, se desarrolla el esquema simplificado que aparece en la Figura 12. En él, se puede observar que cada hemisferio está dividido en tres zonas en vez de tener una única celda (Figura 8). Estas representan las células convectivas mediante las cuales se transfiere la energía desde zonas de mayor a menor presión. Las células inducen latitudes de alta y baja presión debido al estrangulamiento de corrientes de aire (altas presiones) o a la dispersión de las mismas (bajas presiones). Fijando la referencia a nivel de la superficie, las zonas de baja presión se encuentran en las latitudes del ecuador (0°) y 60°, y las de alta presión en 30° y en los polos (90°). Si se estudiase las presiones en la parte superior de la atmosfera, las zonas de baja y alta presión se invierten.

Las células son:

- Celda Hadley: Situada entre las latitudes 0° (ecuador) y 30°. Provoca los “vientos alisios” dirección NE (hemisferio norte) y dirección SE (hemisferio sur).
- Celda Ferrel: Situada entre 30° y 60°. Provoca los denominados “vientos del oeste”.
- Celda polar: Situada entre los 60° y 90°. Provoca los denominados “vientos del este”.

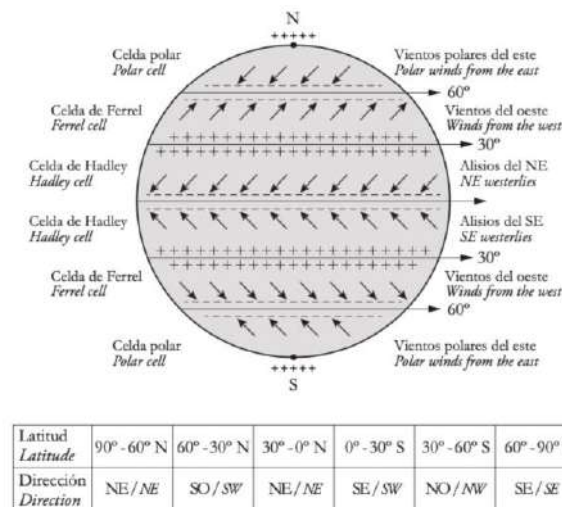


Figura 12: Circulación global, modelo simplificado (C.Alonso)

Es interesante estudiar las zonas donde convergen las células (Figura 13). Las latitudes de baja presión son las zonas donde el aire absorbe calor. También son las zonas donde se evapora el agua y esta al elevarse y entrar en contacto con altitudes más frías se condensa y precipita. Por ello, las latitudes alrededor de los paralelos 0° (ZCIT, Zona de Convergencia Intertropical) y 60° se caracterizan por ser abundantes en lluvias. Lugares como la selva amazónica o la selva africana del Congo se encuentran aquí. Por otro lado, las zonas de altas presiones, se caracterizan por ser desérticas, ya que reciben fuertes rachas de viento seco. Esto explica la presencia de zonas inhabitables cercanas a los paralelos 30° y 90°, como son el Desierto del Sahara, el Desierto de Arabia o los polos.

Cabe destacar que estas latitudes de convergencia y cambio de dirección del viento son especialmente favorables para el aprovechamiento de energía eólica.

Otro fenómeno interesante es el denominado frente polar. En él se encuentran los aires cálidos subtropicales y polares, dando lugar a una gran turbulencia.

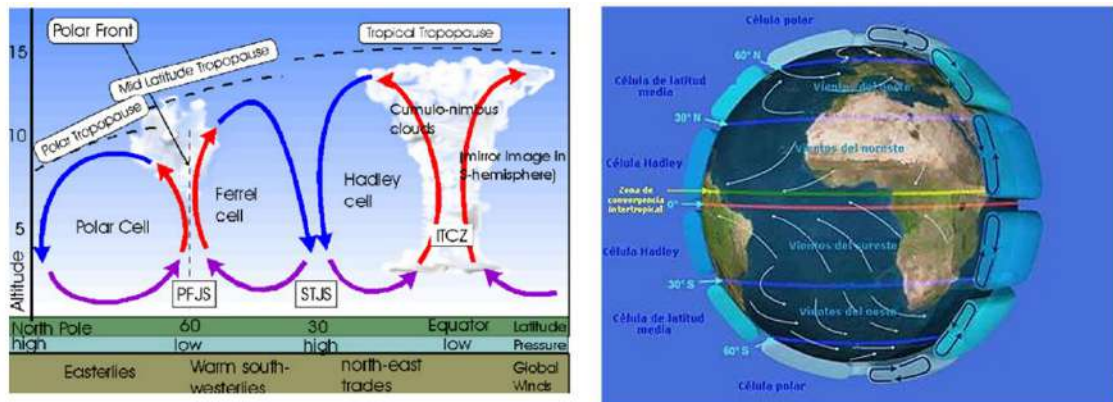


Figura 13: Células convectivas (Meteosojuela)

3.1.2 MACROESCALA

La macroescala comprende altitudes entre 100km y 5.000km. En esta se aprecian los efectos del rozamiento con la superficie y la geografía del planeta.

Cuando se considera la fuerza de rozamiento de la superficie terrestre, la velocidad del viento se frena parcialmente, y consecuentemente la fuerza de Coriolis se reduce en la misma proporción. Esto altera el equilibrio del viento geostrófico y elimina el paralelismo con la isobaras, las corta de forma oblicua, y aumenta la dificultad de predicción.

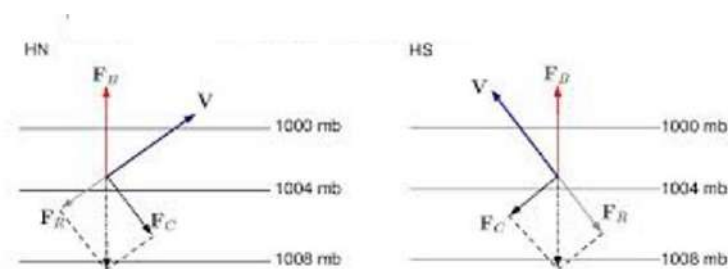


Figura 14: Efecto del rozamiento en el viento geostrófico (UNICAN)

Por otro lado, la geografía también tiene un efecto notable. Los océanos actúan como sumideros de energía. Absorben cierta cantidad de energía eólica y transmiten peor el calor absorbido por la radiación solar, es decir, tiene mayor inercia térmica. La consecuencia es

una perturbación en el flujo de corrientes de viento. Este efecto se acentúa a menores escalas, entonces se profundizará sobre ello más adelante.

3.1.3 MESOESCALA

La mesoescala estudia el comportamiento del viento en altitudes inferiores a los 100km. Normalmente los flujos de aire derivan de movimientos de escalas superiores. No obstante, existen una serie de condiciones que generan vientos regionales y locales por características específicas de la zona, cuya influencia predomina sobre los movimientos mayores. Estos, de origen térmico y/o geográfico, destacan más cuando se calman los movimientos mayores.

3.1.3.1 Vientos de origen térmico

- Brisas mar y montaña.

Estas ocurren en zonas costeras debido a la mayor inercia térmica del mar. Se caracterizan por ser ciclos diarios como muestra la Figura 15. Cuando amanece, la tierra se calienta más rápido que el mar, entonces se produce un transporte de calor en dirección a la masa de agua. Sin embargo, cuando anochece, la tierra se enfría antes que el mar, por lo que el transporte de calor invierte el sentido. Estos vientos tienen el mismo origen que los monzones, la diferencia es que los monzones son de mayor escala y de carácter estacional. En invierno, el continente asiático está más frío que el océano, provocando brisas en dirección a la masa de agua. Lo contrario ocurre en verano, el movimiento de aire caliente hacia el continente provoca fuertes precipitaciones.

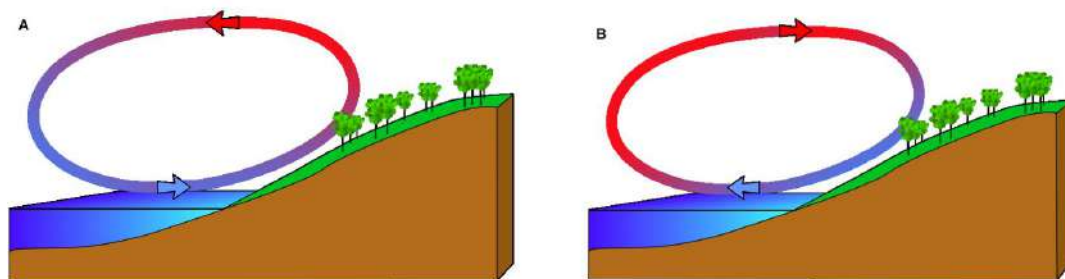


Figura 15: Brisa mar montaña (C.Alonso)

- Viento de montaña.

Algo similar ocurre en los vientos de montaña. Las superficies de las laderas reciben mayor radiación durante el día, el aire se dilata y asciende provocando vientos anabáticos. Durante la noche ocurre lo contrario, la ladera se enfría, las masas de aire ganan densidad y descienden provocando vientos catabáticos, más fuertes que los anabáticos.

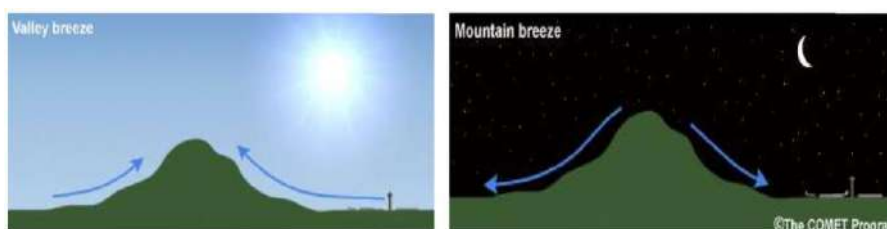


Figura 16: Vientos anabáticos y catabáticos (C.Alonso)

- Brisa montaña valle.

Este viento se genera por el mismo principio que el de viento de montaña, debido a la diferencia de incidencia solar durante el día. La diferencia es que en este caso existe un valle en el que se concentran las corrientes de viento. Esta concentración genera el viento conocido como viento cañón (Figura 17). A lo largo de la mañana aparecen los vientos anabáticos (ascendentes) y por la noche catabáticos (descendentes).

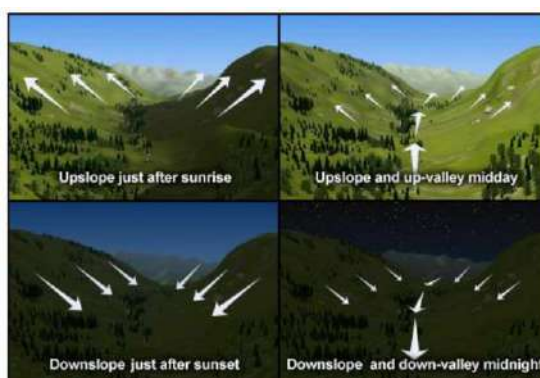


Figura 17: Viento cañón (C.Alonso)

3.1.3.2 Vientos de origen orográfico

La topografía tiene gran influencia a medida que se reduce la escala de estudio. Algunos accidentes orográficos, como acantilados o cadenas montañosas, generan perturbaciones en

la circulación de masas de aire. Estas favorecen la aparición de puntos donde el viento adquiere mayor velocidad. El efecto más común es el efecto Foehn (Föhn) o efecto barrera. Este se produce en zonas montañosas a raíz de comportamiento del viento cuando encuentra con una cordillera. El aire húmedo se ve forzado a subir la ladera al encontrarse con la misma. A medida que gana altura se va enfriando y condensando, formando nubes y dejando lluvias orográficas en la ladera de barlovento. Una vez superado el pico, donde son comunes las turbulencias que aportan calor, el aire seco desciende por la ladera de sotavento, calentándose más a medida que desciende (Figura 18). Este efecto provoca una diferencia de climas importante en los distintos lados de la cordillera. En la zona de barlovento, un clima húmedo y frío, mientras que a sotavento este es cálido y seco. Este efecto ocurre en los Alpes, y es por ello que Europa disfruta un clima más cálido y seco, ya que la cordillera frena los vientos húmedos del mar Mediterráneo.

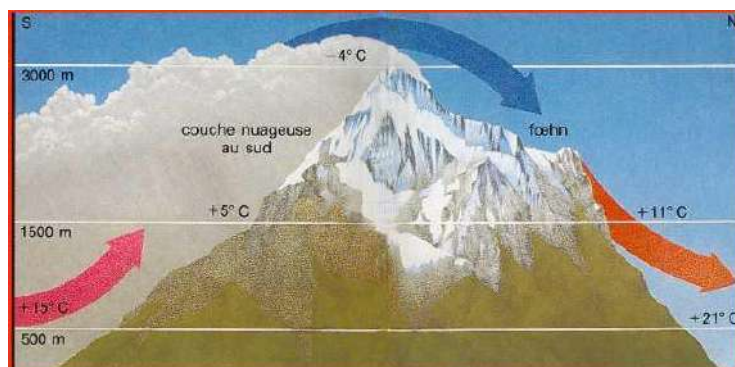


Figura 18: Efecto Foehn [Föhn] (CasaBringasort)

No obstante, existen otros efectos como son el efecto encauzamiento, típico en depresiones o vaguadas. Este aparece cuando la dirección del viento es paralela a los accidentes orográficos provocando así el encauzamiento. O el efecto esquina que se produce en vientos que bordean accidentes geográficos como cabos.

La ventaja de los vientos locales es que son más predecibles. En España, el conjunto de sistemas montañosos genera una serie de vientos locales indicados en la Figura 19. **No se encuentra el origen de la referencia..** Estos lugares son muy favorables para el

aprovechamiento de la energía eólica y consecuentemente están altamente explotados con aerogeneradores.

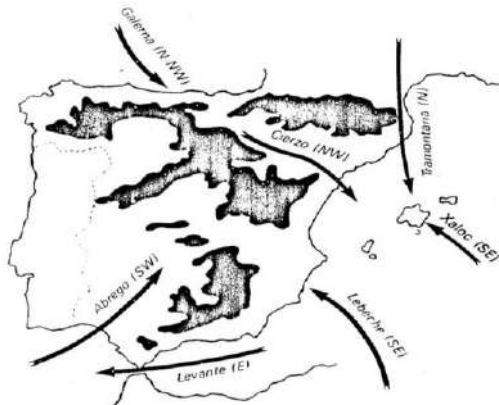


Figura 19: Principales vientos locales de España (C.Alonso)

3.1.4 MICROESCALA

El estudio de la microescala es el más fino. Comprende vientos a altitudes inferiores a los 1000 metros en los que las características del terreno adquieren máxima importancia. Factores como los obstáculos y la rugosidad del terreno son los más influyentes en su caracterización. Esta es la escala más importante ya que en ella se encuentra el viento que incidirá en los aerogeneradores. Sin embargo, también es la más impredecible. Por ello es de suma importancia llevar a cabo un estudio del recurso eólico de la zona, con estudios de series temporales de datos de viento, orografías, etc. para eliminar la mayor incertidumbre posible.

Para evaluar el comportamiento de los fluidos alrededor de objetos sólidos, es importante tener en cuenta la viscosidad dinámica. Este parámetro es una medida de resistencia al movimiento que determina la velocidad de deformación al aplicar un esfuerzo dinámico $\left(\mu \left[\frac{kg}{m \cdot s}\right]\right)$. La viscosidad dinámica del aire es $\mu = 1.8 \cdot 10^{-5} \text{ kg/ms}$. Sin embargo, esto puede variar ya que este parámetro depende fuertemente de la temperatura. La mayoría de fluidos disminuyen su viscosidad a medida que lo hace la temperatura. Esta

dependencia es exponencial, por lo que μ puede variar hasta un 10% por cada grado de temperatura.



Figura 20: Viscosidad dinámica (P.Ayala)

Más importante aún es el número de Reynolds (Re), que es el cociente entre inercia y viscosidad dinámica de los fluidos. Se obtiene al eliminar las dimensiones de la ecuación de cantidad de movimiento de los fluidos. Es quizá el número más importante en mecánica de fluidos, ya que se ha de tener en cuenta siempre excepto cuando existen elevados gradientes de velocidad. Alcanza máxima importancia en el estudio de flujos confinados. Sin embargo, los flujos externos, como los que atañen al estudio eólico, también presentan efectos viscosos cerca de las superficies y dentro de la estela, por lo que el Re sigue siendo importante. A una distancia alejada del cuerpo, se comportan como fluidos prácticamente no viscosos. Más adelante se indagará en la distancia a la que pierden el comportamiento viscoso conocida como capa límite. La técnica del análisis de la capa límite es útil en el cálculo de los comportamientos viscosos cerca de los sólidos, y también en análisis del acoplamiento de flujos viscosos (dentro de la capa límite) con los flujos exteriores no viscosos. La técnica es más fiable cuanto mayor sea el número de Reynolds asociado.

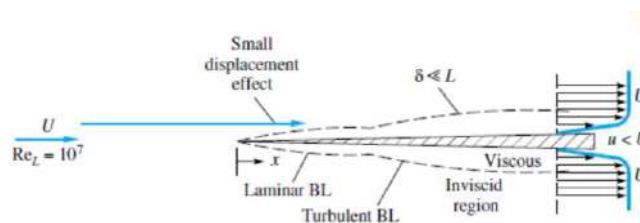


Figura 21: Capa límite flujo no confinado (P.Ayala)

La viscosidad del aire influye a nivel microescala, efectos como el efecto obstáculo y la rugosidad del terreno tienen un comportamiento distinto en función de este parámetro. Cuanto más viscoso más se acentúan las perturbaciones.

3.1.4.1 Efecto obstáculo:

Al encontrar un obstáculo, como edificaciones o masas arbóreas, el viento sufre perturbaciones cuando intenta atravesarlo. Esto es debido al rozamiento con la superficie y la viscosidad del fluido. Estas perturbaciones vienen en forma de turbulencias y pérdida de velocidad. Los efectos de los mismos dependen principalmente del área y forma del obstáculo, su rugosidad, y de manera menos intensa, de su rigidez.

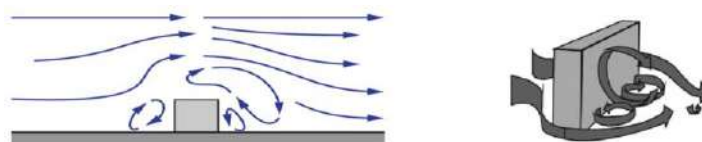


Figura 22: Efecto obstáculo (C.Alonso)

Es importante tener en cuenta los propios aerogeneradores en el diseño de un parque de generación eólica, ya que estos también son obstáculos y tienen un efecto sobre el viento que los atraviesa. Su influencia es mayor que la de simples obstáculos, debido a que su objetivo es extraer la máxima energía cinética del viento. Como demostró Betz, el límite de rendimiento se encuentra en un 59%, que reduce la energía disponibles tras ellos. Este efecto, resultado del giro de las palas es una perturbación conocida como “efecto estela” que consiste en la pérdida de carga y turbulencias a sotavento. Igual que un obstáculo común pero más acentuado.

En el diseño de parques eólicos se tiene en cuenta y para evitar sufrir perturbaciones los molinos se distancian siguiendo las indicaciones de la Figura 24.



Figura 23: Efecto estela aerogeneradores (C.Alonso)

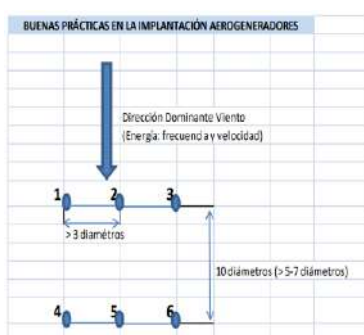


Figura 24: Distanciamiento de aerogeneradores recomendable (C.Alonso)

3.1.4.2 Elevaciones del terreno:

Un efecto similar al anterior tienen las elevaciones del terreno. Lo pronunciadas que sean las pendientes de estas elevaciones marcan el comportamiento. Si no son muy pronunciadas, el resultado es un aumento en el perfil de velocidad. Sin embargo, si tienen una pendiente elevada se pueden producir perturbaciones que afecta negativamente al rendimiento de las máquinas (Figura 25).

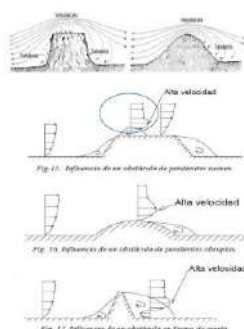


Figura 25: Elevaciones del terreno (C. Alonso)

3.1.4.3 Rugosidad del terreno:

La rugosidad del terreno actúa como sumidero de la cantidad de movimiento del viento. Como se introdujo anteriormente, a grandes alturas no tiene apenas efecto, pero a medida que se aproxima a la superficie este efecto se ve acentuado. La cantidad de movimiento que se absorbe depende de las características del terreno. También depende de la rugosidad, la altura a partir de la cual el efecto del terreno deja de apreciarse (capa límite). Para caracterizar los tipos de terrenos, se clasifican dentro de 4 clases (de clase 0 a clase 3) evaluadas según el parámetro “longitud de rugosidad” (Z_0). Siendo la clase cero la menos rugosa (agua estancada) y la tres la más rugosa (bosque y ciudades) como recoge la Tabla 3.

La longitud de rugosidad se define como la altura a la que la velocidad del viento se hace cero, considerando una variación logarítmica de la velocidad con la altura. Se puede observar cómo esta aumenta cuantos más obstáculos hay y cuanto más próximos están estos.

Rugosidad superficial para distintos tipos de terreno		
20 [m]	Terreno	
1E-4	Mar abierto en calma o un suelo plano cubierto por nieve o suelo laminado	Grandes extensiones de agua o desierto
1E-3	Vientos fuertes del mar en áreas costeras	
2E-3	Nieve natural sobre tierra de cultivo	
5E-3	Césped (alrededor de 50 cm)	Muchos niveles cubiertos con hierbas
1E-2	Pocos árboles, invierno	
2.5E-2	Sin cortar el pasto, árboles aislados	Pistas de Aeropuertos
5E-2	Pocos árboles, verano	Tierras de cultivo
8E-2	Muchos setos	
3E-2	Casos rurales EPA	
2E-1	Muchos árboles, setos, pequeños edificios	
4E-1	Límites de una ciudad	Muchos niveles boscosos
5E-1	Centros de pequeños pueblos	
1.0	Centros de grandes pueblos, ciudades.	Bosques
	Casos urbanos EPA	
	Plantas de procesamiento (Peterson 1990, visto en Woodworth, 1998)	
1.5-3	Centro de ciudades con muchos edificios altos	Con desniveles y montañosos

Tabla 3: Rugosidad del terreno



Figura 26: Clases de rugosidad (C.Alonso)

Relacionada con la longitud de rugosidad, está la teoría de la capa límite, que fue introducida en 1904 por el científico Prandtl. En ella se estudia la altura hasta la cual el contacto de un fluido con un objeto sólido influye. Es decir, el lugar geométrico de todos los puntos cuya velocidad alcanza el 99% de la velocidad exterior (Figura 20). La teoría justifica los perfiles de velocidad que adquieren los fluidos con diferentes superficies. En el estudio del recurso eólico de una ubicación, lo que interesa es justamente este perfil de variación de velocidad con la altura. También es de interés, el comportamiento aguas debajo de la incidencia con la superficie, que como se observa desarrolla una región turbulenta en la que se generarán vórtices perdiendo el régimen laminar. Aunque este es menos importante si se siguen las recomendaciones en la disposición de los aerogeneradores (Figura 24).

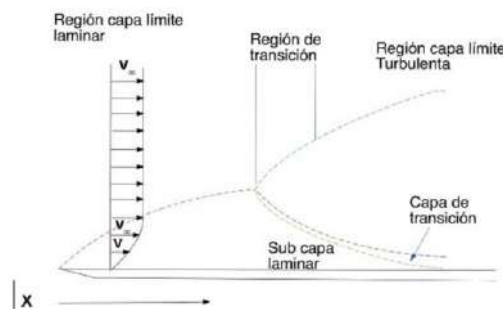


Figura 27: Capa límite (P.Ayala)

Existe un consenso que considera que la atmósfera es libre a partir de 2.000 m de altura, es decir la rugosidad del terreno ya no afecta. Esta altura se declara como capa límite terrestre. Bajo la misma, el perfil de velocidad del viento sigue la “Ley potencial de variación del viento con la altura” definida por la siguiente ecuación.

$$\frac{U(x_1)}{U(x_2)} = \left(\frac{x_1}{x_2}\right)^\alpha$$

Donde x_i es la altura en un punto i , $U(x_i)$ es la velocidad del viento en el mismo punto i y α es un coeficiente que depende de la rugosidad del terreno y la estabilidad de la atmósfera. El coeficiente α es el que determina el perfil de velocidad (Figura 26).

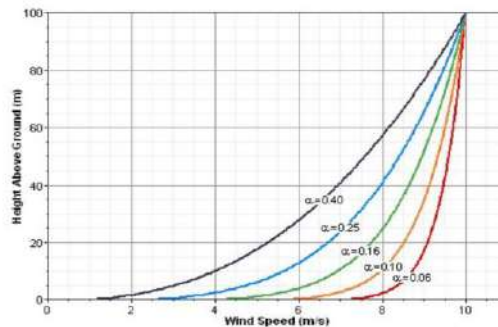


Figura 28: Ley potencial de variación del viento con la altura (C.Alonso)

El coeficiente α se puede conocer si se tienen datos de velocidad a dos alturas diferentes. Aunque también se puede utilizar una fórmula desarrollada a través de estudios experimentales, que permite obtener el coeficiente conociendo datos de velocidad a una única altura.

$$\alpha = \frac{0.37 - 0.088 \ln \bar{V}_a}{1 - 0.088 \ln(x_a/10)}$$

La Figura 28 muestra cómo se relaciona la rugosidad del terreno con el coeficiente α . Cuanto mayor es la rugosidad mayor es α y más plano el perfil de velocidad. Es por esto que se buscan ubicaciones de clases bajas para disponer de más velocidad a una misma altura.

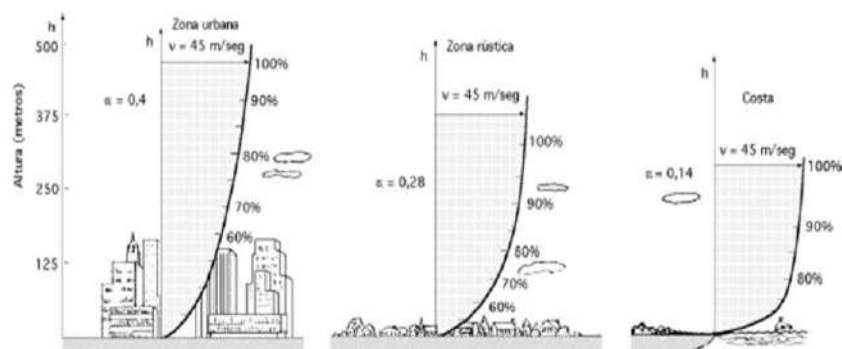


Figura 29: Perfiles de velocidad según la rugosidad del terreno (C.Alonso)

Otra manera de conocer el perfil de velocidad es la “Ley logarítmica de variación del viento con la altura”. El principio es similar a la ley anterior, simplemente la ecuación cambia ligeramente.

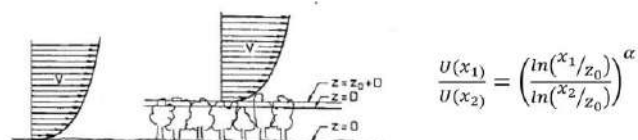


Figura 30: Ley logarítmica de variación del viento con la altura (C.Alonso)

Donde z_0 es la rugosidad a 1m de altura.

Una apreciación importante es como se puede modificar la altura del origen del perfil de velocidades en función del obstáculo. La Figura 30 muestra cómo sería el perfil sobre una masa arbórea.

Otro factor importante es el tipo de atmósfera de la zona. Esta dependiendo del tipo puede introducir turbulencias que afectarían al rendimiento de las máquinas. La atmosfera se clasifica dentro de una escala que va de muy estable a inestable (Figura 31). Éstas, pueden variar en el tiempo, ya que dependen en gran medida de la meteorología. Lo ideal es que en el emplazamiento la atmosfera sea muy estable la mayor parte del tiempo, y se intenta evitar zonas donde se presenten atmosferas algo inestables e inestables.

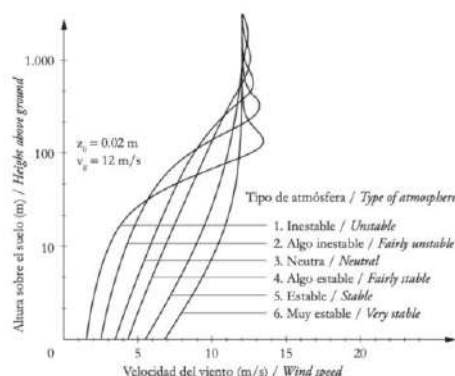


Figura 31: Tipos de atmósferas (C.Alonso)

En conclusión, el estudio meteorológico y climático de una zona es fundamental para ubicar los emplazamientos con condiciones favorables. La variabilidad espacial y temporal del viento hace necesario realizar una campaña de medidas para caracterizar adecuadamente el recurso eólico.

3.2 EVALUACIÓN Y PREDICCIÓN DEL POTENCIAL EÓLICO

Para estimar la generación de un parque eólico, primero hay que hacer un análisis para cuantificar el potencial eólico de la zona. Dado que el viento es variable tanto temporal como espacialmente, es necesario llevar a cabo mediciones y utilizar recursos estadísticos para eliminar en la medida que sea posible la impredecibilidad del mismo. En este apartado se introduce primero la cantidad de energía extraíble del viento y los principales parámetros que se tienen en cuenta en el estudio del viento de la zona.

3.2.1 POTENCIA DISPONIBLE EN EL VIENTO

Según la ley de Betz, publicada por el alemán Albert Betz en 1926, la máxima energía extraíble por un aerogenerador ideal es el 59,25% de la energía cinética del viento. Como se comentó en el apartado anterior, el efecto que tiene es el aprovechamiento se traduce en una pérdida de velocidad y ensanchamiento del tubo de corriente (Figura 32)

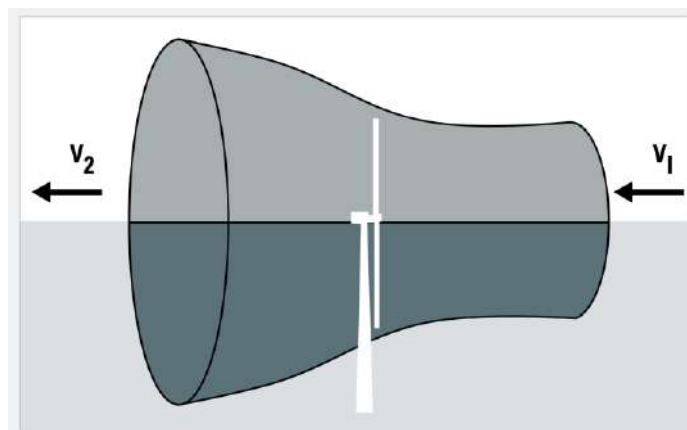


Figura 32: Tubo de corriente (F.Avia)

A continuación se demostrará la ley de Betz.

La potencia cinética contenida en el viento es $\left(P = \frac{\text{Energía}}{\text{tiempo}}\right)$:

$$P_0 = \frac{1}{2} \dot{m} V^2$$

Donde $\dot{m}$ es la masa de aire que atraviesa el rotor por unidad de tiempo y V es la velocidad del viento. Como la masa es $(m = \rho A V)$, siendo A el área del rotor, ρ la densidad del viento y V la velocidad, la ecuación se puede reescribir de la siguiente manera:

$$P_0 = \frac{1}{2} \rho A V^3$$

La potencia extraída se calcula como la diferencia entre la potencia cinética del viento a la entrada y la potencia cinética del viento a la salida:

$$P = \left(\frac{1}{2} \dot{m} V_1^2\right) - \left(\frac{1}{2} \dot{m} V_2^2\right)$$

O

$$P = \rho A \left(\frac{V_1 + V_2}{2}\right) \left[\left(\frac{V_1^2}{2}\right) - \left(\frac{V_2^2}{2}\right)\right]$$

La velocidad media se incluye para mantener la igualdad $(m = \rho A V)$.

Introduciendo la constante $\left(k = \frac{V_1}{V_2}\right)$, se la ecuación queda:

$$P = \frac{1}{4} \rho A V_1^3 (1 + k)(1 - k^2)$$

Para obtener el valor de k que maximiza la potencia se busca el máximo de la anterior ecuación $\left(\frac{dP}{dk} = 0\right)$, obteniendo $3k^2 + 2k - 1 = 0$, cuya solución es $k = 1/3$. Es decir, la potencia máxima extraíble se obtiene cuando la velocidad de salida es un tercio la velocidad de entrada. Si se sustituye en la ecuación (X).

$$P_{max} = \frac{3}{27} \rho A V_1^3$$

Finalmente se calcula el rendimiento o coeficiente de potencia

$$C_p = \frac{P_{max}}{P_0} = \frac{1}{2} \left[1 - \left(\frac{V_2}{V_1} \right)^2 \right] \left(1 + \left(\frac{V_2}{V_1} \right) \right)$$

Y se concluye que la energía máxima extraíble es 59,25%, conocido como el límite de Betz.

Entonces, la potencia extraíble se puede calcular de la siguiente manera:

$$P = C_p \left(\frac{1}{2} \rho A V_1^3 \right)$$

Donde C_p es el porcentaje de energía extraíble y depende de la velocidad como se ha demostrado. La siguiente figura muestra una comparación de este coeficiente con la velocidad específica (velocidad angular/ velocidad específica). Se incluyen también los límites de Glauert y Betz, así como los de cada tipo de rotor. Además, como se puede observar, se alcanza cierta velocidad a la cual el número de palas pierde importancia. Y es su estabilidad, por lo que predominan los molinos de 3 palas en los sistemas de generación actuales.

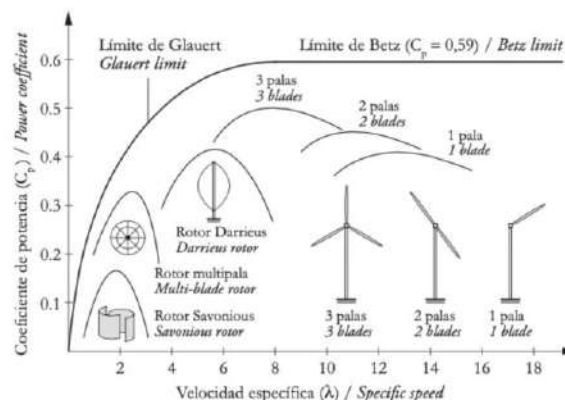


Figura 33: Curva aprovechamiento eólico (C.Alonso)

Otro coeficiente a tener en cuenta en el estudio eólico es el coeficiente de empuje (C_T) que mide la fuerza con la que empuja el viento al rotor. Esta es igual y opuesta a la que las palas ejercen sobre el viento. Las fuerzas influyen en la intensidad de la estela y el área de turbulencia tras el motor, siendo estas mayores cuanto mayor es el coeficiente de empuje.

$$C_T = \frac{F}{\frac{1}{2} \rho A V_{hb}^2}$$

Donde F es la fuerza y V_{hb} es la velocidad a altura de buje. La Figura 34 muestra cómo evoluciona el coeficiente en función de la velocidad.

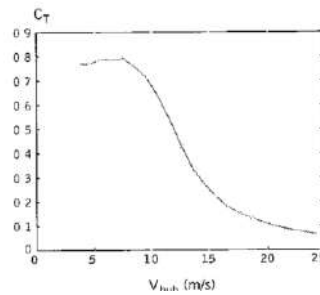


Figura 34: Curva de coeficiente de empuje (C.Alonso)

3.2.2 VARIABILIDAD TEMPORAL DEL VIENTO

El viento presenta variabilidad temporal tanto a corto como a largo plazo. El largo plazo comprende variaciones de año a año e interanuales. Las primeras son difíciles de predecir. Sin embargo, las medidas interanuales, provocadas por la rotación de la tierra alrededor del sol, quedan bien caracterizadas en términos de distribuciones de probabilidad y son uno de los indicadores principales del recurso eólico disponible. Específicamente, la distribución de Weibull representa fielmente la variación de la velocidad media horaria a lo largo del año. Esta distribución sigue la siguiente función:

$$F(U) = \exp\left(-\left(\frac{U}{c}\right)^k\right)$$

Donde $F(U)$ representa la fracción de tiempo donde la media horaria supera la U (distribución acumulada, Figura 36). La distribución de Weibull se ve caracterizada por dos parámetros, c de escala y k de forma.

El parámetro de escala c se relaciona con la velocidad media a través de la siguiente fórmula:

$$\bar{U} = c\Gamma\left(1 + 1/k\right)$$

Donde Γ es la función gamma. Derivando dicha función se obtiene la función densidad de la distribución.

$$f(U) = -\frac{dF(U)}{dU} = k \frac{U^{k-1}}{c^k} \exp\left(-\left(\frac{U}{c}\right)^k\right)$$

Finalmente, la media de la velocidad del viento es:

$$\bar{U} = \int_0^{\infty} U f(U) dU$$

La Figura 35 muestra distintas distribuciones de Weibull en función del parámetro de forma k . Cuanto mayor es el valor de este factor k , menor es la variación de la media horaria con la media anual, normalmente el factor de forma se encuentra entre 1 y 3. Un valor destacable por su repetición en un gran número de zonas es la distribución de Rayleigh cuyo factor k es igual a 2.

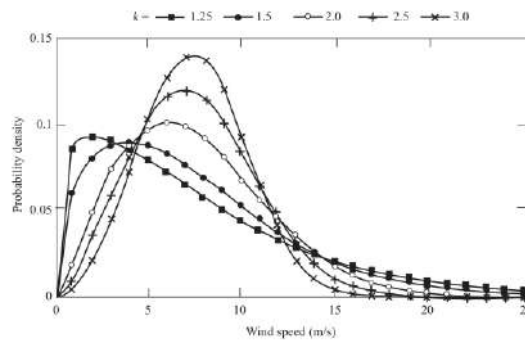


Figura 35: Distribuciones de frecuencias de Weibull (T.Burton)

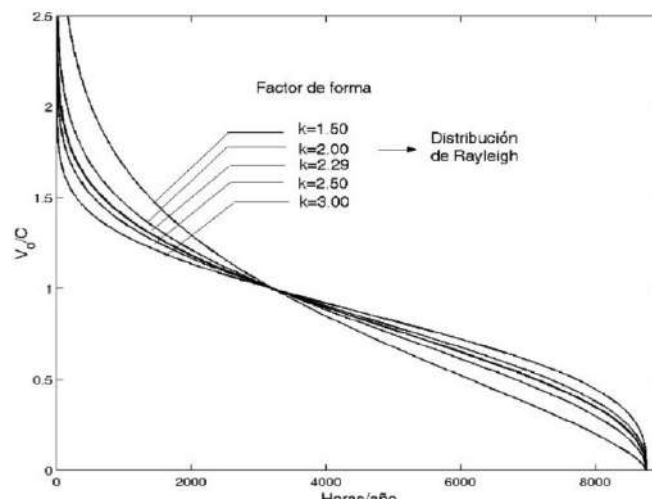


Figura 36: Función Distribución Acumulada de Weibull (C.Alonso)

Las variaciones de la media horaria a lo largo del año tiene un cierto grado de aleatoriedad. Pero también tiene influencias estacionales derivadas de los cambios de inclinación de la tierra, distancia al sol y cantidad de radiación recibida. Estas influencias estacionales dependen altamente de la latitud a la que se encuentran las regiones, y se distinguen mediante el estudio de la macroescala.

En escalas menores, la aleatoriedad de las variaciones en la velocidad del viento aumentan y lo hacen menos predecible. Aunque si aparece una serie de patrones que ayudan al estudio de las mismas. Las primeras variaciones en la escala de frecuencia se distinguen alrededor de los 4 días de duración. Estas se denominan variaciones sinópticas. También están asociadas con efectos recogidos dentro de la macroescala como los diferenciales de presiones entre zonas o las fuerzas de Coriolis. Aumentando la frecuencia de variación aparecen las variaciones diarias. Estas se deben principalmente a los ciclos de radiación durante las 24 horas de la jornada y factores comentados en la sección Mesoescala.

3.2.3 VARIACIÓN DIRECCIONAL

El viento puede variar direccionalmente. Lo que se persigue en el emplazamiento es que exista una dirección predominante. Esto es de especial interés porque el diseño del parque se orienta perpendicular a esta para aprovechar al máximo el recurso eólico de la zona.

Cuando más esté marcada la dirección predominante del viento mejor, dado que no se tendrán que orientar las máquinas en direcciones no óptimas. Para estudiar esta característica se utiliza la representación gráfica de los datos conocida como “rosetas de viento”. Las rosetas presentan la dirección, la velocidad y la frecuencia de la dirección (Figura 37).

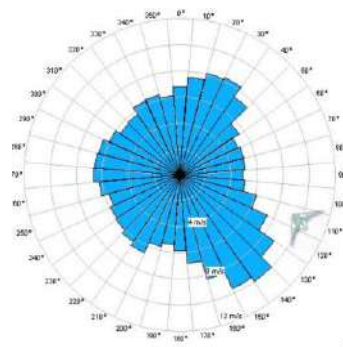


Figura 37: Roseta de viento (C.Alonso)

3.2.4 TURBULENCIAS

Las turbulencias son las variaciones temporales y espaciales dentro de la microescala. Esto es dentro del rango de los 10 minutos temporalmente, y en el rango de las decenas de metros espacialmente. Es decir, pueden entenderse como la variación de velocidad instantánea respecto a la media. Es de suma importancia tenerlas en cuenta a la hora de diseñar un parque eólico por la carga dinámica estructural que ejercen sobre la máquina y las variaciones en la potencia extraíble.

El parámetro que se utiliza para caracterizar las turbulencias de una zona es la intensidad de turbulencia (IT).

$$IT = \frac{\sigma_v}{V}$$

Donde σ_v es la desviación estándar de la velocidad y V es la propia velocidad del viento.

La IT se da en porcentaje y se típicamente se mide en periodos de 10 minutos. Normalmente no es recomendable emplazar un parque con un IT mayor al 30%. No obstante, la

recomendaciones para distintas alturas de buje se encuentra en la norma IEC 61400-1 (ver Tabla 4)

Clase de Aerogenerador		I	II	III	S
V_{ref}	(m/s)	50	42,5	37,5	Valores especifica- dos por el diseñador
A	I_{ref} (-)	0,16			
B	I_{ref} (-)	0,14			
C	I_{ref} (-)	0,12			

Tabla 4: Norma IEC 61400-1

A, B, C indican las categorías para distintos niveles de turbulencias (A-Alta, B-media, C-baja) e I_{ref} es el valor característico de IT a una velocidad de 15 m/s.

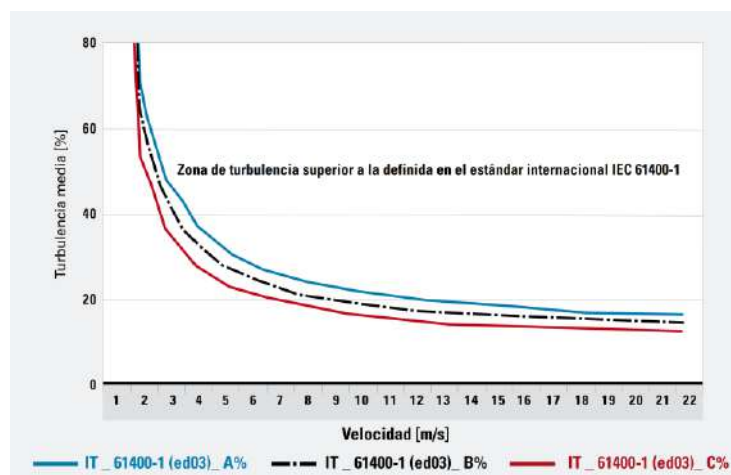


Figura 38: IT de las categorías A, B, C en función de las velocidades a altura de buje (F.Avia)

3.2.5 RAFAGOSIDAD

La rafagosidad tiene en cuenta los picos de velocidad máximos. La importancia de este factor recae en la prevención de riesgo, ya que las fuertes rachas pueden producir esfuerzos dinámicos estructurales que dañen a los aerogeneradores. El factor que caracteriza la rafagosidad es el siguiente:

$$FR = \frac{V_{max}}{\bar{V}}$$

3.3 SELECCIÓN DE EMPLAZAMIENTOS Y ESTUDIO MICROSITTING

El objetivo principal de la selección del emplazamiento es encontrar una ubicación donde se maximice la captación de energía eólica, y teniendo en cuenta el punto de vista económico, se minimice el gasto que el proyecto conlleve. Es decir se busca un lugar donde el coste de producción de la energía eólica(€/MWh) sea mínimo. Para alcanzar dicho objetivo se debe tener en cuenta distintas variables y encontrar el lugar con la combinación óptima. Los criterios básicos están relacionados con el viento local. La zona debe tener una velocidad media elevada, típicamente se plantean zonas con velocidades media a altura de buje de como mínimo 6 m/s. Otra característica deseable es la estabilidad del viento, tanto temporales como espaciales. Es decir, ubicaciones con variaciones diurnas y estacionales bajas, y aceptables condiciones de turbulencias y vientos extremos. También se considera la rugosidad del terreno y que en el haya los mínimos obstáculos posibles. Estas condiciones suelen encontrarse en lugares como llanuras elevadas, pasos entre montañas con diferencias de presión significativas, cimas de montaña o zonas costeras con buena exposición.

Para la caracterización inicial del emplazamiento, donde se evalúan los rasgos anteriores, se sigue el siguiente proceso.

1. Obtención de datos virtuales de viento. Se pueden utilizar datos de viento oficiales de mapas eólicos o estaciones meteorológicas, o también se pueden comprar a empresas especializadas en dicho servicio. Lo que se busca es una serie de datos virtuales de velocidad y dirección del viento a largo plazo(~25años) para una evaluación preliminar.
2. Estudio orográfico. Para este paso se pueden utilizar mapas cartográficos oficiales para localizar las pendientes del terreno y los obstáculos en el mismo.
3. Tipo del terreno. Se hacen medidas del mismo para determinar la consistencia del mismo (escala: Blanda-Dura). Importante para los procesos de obra civil. Terrenos duros encarecen la infraestructura del parque por lo que se suelen evitar.
4. Rugosidad del terreno. Observación de la masa de vegetación de la zona para obtener el impacto que tendrá la rugosidad sobre el viento.
5. Interconexión eléctrica. Estudio de la red eléctrica próxima para la conexión del parque. Es importante para reducir los costes de infraestructura del proyecto.
6. Accesibilidad. Estado de las carreteras de la localización y características del terreno para crear nuevos accesos. Esencial en el proceso de construcción del parque. Se

tiene que poder transportar los elementos de grandes dimensiones que constituyen a los molinos.

7. Medio ambiente. Se deben respetar espacios naturales protegidos.
8. Estimación de potencia bruta y recurso eólico.

Si se obtienen resultados positivos en la caracterización inicial se procede al siguiente proceso, que comienza con la instalación de una estación meteorológica. A continuación se muestra el diagrama de flujo de la Figura 39. Similar a la caracterización inicial, pero con datos y resultados reales a partir de los cuales se tomarán decisiones sobre el proyecto.

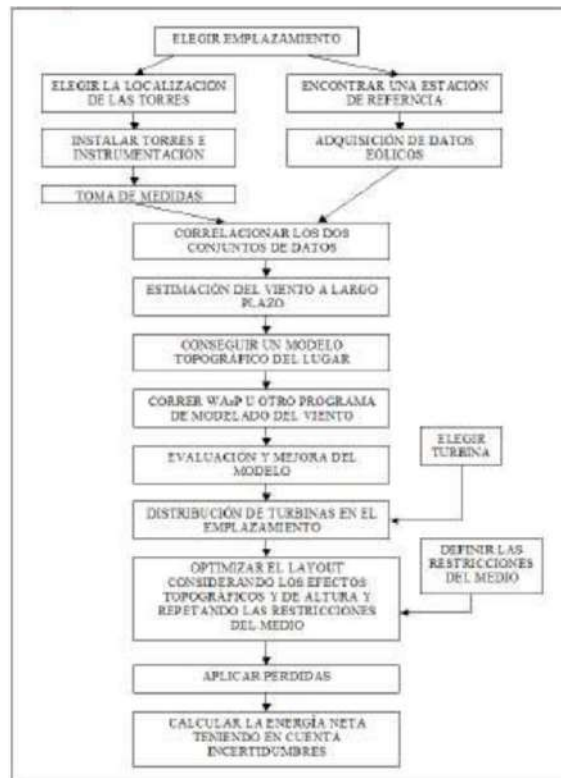


Figura 39: Diagrama de flujo para la Evaluación Potencial Eólico (C.Alonso)

3.4 RECURSO EÓLICO: MEDICIÓN Y TRATAMIENTO ESTADÍSTICO DE DATOS

Cualquier proyecto de generación eólica parte de una evaluación del recurso eólico de la zona. Para llevar a cabo esta evaluación es necesario montar una estación de medida o estación anemométrica, con la que se obtendrán los datos de la campaña de medición. En esta se registrará una serie temporal con datos de velocidad y dirección a diferentes alturas durante un periodo de tiempo de varios años. La longitud del periodo se debe a la recogida de datos para evaluar las variaciones estacionales y anuales del viento de la zona. Se almacenan medidas de velocidad, dirección, desviaciones típicas de las anteriores, temperatura y presión cada 10 minutos. Estos registros son la media de los datos instantáneos durante esos 10 minutos.

La estación anemométrica consiste en una torre, típicamente fabricada en metal aunque también se fabrican en cemento, con anemómetros, veletas y otros sensores situados a diferentes alturas de esta. La altura de la torre debe ser la altura de buje. Sin embargo, con el objetivo de ahorrar costes, se permite que esta alcance $\frac{2}{3}$ de la esa altura. También para ahorrar en costes, se utiliza un entramado triangular, por ser esta una estructura rígida y la que necesita menos material en su fabricación.

Los anemómetros miden la velocidad del viento. Estos se instalan en distintas alturas para poder calcular el perfil del viento.

Las veletas miden la dirección del viento. En la torre existen varias veletas para no perder información en caso de que una se averíe.

En la estación anemométrica también se incluyen barómetros para medir la presión, y termómetros para medir la temperatura.

Los loggers son los encargados de registrar y almacenar el conjunto de medidas tomadas durante la campaña de medición.

Otros elementos que se pueden encontrar en la torre son el pararrayos y la puesta a tierra, para proteger a los elementos, soportes, balizas, etc.

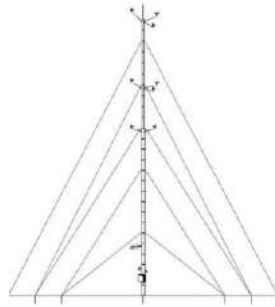


Figura 40: Torre anemométrica (F.Avia)



Figura 41: (De izquierda a derecha.) anemómetro, veleta, barómetro, termómetro (C.Alonso)

Existen otros sistemas de registro de datos eólicos útiles para complementar las medidas de la estación, Sodar y Lidar.

El Sodar emite un haz de ondas sónicas, que se desvían al rebotar con el viento, y mediante un detector las recoge. Mediante el análisis de las desviaciones el software es capaz de obtener las medidas de velocidad y dirección de la corriente de aire.

El Lidar, mide los mismos parámetros pero utiliza los reflejos en los aerosoles del aire del haz de luz que emite.



Figura 42: Sodar (izquierda), Lidar (derecha) (C.Alonso)

Se deben realizar inspecciones periódicas en la torre para comprobar el buen funcionamiento, y poder solucionar lo antes posible las averías de los sensores o los NaNs (datos vacíos) de los loggers.

3.4.1 MÉTODOS DE ESTIMACIÓN DE ENERGÍA

Una vez se tienen todos los datos, estos son tratados para generar un modelo y hacer predicciones. Las predicciones de energía se pueden dividir en método estático y métodos avanzados de simulación numérica.

El método estático parte de la distribución acumulada de Weibull (Figura 36) y la curva de potencia de un aerogenerador. Se hace una comparación de ambas con la que se obtiene la curva de probabilidad cuya integral es la producción energética esperada en el periodo considerado (Figura 43).

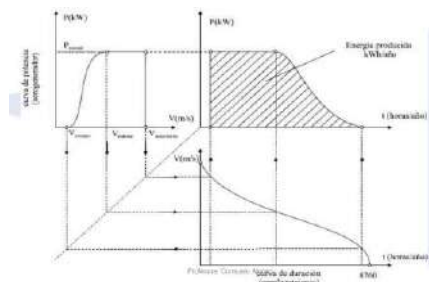


Figura 43: Método estático (C.Alonso)

Los métodos avanzado de simulación numérica consisten en resolver las ecuaciones de movimiento de fluidos. Entre estas están la conservación de masa, la conservación de cantidad de movimiento, la conservación de energía y la conservación de fracción másica de vapor de agua. Para este método se suelen usar programas comerciales que realizan las simulaciones.

Programas como WaSP, WindPRO o WindFarm son algunos ejemplos de programas para modelos linealizados de flujo potencial. Y FLUENT, CFX o PHOENICS son programas utilizados en el cálculo de ecuaciones completas, CFD. La principal diferencia es que los modelos linealizados están limitados por la complejidad de las configuraciones que estudian. Funcionan mal con modelos complejos con desprendimiento de capa límite, mientras que los CFD funcionan sin problema debido a su mayor potencia de cálculo.

Capítulo 4. HISTORIA DE LA ENERGÍA EÓLICA

4.1 PRIMEROS INGENIOS EÓLICOS

La energía eólica ha sido un recurso muy utilizado a lo largo de la historia para facilitar las labores del ser humano. Los primeros indicios del aprovechamiento del viento se remontan al Alto Imperio egipcio (4500 a.C.). Los grabados descubiertos muestran velas en embarcaciones fluviales utilizadas como medio de propulsión para navegar el Nilo.



Figura 44: Embarcación egipcia (4500a.C.) (BBC)

Más adelante, alrededor del siglo II a.C., se desarrollan los primeros mecanismos impulsados por el viento en las regiones del Tíbet y Mongolia. Las denominadas “ruedas de oración” tenían como función emitir sonidos rituales durante ceremonias religiosas.

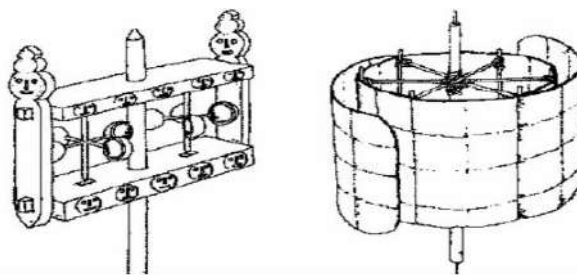


Figura 45: Ruedas de oración (siglo II a.C.) (C.Alonso)

A medida que avanza el tiempo surgen nuevos ingenios eólicos. Herón de Alejandría (siglo III a.C.) diseñó en Aneuriom, un molino sencillo de eje horizontal que utilizaba la energía eólica para soplar un órgano.

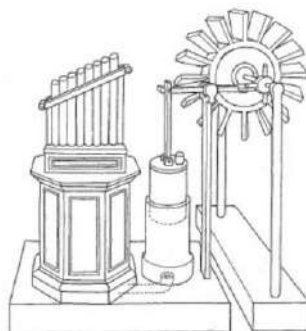


Figura 46: Aneurion (siglo III a.C.) (C.Alonso)

El aprovechamiento del viento para ejercer trabajo mecánico fue muy posterior. No obstante, el historiador A. Flettner propuso una teoría en la que el rey Hammurabi de Babilonia (1700 a.C.) planeó el uso de esta energía en el diseño de molinos para sus ambiciosos proyectos relacionados con el sistema de irrigación. Sin embargo, lo más probable es que los primeros molinos utilizados para suministrar energía mecánica no se desarrollasen hasta los tiempos de la antigua Persia. Esta estaba situada en los territorios ventosos sobre la península arábiga (ahora Irán, Iraq, Afganistán, Pakistán, etc.), y era aquí donde se encontraban los conocimientos técnicos más avanzados de la época. Es más, es en esta época cuando se escribe el Libro de ingenios mecánicos de los hermanos Banu Musa (850 d.C.), la primera referencia escrita fiable que se ha descubierto sobre máquinas eólicas.

Las primeras máquinas eólicas eran de eje vertical. Eran bastas e ineficientes, pero cumplieron su cometido durante varios siglos, y fueron esenciales para los avances posteriores de esta tecnología.

El molino vertical persa (Figura 47; **Error! No se encuentra el origen de la referencia.**), consistía en una estructura de mampostería con una pared frontal que permitía dirigir el paso del viento a través del rotor. Consistía en una serie de palas de madera acopladas al eje central desde el que se transmitía el movimiento a las muelas del molino, situado en la base.

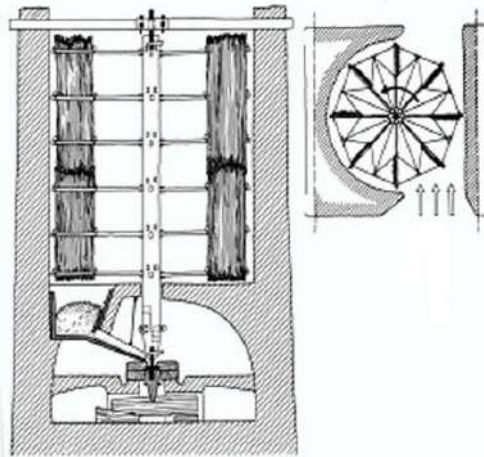


Figura 47: Molino persa (C.Alonso)

Por otro lado, en China también ocurrieron avances tempranos en lo que concierne al uso de la energía eólica. Desarrollaron un molino de eje vertical conocido como “*panémonas*” para bombear agua. Las panémonas consistían en un conjunto de palas con estructura de madera cubierta por tela, cuya posición se podía modificar para regular la potencia del molino. Muchos historiadores afirman que estos pueden haber sido los precursores de los molinos persas.

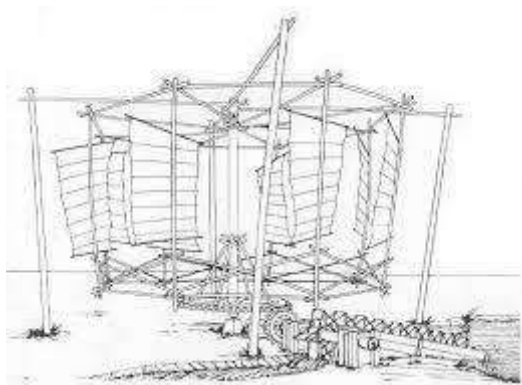


Figura 48: Panémona china (C.Alonso)

Los molinos de eje horizontal aparecieron mucho después, de nuevo en Persia, antes del imperio musulmán. Su función era extraer agua de un pozo mediante una noria accionada por la energía del viento. Las palas, como se aprecia en la Figura 49, eran telas sujetas por

largueros de madera sujetos al eje. El conjunto rotor noria se sujetaba con un trípode de madera situado sobre la boca del pozo.

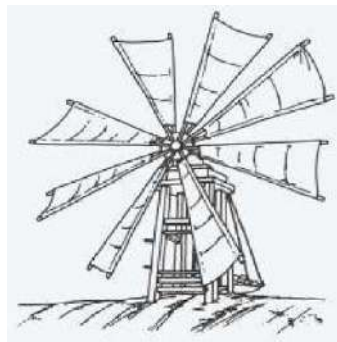


Figura 49: Molino persa de eje horizontal (C.Alonso)

4.2 LOS MOLINOS EUROPEOS

A partir de los siglos XI – XII, los avances tecnológicos se trasladaron hacia el continente europeo. El desarrollo continuo por dos caminos. Por un lado, surgieron los molinos mediterráneos e íberos debido a la expansión de la civilización islámica a través del mediterráneo meridional. Y por otro lado aparece el desarrollo del molino europeo en las regiones de Francia, Inglaterra y Países Bajos. Esta última corriente no tiene un origen cierto, aunque se cree que la transmisión de conocimiento se debe al regreso de los cruzados desde Palestina, donde los avances eran más importantes.

4.2.1 MOLINOS MEDITERRÁNEOS E ÍBEROS

Los molinos mediterráneos se utilizaban para bombear agua y moler grano. Se caracterizaban por tener el rotor fijo, es decir, sin capacidad de orientarse en dirección del viento. Los primeros consistían en un rotor acoplado a la estructura edificada. Estos se perfeccionaron hacia molinos de tipo torre con cúpula orientable, donde se hallaban el rotor y los engranajes, para conseguir captar de forma más eficiente la energía del viento. Para la orientación se diseñó una palanca accionada por animales de carga accesible desde el suelo.

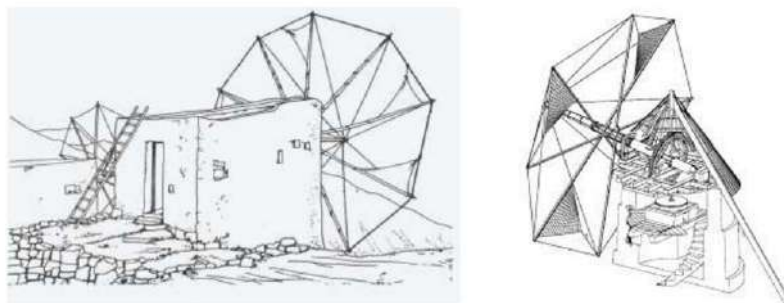


Figura 50: Molino mediterráneo (C.Alonso)

Los molinos ibéricos comparte muchas características con los molinos mediterráneos. Los conceptos fundamentales como los materiales y principios de funcionamiento son los mismos. Las diferencias aparecen en la arquitectura de la torre y la disposición y numero de aspas.

El molino mallorquín se caracterizaba por sus seis aspas hechas a partir de un entramado de madera cubierto por una tela, y la presencia de tirantes, que proporcionaban robustez a la estructura.

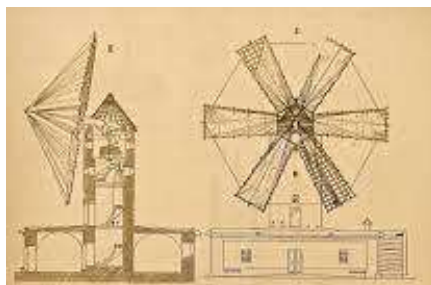


Figura 51: Molino mallorquín (NIXEIII)

El molino manchego por otro lado, se caracteriza por sus cuatro palas. Estas eran similares a las del molino mallorquín pero de mayor tamaño, hechas a partir de un entramado de madera recubierto de tela. El sistema de transmisión formado por engranajes se encontraba en la parte cónica superior de la torre de mampostería cilíndrica.

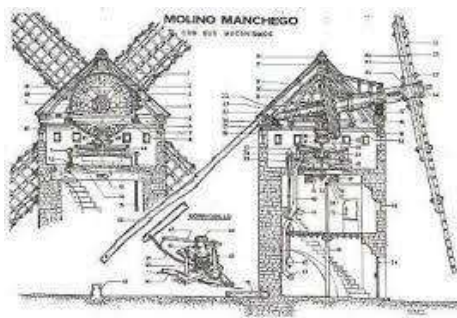


Figura 52: Molino manchego (Villadeorgaz)

4.2.2 MOLINOS EUROPEOS

Los molinos europeos surgen a mediados del siglo XII. El primero del que se tiene constancia fue construido en Francia 1180, y desde entonces sufrieron una fuerte expansión por los distintos territorios europeos. Estos molinos tenían similitudes con los molinos mediterráneos. El rotor típicamente estaba compuesto por 4 aspas fabricadas a partir de un entramado de madera recubierto por tela y el sistema de transmisión se encontraba en una estructura. Esta, normalmente hecha de madera y con una palanca acoplada para controlar la orientación del sistema. La base de la estructura al principio consistía en un pivote, aunque siglo y medio después el soporte sería rápidamente sustituido por el sistema de trípode (s. XIV). El trípode tuvo una gran acogida en Flandes y fue difundido a regiones de Francia, Alemania y Países Bajos. La principal ventaja de esta innovación era la facilidad de fabricación, la estabilidad que proporcionaba a la estructura y la facilidad de orientación.

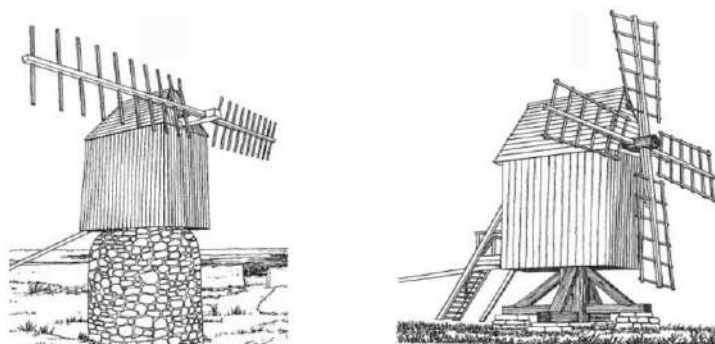


Figura 53: Molinos europeos (C.Alonso)

Las mejoras del sistema de trípode permitieron un desarrollo hacia molinos de mayor tamaño. Con el tiempo, el trípode se acabaría recubriendo para ser utilizado como vivienda para el molinero o como almacén.



Figura 54: Evolución del molino europeo de trípode (C.Alonso)

En el s. XVI en Flandes, surgen los primeros molinos europeos de tipo torre, que alcanzaban grandes alturas. La estructura era circular u octogonal rondaba los 4 m de diámetro y estaba construida en piedra o ladrillo. Las aspas podían alcanzar hasta 30 m de diámetro desarrollar hasta 10 kW de potencia. En la parte superior, la cúpula, se encontraba el eje principal y sistema de transmisión que accionaba el motor en la base de la torre a través de un eje vertical que bajaba por el interior de la torre.

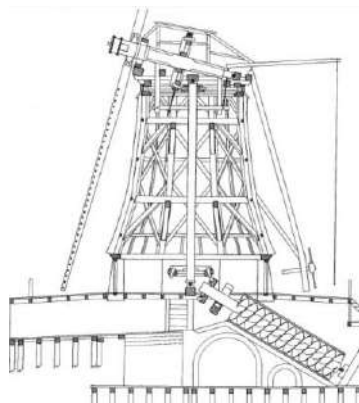


Figura 55: Molino europeo de tipo torre para el bombeo de agua (tornillo de Arquímedes) (C.Alonso)

En cuanto a la tecnología de eje vertical, los avances se multiplicaron durante la época debido al desarrollo de la tecnología de eje horizontal. Los molinos de eje horizontal eran cada vez de mayores dimensiones y esto dificultaba las tarea de la orientación. Por ello se investigó

en el área del eje vertical. Marco di Jacobo en su obra “*Théâtre des Instruments Mathématiques et Mécaniques*”(1578) y Jacques Bresson en “*Machinae Novae*” (1590) diseñaron turbinas que conseguían aprovechar la energía del viento sin necesidad de orientación. Los álabes de estas turbinas consistían en una serie de planchas de madera colocadas para conseguir una forma cónica. Con estas se consigue un perfil aerodinámico que avanza en dirección opuesta al viento y otro no aerodinámico donde se adquiere el empuje. El balance neto es positivo por lo que se produce el giro.

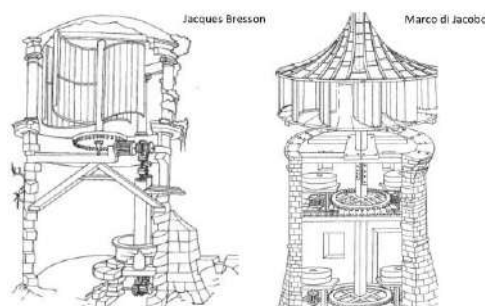


Figura 56: Molinos europeos de eje vertical (C.Alonso)

4.3 REVOLUCIÓN INDUSTRIAL

Durante la segunda mitad del siglo XIX aparece una nueva generación de turbina. Esta consistía en un número elevado de álabes (entre 18 y 24) acoplados al eje horizontal de un sistema de bombeo (Figura 57). La primera turbina de este estilo la diseñó Daniel Halladay en 1854 (EEUU). Treinta años después en 1884, Steward Perry mejoró ese diseño introduciendo álabes metálicos formando un rotor de 3m de diámetro, lo que disminuyó significativamente el peso de la turbina, que alcanzaba los 125W de potencia. Este molino conocido como el “multipala americano” se convirtió en el molino más extendido de la historia, con más de seis millones de unidades fabricadas, algunas aún siguen en funcionamiento. La tecnología fue clave para la colonización del oeste americano.

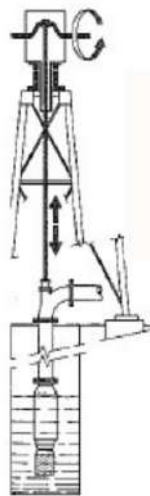


Figura 57: Sistema de bombeo s. XIX (C.Alonso)



Figura 58: Molino multipala americano

Por otro lado, en Europa estos sistemas de bombeo no generaron gran interés. En este continente, la electricidad era la tecnología en auge y consecuentemente se incentivó el aprovechamiento de la energía eólica como fuente de electricidad. Fue gracias al programa danés dirigido por el profesor Lacour en 1892, que apareció el desarrollo del primer prototipo de aerogenerador eléctrico. La máquina se conformaba por un rotor de 4 palas de 25m de diámetro situado a 24m de altura. Era capaz de generar entre 5kW y 25KW mediante generador situado en la base de su estructura metálica. Antes de explotar la primera guerra mundial ya había más de 120 unidades instaladas.

Los trabajos de Lacour constituyeron los primeros pasos en el campo de los aerogeneradores modernos. No obstante, su prototipo no incluía atención a la aerodinámica de las palas, ya que la teoría aerodinámica no se desarrollaría hasta entrado el s.XX. Por ello, aun siendo los más avanzados del momento, sus molinos eran de bajo rendimiento. Utilizaban el rotor típico del momento con sistemas de regulación de tipo persiana. Poco después, los investigadores Bilau (Alemania) y Burne (Inglaterra) desarrollaron sistemas de paso variable adquiriendo mejor control sobre la potencia de las turbinas.



Figura 59: Aerogeneradores Lacour (F.Asia)

4.4 TECNOLOGÍAS DEL S. XX

Durante las primeras décadas de este siglo se hicieron grandes avances en el estudio de la teoría aerodinámica. Esto permitió comprender mejor la mecánica de fluidos, entre la que se encuentra el comportamiento de las fuerzas del viento en perfiles de cuerpos sólidos. En primera instancia, científicos como Prandtl, Betz y Joukowski orientaron sus estudios aerodinámicos al campo de la aeronáutica. Pero los mismos poco después, en torno a 1920, aplicaron sus teorías a las palas de los molinos. La implementación de los perfiles aerodinámicos mejora significativamente el rendimiento de los sistemas de generación previos. Los estudios en este ámbito no cesaron, con lo que surgieron nuevas teorías o demostraciones, como la de que un sistema eólico recupera como máximo un 59% de la energía cinética del viento (Betz, 1927).

A raíz del aumento de rendimiento del sistema de generación eléctrica, se desarrolló toda una industria alrededor de los aerogeneradores. Aumentó el número de científicos centraron sus estudios en cómo aprovechar la energía del viento. Consecuentemente, nuevos diseños aparecieron tanto en rotores de eje vertical como en rotores de eje horizontal.

En 1924, el finés Savonius diseñó un sistema de eje vertical capaz de trabajar a bajas velocidades. Este, similar a los molinos europeos de eje vertical, consistía en dos semicilindros desplazados (Figura 60). La sencillez del modelo y su escasa necesidad de mantenimiento lo hacían muy conveniente para zonas poco industrializadas.

Otro diseño rompedor de eje vertical fue la turbina de Darrieus (Francia, 1927) (Figura 61). Cuyo diseño vanguardista de palas de perfil aerodinámico curvadas ha conseguido captar el interés actual en el diseño de aerogeneradores modernos.



Figura 60: Turbina Savonius



Figura 61: Turbina Darrieus

En este mismo año, el holandés A. J. Dekker implementa en su diseño el primer rotor de eje horizontal con palas de perfil aerodinámico. Este alcanzaba velocidades 5 veces superiores a las del viento en los extremos de las palas. Además, con este diseño, se observó que el número de palas perdía importancia al aumentar la velocidad. Tras este descubrimiento aparecieron más diseños con 2 o 3 palas. Entre estos destacan los aerogeneradores de baja potencia Jacobs de gran potencia Best-Romani y Simth-Putnam (Figura 62).

Los aerogeneradores tripala Jacobs de 1kW, 20m de altura y 5m de diámetro destacan por ser los primeros rotores aerodinámicos de gran comercialización. La empresa americana Jacobs Wind Electric fabricó miles de ellos para el mercado americano además de exportarlos a un elevado número de países.

El aerogenerador Best-Romani destaca por ser el generador más potente del momento. Este fue un encargo de la empresa francesa EDF, que contaba con un rotor tripala de 30m de diámetro fabricado en una aleación de Al-Zn, que disponía de una potencia instalada de 640kW.

El aerogenerador Smith-Putnam, fue el primero en superar la barrera del MW en 1941, con una potencia instalada de 1,25MW. Su turbina era bipala de 53m de diámetro a 37m de altura, fabricada en acero inoxidable y funcionaba a sotavento.

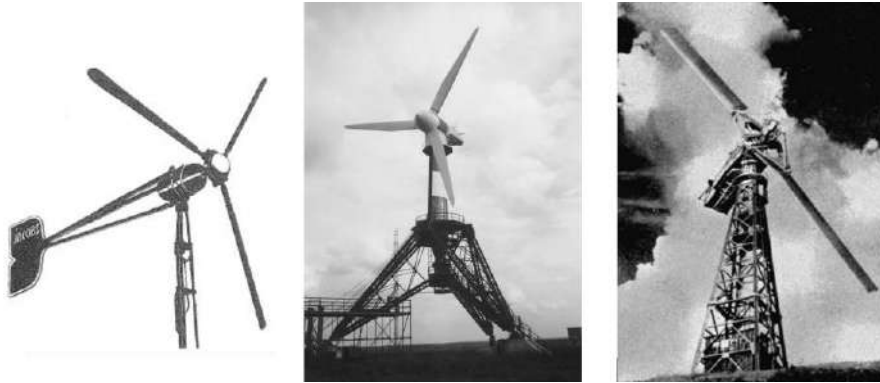


Figura 62: Turbinas s. XX (de izquierda a derecha: Jacobs, Best-Romani, Smith-Putnam) (C.Alonso)

Tras la segunda guerra mundial este tipo de energías perdió interés como consecuencia del auge del petróleo y los bajos precios del mismo. Por lo que hasta que no surgió la crisis del petróleo de 1973, no hubo importantes avances en los aerogeneradores. La crisis estalló cuando los países miembros de la OPEP decidieron dejar de exportar petróleo a los países que habían apoyado Israel en la guerra del Yom Kippur contra Siria y Egipto. Lo que provocó una escasez de la fuente primaria de energía en países energéticamente dependientes como EEUU. La escasez hizo que el interés retornara a fuentes de energía alternativas, como la eólica. No obstante, hubo una excepción. En Dinamarca el estudio eólico no cesó, lo que le ha permitido ser uno de los países líderes en esta tecnología. En 1952, gracias al programa de desarrollo eólico, se generó el mapa eólico nacional. Y en 1957 se instala el aerogenerador tripala Gedser de 200kW, que se utilizó como banco de pruebas hasta 1979.

Tras la crisis de 1973, muchos países desarrollaron proyectos de investigación en el área. El más destacable fue el de EEUU, cuyos primeros resultados emergieron en 1975 con el aerogenerador MOD-0 de 100 kW de potencia nominal. Este fue el precursor de MOD-5B de 3,2 MW y 100 m de diámetro construido por la compañía Boeing en 1987 (Figura 63). Otros países como Alemania y Reino Unido también lanzan sus propios programas de investigación de energía eólica.



Figura 63: NASA MOD-5B Boeing (Wikimedia)

4.5 TECNOLOGÍA EÓLICA EN EL S. XXI

Los incentivos hacia esta tecnología durante los últimos 30 años han logrado que se haya producido avance espectacular. Actualmente la tecnología eólica es madura y ofrece fiabilidad total en la generación de energía eléctrica además de viabilidad económica. Además, los avances en otros ámbitos, como en los materiales y la construcción han permitido aumentar el tamaño y altura de los generadores y con ello la potencia de los mismos, alcanzando los 170m de diámetro y 6MW por máquina. También, la posibilidad de instalar generación eólica Off-shore ha impulsado fuertemente los avances en las propiedades de los molinos y ha abierto la posibilidad de integrar esta tecnología a muchos países o regiones que no contaban con el espacio suficiente o no tenían condiciones favorables en tierra firme.

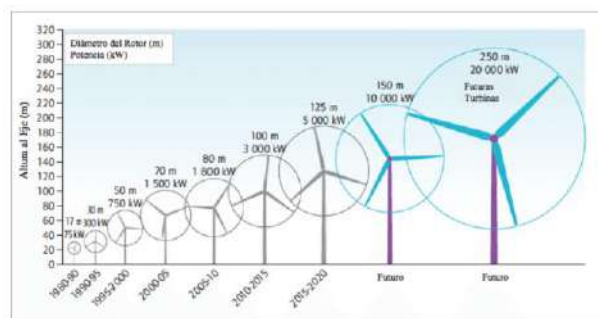


Figura 64: Evolución de los aerogeneradores (Researchgate)

Con la madurez de la tecnología, el coste de la misma se ha reducido. Fuentes como el Global Energy Council (GWEC) publican datos que muestran como el coste entre 2008 y 2019 se ha reducido aproximadamente un 60%, pasando de 1,5 millones USD/MW a 0,79 millones USD/MW



Figura 65: Evolución del coste de los aerogeneradores (C.Alonso)

Los avances de la tecnología han generado un foco de atención sobre la misma. La instalación de generación eólica se encuentra en una tendencia exponencial en la que cada año más países adaptan esta tecnología. La fuente GWEC recoge un aumento de más de 50GW de potencia instalada cada año (Figura 66), que va ganando importancia en el parque de generación. En 2020, ya había instalados 707GW terrestres y 35GW en mar (GWEC). La IEA (Agencia Internacional de la Energía) prevé proyecciones de crecimiento de hasta 100GW en los próximos 3 años (Figura 67, Figura 68).

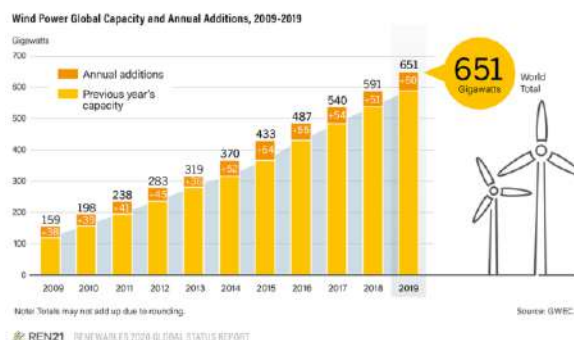


Figura 66: Evolución de la potencia eólica instalada (GWEC)

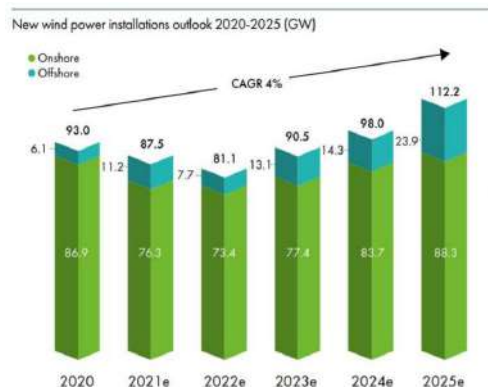


Figura 67: Proyección de la potencia eólica instalada (IEA)

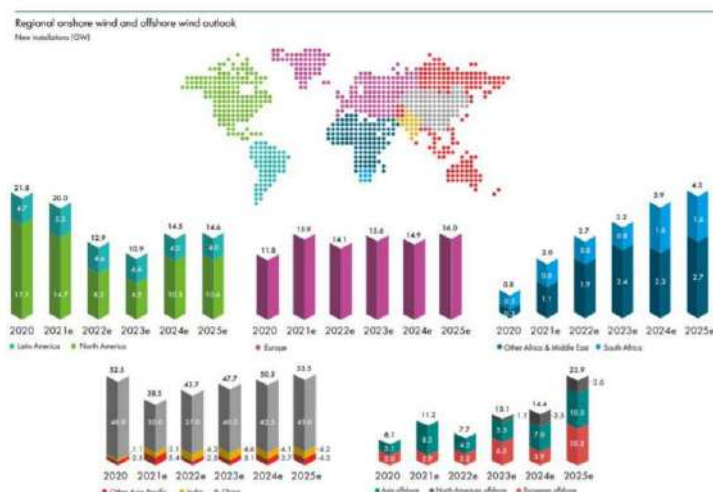


Figura 68: Desglose por continentes de la proyección (IEA)

El avance se debe principalmente a la ruta de transición hacia generación eléctrica limpia acogida por los gobiernos. En España en particular, el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC, 2021-2030) que busca:

- 23% de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) respecto a 1990
- 42% de renovables sobre el uso final de la energía
- 39,5% de mejora de la eficiencia energética
- 74% de energía renovable en la generación eléctrica

Tiene el objetivo, respecto a la energía eólica, de contar al menos 50 GW de potencia instalada de esta tecnología dentro del parque nacional. Es decir, se quiere aumentar en 20GW los más de 30GW que hay actualmente instalados.

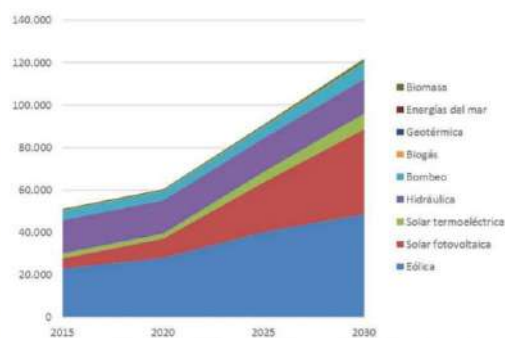
Tabla 2.3. Evolución de la potencia instalada de energía eléctrica (MW)

Parque de generación del Escenario Objetivo (MW)				
Año	2015	2020*	2025*	2030*
Eólica (terrestre y marítima)	22.925	28.033	40.633	50.333
Solar fotovoltaica	4.854	9.071	21.713	39.181
Solar termoelectrica	2.300	2.303	4.803	7.303
Hidráulica	14.104	14.109	14.359	14.609
Bombeo Mixto	2.687	2.687	2.687	2.687
Bombeo Puro	3.337	3.337	4.212	6.837
Biogás	223	211	241	241
Otras renovables	0	0	40	80
Biomasa	677	613	815	1.408
Carbón	11.311	7.897	2.165	0
Ciclo combinado	26.612	26.612	26.612	26.612
Cogeneración	6.143	5.239	4.373	3.670
Fuel y Fuel/Gas (Territorios No Peninsulares)	3.708	3.708	2.781	1.854
Residuos y otros	893	610	470	341
Nuclear	7.399	7.399	7.399	3.181
Almacenamiento	0	0	500	2.500
Total	107.173	111.829	133.802	160.837

*Los datos de 2020, 2025 y 2030 son estimaciones del Escenario Objetivo del PNIEC.

Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2019

Figura 2.7. Capacidad instalada de tecnologías renovables (MW)



Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2019

Figura 69: Objetivos PNIEC (MITECO, Gob. de España)

Capítulo 5. DESCRIPCIÓN DE LA TECNOLOGÍA ACTUAL

5.1 INTRODUCCIÓN

Un aerogenerador es una máquina que transforma la energía cinética del viento en energía eléctrica con una eficiencia de hasta 59,3%. El proceso de transformación puede dividirse en tres bloques, captación de energía, transformación y suministro. La primera conversión de energía se produce en el rotor donde la energía cinética se convierte en energía mecánica de rotación mediante el empuje que ejerce el viento en la geometría del rotor. Esta energía de rotación se caracteriza por ser de baja velocidad, por lo que esta se transmite a través del eje de baja velocidad hacia una multiplicadora que la adapta a las necesidades del generador. A la salida de la multiplicadora se encuentra el eje de alta velocidad acoplado a un generador donde se convertirá la energía mecánica en eléctrica de baja tensión. En caso de estar conectado a red, el generador se conectará a un transformador que permita elevar la tensión al nivel deseado para evacuar la energía.

En el sistema de los aerogeneradores, además de los componentes principales del flujo de energía, necesita una serie de sistemas auxiliares para el control y la seguridad del sistema entre los que se encuentran los sistemas de orientación, aerofrenos, frenos de emergencia, electrónica de control, estructura, etc.

Con el objeto de maximizar el aprovechamiento del recurso eólico, la maquinaria se eleva mediante torres. Esto permite acceder a vientos con mayor energía cinética y aumentar las dimensiones del rotor y consecuentemente la energía captada.

5.2 AEROGENERADORES

Existen distintas clases de molinos en función de las características de sus sistemas. La primera clasificación se realiza en base a la orientación del eje. Existen molinos de eje horizontal y molinos de eje vertical.

Los molinos de eje horizontal comprenden la mayoría de los molinos instalados para la generación eléctrica, mientras que la mayoría de molinos de eje vertical para esta misma actividad no han pasado de la fase de prototipo.

Dentro de la tecnología de eje horizontal, se puede hacer una segunda clasificación en función del rotor, elemento constituido por las palas y el buje. La categoría que predomina son los molinos de rotor tripala por su estabilidad estructural, aerodinámica, menor contaminación acústica y mayor rendimiento energético.

Otra vía de clasificación es la disposición del rotor respecto al viento. Las dos posibilidades son barlovento y sotavento. La disposición a barlovento es la más común ya que evita el efecto sombra producido por el paso del viento por la torre previo al rotor. Sin embargo, se necesitan sistemas auxiliares adicionales de orientación para asegurar la perpendicularidad de la incidencia del viento. Los molinos a sotavento sufren justamente el efecto contrario. No necesitan sistemas de orientación, pero sufren pérdidas de rendimiento además de fatiga en los materiales provocados por el efecto sombra.

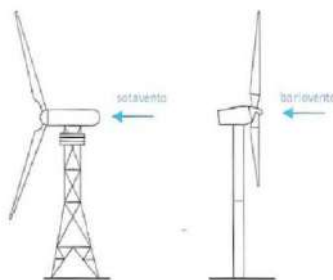


Figura 70: Disposición del molino respecto al viento

Actualmente existe una tendencia generalizada enfocada a los aerogeneradores tripala de eje horizontal dispuestos a barlovento.

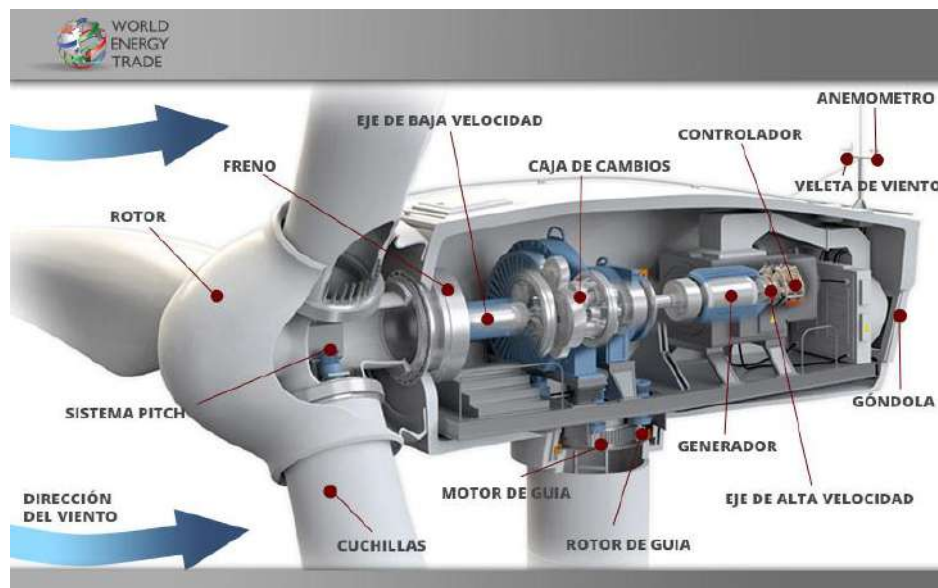


Figura 71: Esquema aerogenerador (World Energy Trade)

5.3 PALAS

Las palas son el elemento a través del cual se transmite la energía del viento a la máquina. Estas son de grandes dimensiones ya que cuanto mayor sea el área barrida, mayor es la cantidad de energía captable. Sin embargo, el aumento de tamaño viene acompañado de un aumento en peso, y este debe de ser soportado por la estructura y no empeorar el rendimiento. Actualmente se trabaja con materiales ligeros pero duros para encontrar el mejor equilibrio entre ambos parámetros. Los principales compuestos son la fibra de vidrio-polyester y la fibra de vidrio-epoxi. También se trabaja con fibra de carbono, pero debido a su coste, esta aparece en menores proporciones y únicamente en perfiles con dimensiones que lo necesiten.

Otro aspecto de interés en el diseño es el perfil. Este condiciona el comportamiento de las fuerzas del viento con la pala con su aerodinámica. La fuerza que ven las palas es el resultado de la acción de la velocidad relativa del aire. Esta tiene dos componentes como

muestra la Figura 72, donde v es la velocidad del viento y u es la velocidad lineal de la pala en sentido opuesto.

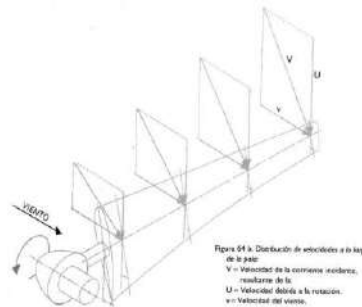


Figura 72: Velocidad relativa del viento

La fuerza resultante se puede dividir en dos componentes, fuerza de sustentación perpendiculares al perfil, que es la que harán rotar el molino y fuerza de arrastre paralelas al mismo.

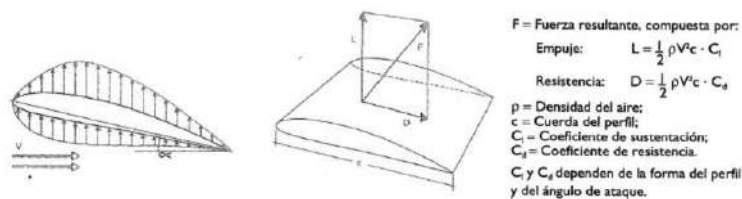


Figura 73: Fuerzas sobre perfiles aerodinámicos (C. Alonso)

También es de interés el ángulo de ataque de las palas, ya que en función del mismo, el flujo a través de las palas varía. La frontera se encuentra en 15° . Si el ángulo es inferior, la capa límite permanece adherida al perfil y el flujo es suave. Si por el contrario el ángulo es mayor, la capa límite se desprende provocando turbulencias que disminuyen significativamente la fuerza de sustentación, que frenan la pala (Figura 74). Esta característica aerodinámica es utilizada por los molinos que cuentan con sistemas de orientación de palas para controlar la velocidad de rotación, ya que ajustando el ángulo de ataque tendrán más o menos empuje conseguirán mantener la referencia establecida.

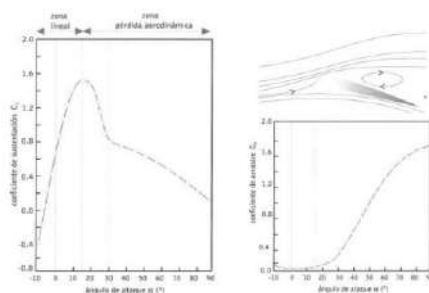


Figura 74: Ángulo de ataque

La fabricación de las palas se realiza mediante procesos de infusión de los materiales compuestos. Se construyen primero 2 partes longitudinales, que reciben el nombre de semivalvas, a las que se les añaden elementos estructurales. Una vez finalizadas, estas las dos semivalvas se unen con materiales adhesivos y se recubren con una película que las protegerá de elementos atmosféricos. Las palas pueden contar también con elementos calefactores que las protejan de posibles formaciones de hielo en ellas, que produciría un aumento de peso y que trabajasen en condiciones no óptimas. También deben de protecciones ante descargas atmosféricas. Esto se consigue dando una vía de poca resistencia desde la pala hasta la puesta a tierra en las cimentaciones.

La Figura 75 muestra el proceso de fabricación de las palas y el transporte especial que necesitan.

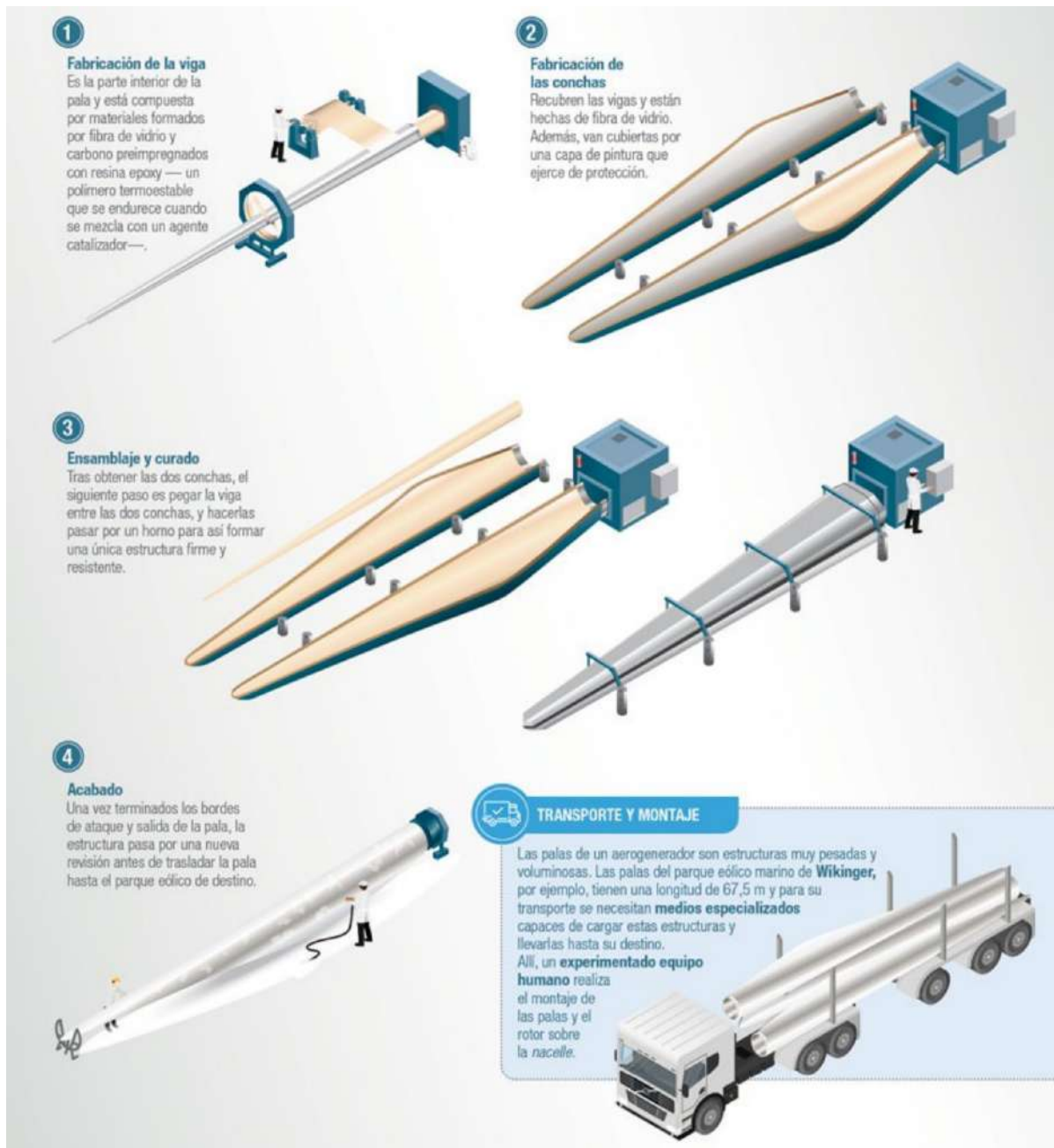


Figura 75: Fabricación y transporte de palas (Iberdrola)

5.4 BUJE

El buje es el elemento al que se conectan las palas y el eje de baja velocidad de la turbina. La función de este es transmitir tanto las cargas de las alas como transmitir la energía mecánica de rotación. Además, en caso de que el aerogenerador cuente con sistemas de orientación de las palas, estos estarán contenidos en el buje.

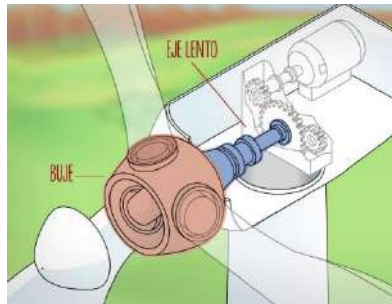


Figura 76: Buje (Acciona)

5.5 MULTIPLICADORA

La multiplicadora cumple la función de adaptar la baja velocidad de rotación del rotor a una velocidad óptima para acoplarlo al generador (i.e. 1500 rpm, generador de 2 polos). La multiplicadora transmite la potencia que es el par multiplicado por la velocidad. Es decir, transmite el alto par y baja velocidad del lado de las palas a un bajo par de elevada velocidad al lado del generador a través de relaciones de engranajes. El eje del lado de alta velocidad suele contar con un freno de disco dentado y un acoplamiento elástico para transmitir mejor las cargas y mejorar la operación de frenado en caso de parada intempestiva.

Hay dos tipos de multiplicadoras, de engranajes helicoidales (sistema de ejes planetarios) y de engranajes rectos (sistema de ejes paralelos). Las cajas multiplicadoras planetarias son más típicas por su facilidad de montaje y menor peso. Estas tienen una relación máxima de 1:12. No obstante, los molinos actuales utilizan sistemas de 2 o 3 etapas con presencia de los dos tipos de engranajes.

El rendimiento de las multiplicadoras suele estar entre el 95% y 99%, teniendo unas pérdidas de 1% para ejes planetarios y 2% en ejes paralelos.



Figura 77: Multiplicadora

5.6 GENERADOR ELÉCTRICO

El generador se encarga de transformar la energía mecánica rotacional que llega desde el eje de alta velocidad en energía eléctrica.

Hay dos tipos de generador:

- **Generador Síncrono:** Este se conecta a la red mediante un convertidor de frecuencia (CA-CC-CA) cuya función es independizar las frecuencias de la red y generador, y con ello poder trabajar a velocidad variable. Además, permite un control de potencia reactiva conectado a la red permitiendo trabajar en el control de tensión de la red.

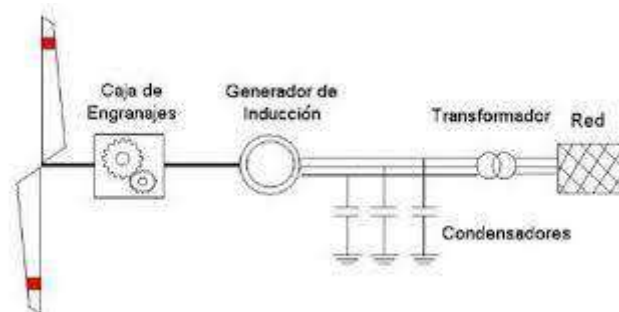


Figura 78: Generador síncrono (UPM)

- **Generador Asíncrono doblemente alimentado con CROW BAR:** Este tiene necesidad de excitación a través de la red y permite trabajar a velocidades ligeramente distintas a la frecuencia de red (deslizamiento). Por ello puede

conectarse a red directamente o a través de un transformador si estos tienen diferencia de voltaje. También, para que en caso de variaciones de velocidad altas la frecuencia de la red no se vea afectada, se instala un convertidor conectado a través de escobillas que corrige la intensidad del campo magnético del rotor. El CROW BAR o el chopper permite eliminar los excesos de energía acumulada en el condensador en caso de huecos de tensión y así cumplir con la normativa.

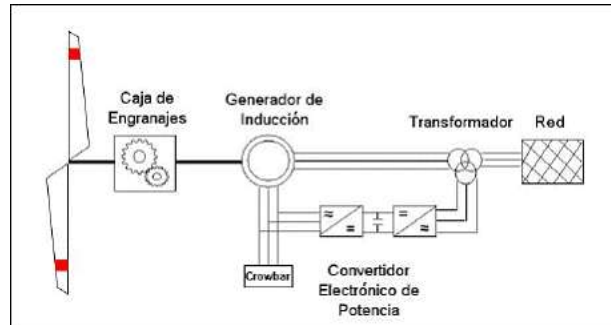


Figura 79: Generador asíncrono doblemente alimentado (UPM)

Actualmente ambas tecnologías producen energía trifásica alterna de baja tensión (<1kV) y necesitan un transformador elevador en caso de querer conectarse a red. Sin embargo, actualmente se está investigando para generar la energía directamente a alta tensión (20kV).



Figura 80: Generador

5.7 SISTEMAS DE ORIENTACIÓN

Los sistemas de orientación hacen que el rotor esté siempre orientado perpendicularmente a la dirección del viento para optimizar la captación de energía. Estos son sistemas activos de tipo eléctrico compuestos por 2 motores que permiten girar la

góndola en ambas direcciones, uno en cada sentido. El giro de los motores se transmite por medio de un engranaje tipo corona sobre el que se encuentra la góndola.

El sistema actúa por sensores. La veleta detecta la dirección del viento y la alimenta al sistema de control para que realice las ordenes necesarias. Los sensores de torsión por su parte realimentan los esfuerzos a los que están siendo sometidos los cables que conectan la góndola con la base para tomar las maniobras de giro necesarias en caso de ser excesivos.



Figura 81: Sistemas de orientación (C.Alonso)

5.8 SISTEMAS DE REGULACIÓN DE POTENCIA

Existen dos sistemas regulación de potencia:

- **Control de paso variable:** Permite girar las palas alrededor de su eje. Sirve controlar la potencia y la velocidad de giro y para frenar aerodinámicamente. El control puede ser conjunto para las tres palas o individual. Normalmente se integran 2 sistemas uno hidráulico principal de operación normal y otro electromecánico en caso de fallo. Estos sistemas utilizan el ángulo de ataque mencionado anteriormente para controlar la potencia.
- **Control de paso fijo:** Las palas están conectadas al buje con ángulo fijo, y el perfil de la pala está diseñado para ser el óptimo en esa posición, y que en momentos de vientos fuertes se produzca un desprendimiento de capa límite que provoque una pérdida de carga. Esta tecnología necesita también la presencia de aerofrenos conectados en las puntas de las palas para controlar la labor de frenado.

El control de paso fijo es entre un 10% y un 15% menos eficiente que el paso variable. Por ello, aunque el mantenimiento sea más fácil, el sistema actual más común es el de paso variable.

5.9 GÓNDOLA O NACELLE

La góndola o nacelle es la estructura que alberga los componentes. Su tamaño varía en función de si el generador es multipolar y no necesita multiplicadora o si por el contrario, si la necesita. La función de esta es soportar todas las cargas de los elementos y protegerlos con la cubierta. Esta tendrá protecciones ante descargas atmosféricas para garantizar la seguridad de los equipos y las personas. En el exterior de la misma se encuentran varios sensores de medición esenciales para el correcto funcionamiento del aerogenerador.

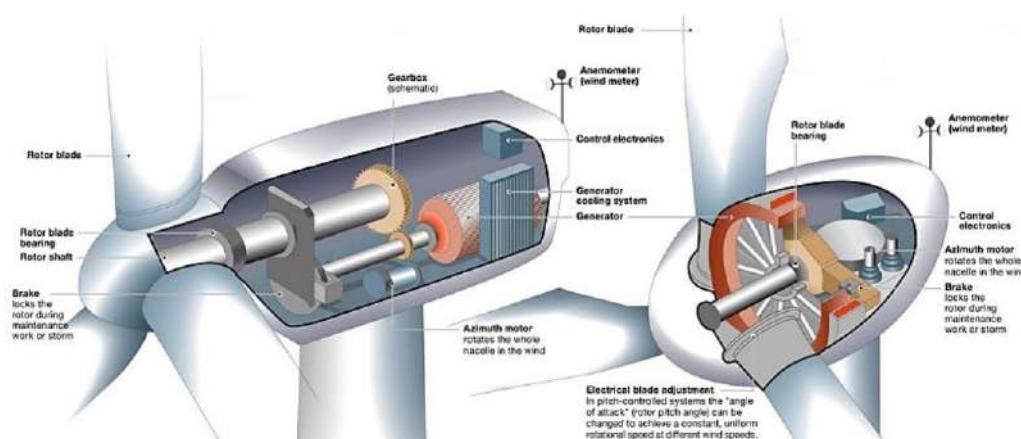


Figura 82: Tipos de góndola en función del generador (Energy-I Spark)

5.10 TORRE

La torre es uno de los componentes fundamentales del aerogenerador. Tiene la función de soportar la góndola y el rotor. La importancia de este reside en que a mayor altura mayor energía cinética en el viento, y mayor puede ser el tamaño de las palas y el área barrida por estas.

Hay varios tipos de torre:

- Torre celosía: Se caracterizan por ser metálicas, baratas, usar poco material y poder construirse en la plataforma del molino. Su impacto visual es mayor, y los cables y acceso a la góndola están expuestos. Este tipo de torre era típico en los primeros aerogeneradores pero actualmente es raro.
- Torre tubular de acero: Es la más utilizada en la actualidad. Se eleva mediante la unión de varios cilindros llamados virolas mediante soldadura. Las virolas se unen en tramos en la fábrica, y los son ensamblado en la ubicación. Normalmente una torre está compuesta por 2 o 3 tramos.
- Torre tubular de hormigón: son más rentables que las de acero cuando se superan los 100m-120m. Existen dos tipos:
 - Hormigón armado: Se construye en el propio emplazamiento mediante encofrados. El plazo de ejecución de estos es muy dilatado y es altamente dependiente de las condiciones meteorológicas. Además, los acabados no son de la mejor calidad
 - Hormigón pretensado: Los tramos o tejas se construyen en una fábrica por lo que los problemas de acabado y dependencia se solucionan. Los tramos son transportados hasta el emplazamiento donde se ensamblan.
- Torre mixta: Se utiliza en aerogeneradores con alturas de buja superiores a 90m-100m. La parte inferior es de hormigón pretensado y los últimos metros son de virolas de acero. Este tipo de torre es poco común en la actualidad.

Capítulo 6. MEMORIA DESCRIPTIVA DEL PARQUE DE EÓLICO

6.1 DESCRIPCIÓN

El proyecto consiste en un parque eólico de 48W de potencia instalada en el municipio Las Hormazas. La potencia se logra a través de 8 molinos de tecnología Vestas EnVentus™ V162 de 6.0 MW de potencia nominal unitaria.

6.2 ESTUDIO DEL RECURSO EÓLICO EMPLAZAMIENTO

6.2.1 OBJETO

El estudio del recurso eólico del emplazamiento en Las Hormazas, Burgos, pretende evaluar el potencial eólico de la zona con el fin de caracterizarlo y realizar una estimación de la producción energética media anual.

Para el estudio se ha utilizado una series de viento virtuales a distintas alturas que abarcan un periodo algo superior a 10 años, desde el 01 de enero del 2012 hasta el 10 de marzo de 2022.

6.2.2 ALCANCE

El estudio del recurso eólico se ha realizado siguiendo los siguientes criterios:

- Seleccionar un punto de la zona donde situar la estación anemométrica, a partir de la cual se estudiarán las series de datos virtuales proporcionados por Vortex. En el proceso de selección de la ubicación de la torre se debe tener en cuenta la disposición de una buena exposición a los vientos dominantes prestando especial atención a las direcciones de estos.
- Recolección de datos temporales de velocidad y dirección del viento diferentes alturas, además de la densidad del aire a altura de buje.
- Análisis estadístico de las series virtuales de datos mediante el programa Windographer. El programa permitirá caracterizar la variabilidad temporal y espacial del recurso de la zona gracias a la gestión y presentación gráfica de los

datos. También con este programa se generará un fichero de simulación utilizado para la estimación de energía posterior.

- Simulación de campos de viento del emplazamiento y predicción de energía generada mediante el programa WAsP, desarrollado por el Instituto danés RISO. La aplicación permite incluir datos como la rugosidad del terreno, obstáculos y topografía en la generación de un modelo de los flujos de viento de la zona.
- Potencia instalada del parque eólico inferior a 50 MW (límite régimen especial), conseguida a través de aerogeneradores de tecnología Vestas EnVentus™ V162-6.0 MW.

6.2.3 EMPLAZAMIENTO

El Parque Eólico se ubicará en Las Hormazas, en el municipio La Lora, Burgos. La zona seleccionada representa una elevación plana con una altura media de 1015 metros sobre el nivel del mar.

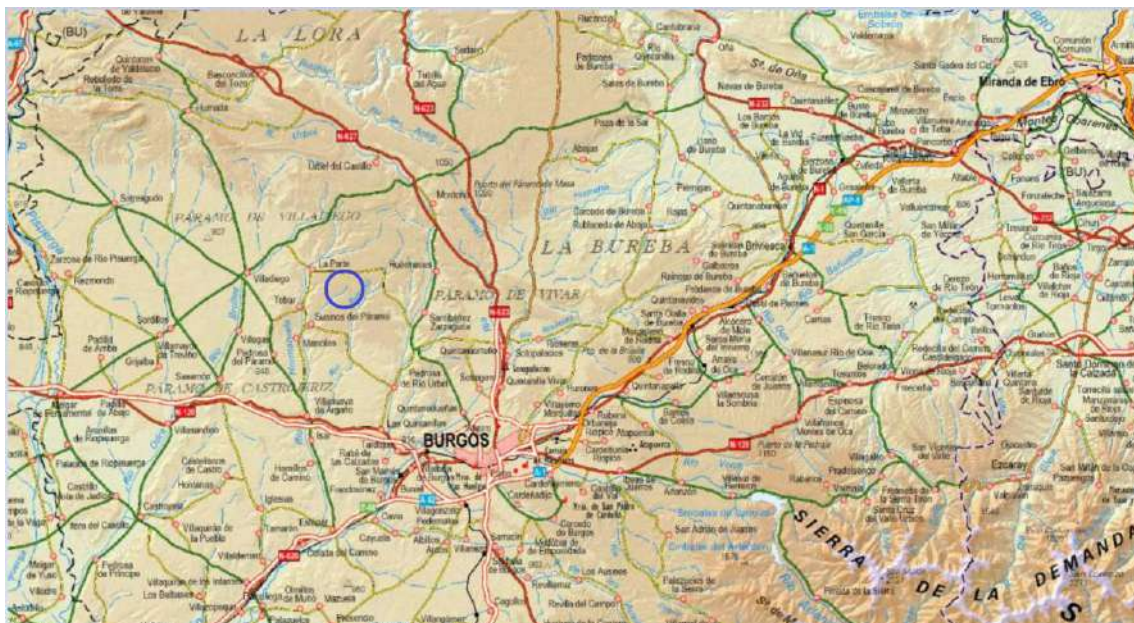


Figura 83: Emplazamiento del Parque Eólico Las Hormazas. (Instituto Geográfico Nacional)

<https://www.ign.es/iberpix2/visor/>

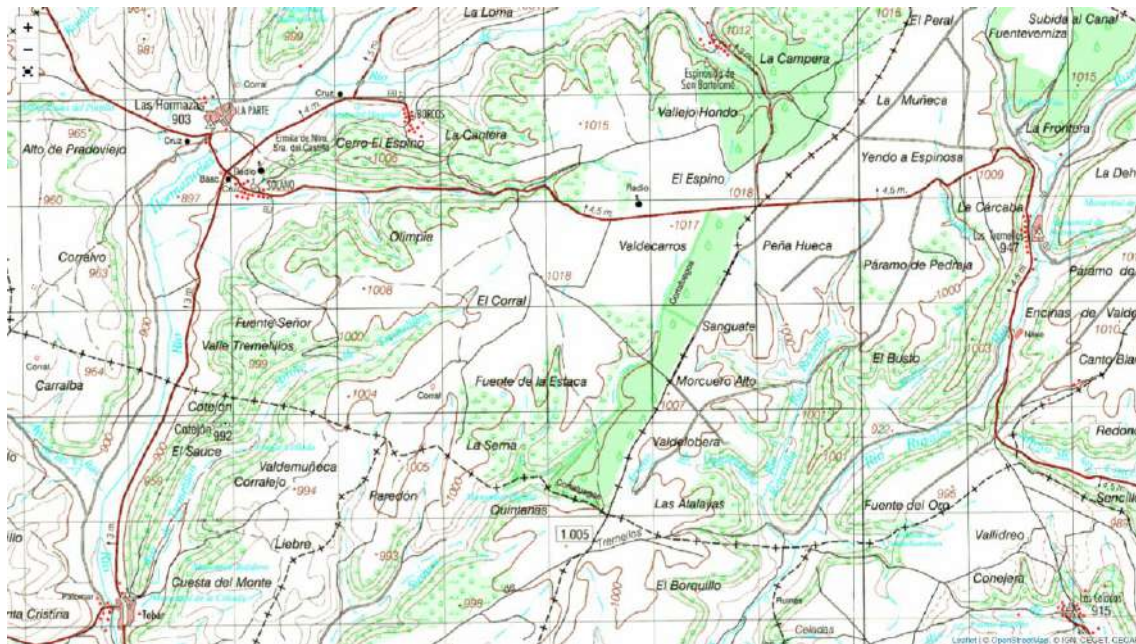


Figura 84: Plano topográfico del emplazamiento. (Visor cartográfico militar español)

<https://www.geamap.com/es/militar-espana>



Figura 85: Disposición gráfica del parque eólico.

En la selección del emplazamiento se han tenido en cuenta los criterios, mencionados en el “La energía del viento”. Estos son:

1. A través del portal “Atlas eólico español” de Idea se hace una primera criba de zonas viables para el emplazamiento. Se tiene en cuenta que la región disponga de buen recurso eólico y no esté en estado de explotación. El recurso facilita datos de velocidad a distintas alturas (50m-100m-200m) con mapas de calor y una serie de datos de variabilidad temporal y espacial. Estos no son de la precisión que requiere un estudio eólico, pero son ideales para un primer acercamiento. Además, se muestra la disponibilidad de la zona. Se han descartado regiones con velocidades de viento menores a 6,5 m/s a 100m de altura, zonas sin dirección dominante del viento y con poca estabilidad.

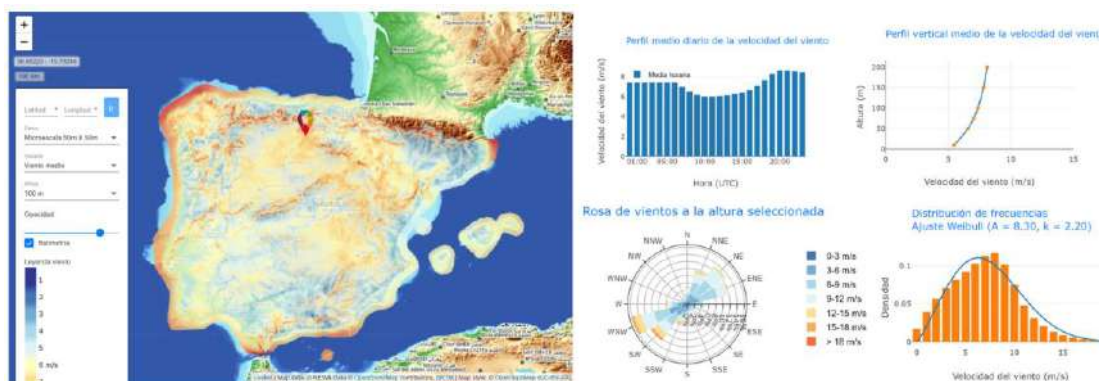


Figura 86: Recurso eólico del emplazamiento. (IDEA)

[Atlas Eólico | Idae](#)

2. El siguiente criterio a aplicar a ubicaciones viables está relacionado con el terreno. Primero, la zona debe tener una rugosidad superficial de clase baja, el menor número de obstáculos y una geografía poco pronunciada. Para evaluar este criterio se utiliza la base de datos de mapas cartográficos del ejército español (Figura 84). Otro criterio importante es la capacidad del terreno para ubicar el número de molinos deseados, respetando las distancias recomendadas y la legislación vigente, que recoge la distancia mínima a zonas habitables (Distancia superior a 1 km). Haciendo uso de Google Earth Pro, se puede bocetar un ajuste preliminar de distribución de las máquinas (Figura 87). Estos se dispondrán en líneas perpendiculares a la dirección dominante del viento.



Figura 87: Boceto de terreno disponible del emplazamiento y ajuste preliminar

3. Un criterio esencial en la selección del establecimiento es no ocupar Zonas de Especial Protección para las Aves o ZEPA (Figura 88).

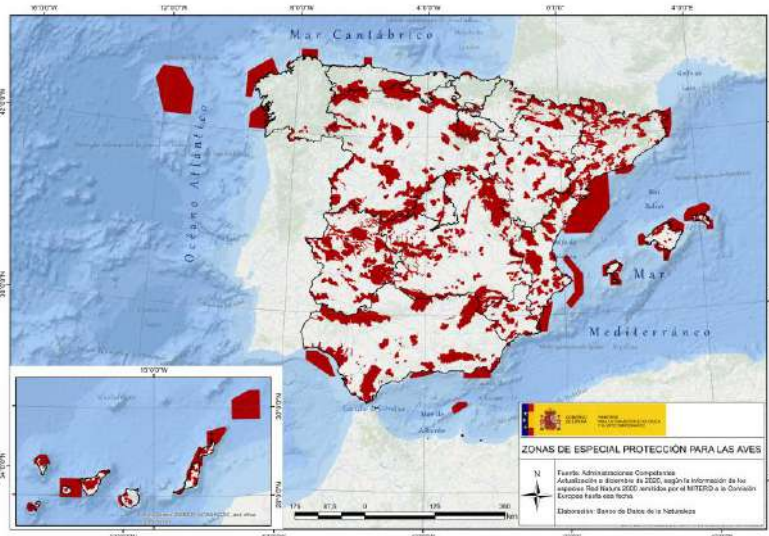


Figura 88: Mapa ZEPA español (MITECO, Gobierno de España)

https://www.miteco.gob.es/es/biodiversidad/servicios/banco-datos-naturaleza/informacion-disponible/rednatura_2000_zepa_descargas.aspx

4. Finalmente, se hace un estudio preliminar con las posibles conexiones del parque al sistema eléctrico español. Se priorizan las opciones con la conexión más sencilla para reducir el coste de conexión eléctrica. En primera instancia se considera la conexión a la subestación “La Lora 132/400 kV” que cuenta con conexión a la red de transporte de alta tensión (Figura 90).



Figura 89: Mapa de transporte eléctrico de España (REE)

https://www.ree.es/sites/default/files/01_ACTIVIDADES/Documentos/Mapas-de-red/mapa_transporte_iberico_2018.pdf



Figura 90: Boceto de conexión a red

6.2.4 DATOS DE PARTIDA

La información necesaria para realizar el estudio eólico es:

- Series temporales de datos de viento
- Orografía del terreno, incluyendo rugosidad y obstáculos
- Medidas de la densidad del aire
- Curva de potencia y coeficiente de empuje de los aerogeneradores

6.2.4.1 Series temporales de datos

La serie temporal de datos ha sido generada virtualmente por la empresa Vortex. La serie simula una campaña de medición realizada en una estación anemométrica de 100 metros de altura, con anemómetros y veletas a las cotas 60m, 80m y 100m para poder calcular el perfil de velocidades y sintetizar la serie a altura de buje, 120 metros. La serie incluye también medidas de temperatura, presión, humedad, etc. en un periodo de 10 años, desde el 01 de enero del 2012 hasta el 10 de marzo de 2022.

La estación anemométrica está se ha situado en un punto con buena exposición, cercana al parque para que los datos recogidos sean representativos para las predicciones. El punto de coordenadas UTM (30T; X = 427686 m E, Y = 4707662 m N).

Variables	
Latitud	42°31'4.63"N
Longitud	3°52'49.24"O
Elevación	1015 m
Fecha inicio	01/01/2012
Fecha fin	10/03/2022
Duración	10 años 3 meses
Frecuencia	60 min
Temperatura media	9,23°C
Densidad media	1,092 kg/m3

Tabla 5: Datos de vientos registrados por la torre meteorológica

6.2.4.2 Orografía del terreno

Una entrada imprescindible en el programa de simulación WAsP es la orografía del terreno. La entrada debe ser un mapa topográfico de la región. Para obtenerlo se ha utilizado la extensión CAD-Earth del programa AutoCAD (Figura 91). Una vez obtenidas las curvas de nivel, se implementa la herramienta WAsP Map Editor para incluir la rugosidad del terreno y diferentes obstáculos que se presenten(Figura 93).

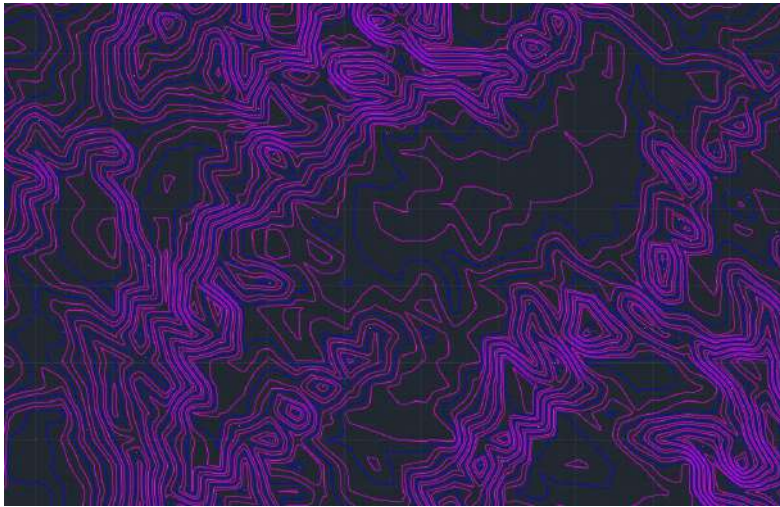


Figura 91: Curvas de nivel del emplazamiento



Figura 92: Mapa topográfico superpuesto

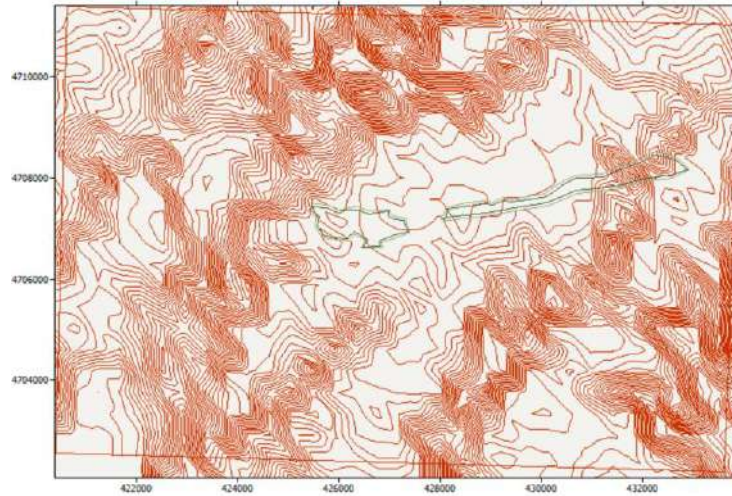


Figura 93: Mapa topográfico WAsP

En la zona existen dos tipos de rugosidades como se puede apreciar en Figura 93. Con esto y el estudio del perfil de velocidad, se obtiene la rugosidad de la zona (Figura 94). Esta es de clase 3.3, no es especialmente buena. Pero como se demostrará en el análisis estadístico, no impide que la características del viento sean favorables.

Wind shear coefficients	
Power law exponent:	0.194
Surface roughness:	0.477 m
Roughness class:	3.30

Figura 94: Clase de la rugosidad del emplazamiento

6.2.4.3 Densidad del aire

La densidad del aire se puede obtener por tres métodos. Primero, se puede medir directamente mediante un aerómetro en la estación anemométrica. Si no se dispone de dicho aparato, se puede obtener a partir de la medida de la temperatura media y la altitud, o a partir de la presión y la temperatura.

- A partir de la presión y temperatura.

$$\rho = \frac{M p}{R T} = 3.4837 \frac{p}{T}$$

Donde ρ es la densidad (kg/m^3), p es la presión (kPa), R es la constante de los gases ideales ($R=8,314 \text{ J/(mol}\cdot\text{K)}$), M es la masa molar ($M_{\text{aire}}=28,9664 \text{ kg/kmol}$) y T es la temperatura (K).

- A partir de la temperatura y la altitud:

$$\rho = \left(\frac{P_0}{RT} \right) \exp\left(\frac{-gz}{RT}\right)$$

Donde P_0 es la presión atmosférica a nivel del mar (101.325 Pa), g es la aceleración de la gravedad ($9,81 \text{ m/s}^2$) y z la altitud del emplazamiento sobre el nivel del mar (m).

Además, si como es típico, no se conoce la temperatura a altura de buje, se puede utilizar la siguiente fórmula para calcular el dato.

El programa WAsP tiene una herramienta en la cual se introducen los datos de altura de buje y temperatura y devuelve la densidad calculada (Figura 95).

$$T(z_2) = T(z_1) - \frac{1^\circ\text{C}}{154\text{m}} (z_2 - z_1)$$

La serie de datos virtuales de partida incluyen la densidad y la temperatura a una altura de 100 metros, $1,229 \text{ kg/m}^3$ y $9,37^\circ\text{C}$. Por lo que lo primero es calcular la temperatura a altura de buje, 120 metros, que resulta en 9.23°C . Con este dato y con la altura de buje desde el nivel del mar ($1135\text{m} = 1015 \text{ m} + 120\text{m}$), se obtiene la siguiente densidad de aire.

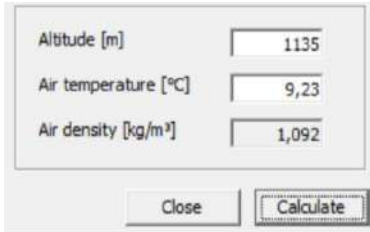


Figura 95: WAsP density calculator

6.2.4.4 Curva de potencia y coeficiente de empuje

La tecnología de aerogeneradores del parque será Vestas EnVentus™ V162-6.0 MW. Los datos de la curva de potencia y coeficiente de empuje de la maquinaria se evaluará a la densidad calculada a altura de buje, $1,1 \text{ kg/m}^3$. Las curvas se extraerán de las fichas técnicas de la maquinaria y se utilizarán más tarde en la predicción de energía producida. El funcionamiento de la misma recoge velocidades en el rango de 3 a 24 m/s, alcanzando una potencia máxima de 6 MW desde 13 m/s hasta 17 m/s .

Aerogenerador Vestas EnVentus™ V162-6.0 MW		
Curvas de potencia y empuje		
Densidad = 1,092 (kg/m3)		
Velocidad (m/s)	Potencia (W)	Ct
3	22	0.911
3,5	125	0.886
4	754	0.856
4,5	411	0.838
5	599	0.820
5,5	824	0.814
6	1095	0.813
6,5	1413	0.812
7	1789	0.810
7,5	2118	0.807
8	2706	0.803
8,5	3255	0.799
9	3853	0.784
9,5	4433	0.732
10	4983	0.672
10,5	5442	0.607
11	5779	0.540
11,5	5929	0.468
12	5980	0.404
12,5	5996	0.350
13	6000	0.307
13,5	6000	0.271
14	6000	0.241
14,5	6000	0.216
15	6000	0.194
15,5	6000	0.176
16	6000	0.159
16,5	6000	0.145
17	6000	0.133
17,5	5998	0.123
18	5788	0.110
18,5	5532	0.097
19	5315	0.086
19,5	5075	0.076
20	4791	0.067
20,5	4505	0.059
21	4223	0.052
21,5	3944	0.046
22	3647	0.041
22,5	3346	0.038
23	3070	0.031
23,5	2768	0.027
24	2444	0.023

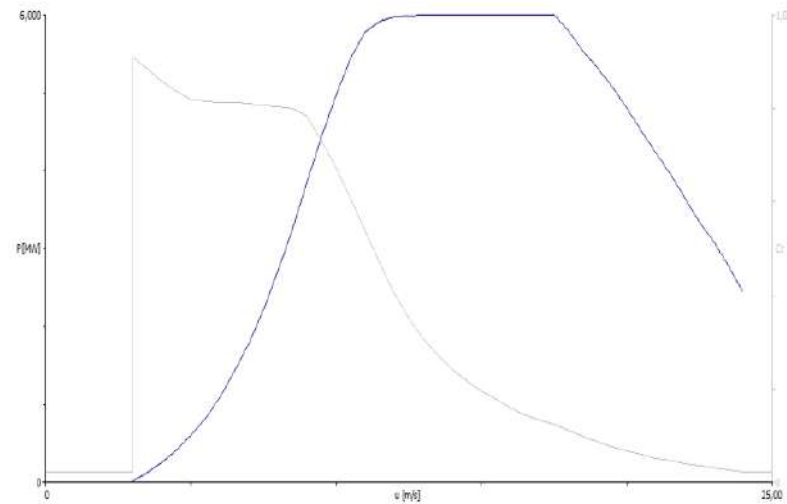


Figura 96: Curva de potencia y coeficientes de empuje

6.2.4.5 Coordenadas de aerogeneradores

El Parque Eólico de Las Hormazas dispondrá de 8 aerogeneradores de 6MW distribuidos según las coordenadas UTM de las que muestra la ubicación de cada uno de ellos.

Coordenadas UTM generadores	
30T	
m E	m N
427378	4708957
427604	4708545
427843	4708130
428097	4707688
426423	4707379
426671	4706919
426909	4706489
427142	4706062

Tabla 6: Coordenadas aerogeneradores

6.2.4.6 Resultados de la campaña de medición

A partir de los datos recogidos en la campaña virtual de medición y el programa Windographer se realiza un análisis estadístico que determinará la idoneidad de la zona para la instalación del parque eólico. Los datos consisten en medidas de dirección, velocidad, temperatura, presión, etc. durante algo más de 10 años, desde el 01 de enero del 2012 hasta el 10 de marzo de 2022, con una frecuencia de 60 minutos. Las medidas se han realizado a 3 alturas diferentes, 60 metros, 80 metros y 100 metros. Para obtener el recurso a la altura de buje, que es la que interesa para la predicción de energía que generará el parque, se han sintetizado una serie con los registros a diferentes alturas y siguiendo el perfil vertical de velocidad que estas marcan.

A continuación se muestran los resultados del tratamiento de dichas series temporales de datos útiles para extraer conclusiones del potencial de la zona:

- Serie temporal de datos.

Year	Time	Data	Mean
	Steps	Coverage (%)	(m/s)
2012	8,784	100.00	8.4411
2013	8,760	100.00	9.0796
2014	8,760	100.00	8.7168
2015	8,760	100.00	8.4416
2016	8,784	100.00	8.4167
2017	8,760	100.00	8.1917
2018	8,760	100.00	8.7208
2019	8,760	100.00	8.8759
2020	8,784	100.00	8.7058
2021	8,760	100.00	8.6306
2022	1,632	18.63	7.8832

Quarter	Time	Data	Mean
	Steps	Coverage (%)	(m/s)
2012 Q1	2,184	100	81.362
2012 Q2	2,184	100	87.359
2012 Q3	2,208	100	77.450
2012 Q4	2,208	100	91.473
2013 Q1	2,16	100	101.302
2013 Q2	2,184	100	81.832
2013 Q3	2,208	100	73.798
2013 Q4	2,208	100	106.383
2014 Q1	2,16	100	110.672
2014 Q2	2,184	100	78.460
2014 Q3	2,208	100	73.448
2014 Q4	2,208	100	86.510
2015 Q1	2,16	100	90.128
2015 Q2	2,184	100	80.964
2015 Q3	2,208	100	77.503
2015 Q4	2,208	100	89.157
2016 Q1	2,184	100	107.576
2016 Q2	2,184	100	80.276
2016 Q3	2,208	100	77.093
2016 Q4	2,208	100	71.935
2017 Q1	2,16	100	94.557
2017 Q2	2,184	100	80.733
2017 Q3	2,208	100	70.548
2017 Q4	2,208	100	82.091
2018 Q1	2,16	100	106.366
2018 Q2	2,184	100	74.846
2018 Q3	2,208	100	73.477
2018 Q4	2,208	100	94.427
2019 Q1	2,16	100	88.798
2019 Q2	2,184	100	81.979
2019 Q3	2,208	100	80.974
2019 Q4	2,208	100	103.213
2020 Q1	2,184	100	96.462
2020 Q2	2,184	100	74.446
2020 Q3	2,208	100	77.302
2020 Q4	2,208	100	99.987
2021 Q1	2,16	100	101.740
2021 Q2	2,184	100	78.162
2021 Q3	2,208	100	74.841
2021 Q4	2,208	100	90.728
2022 Q1	1,632	75.56	78.832

Tabla 7: Tabla de registro temporal de datos [medias anuales (izquierda), medias cuatrimestrales (derecha)]

- Evolución temporal de velocidad:

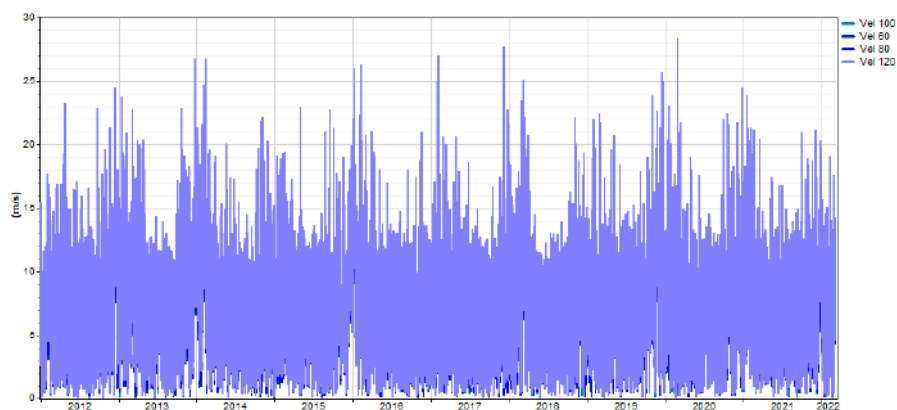


Figura 97: Serie temporal de medidas de velocidad

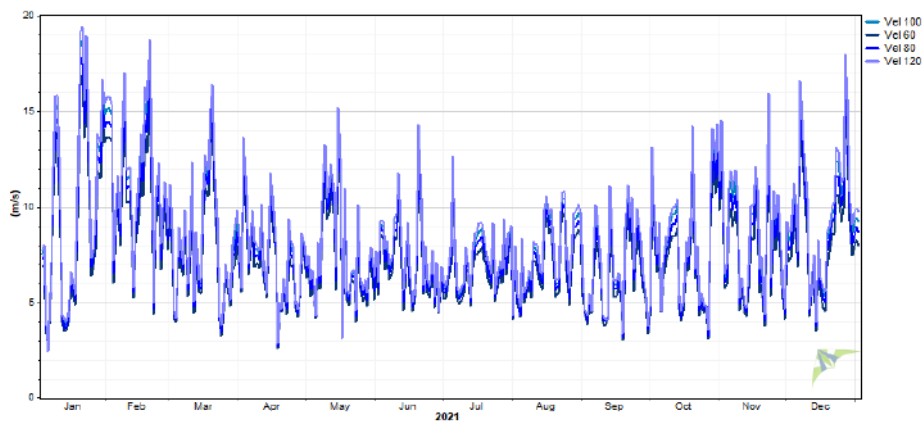


Figura 98: Serie temporal de velocidad (media diaria, año 2021)

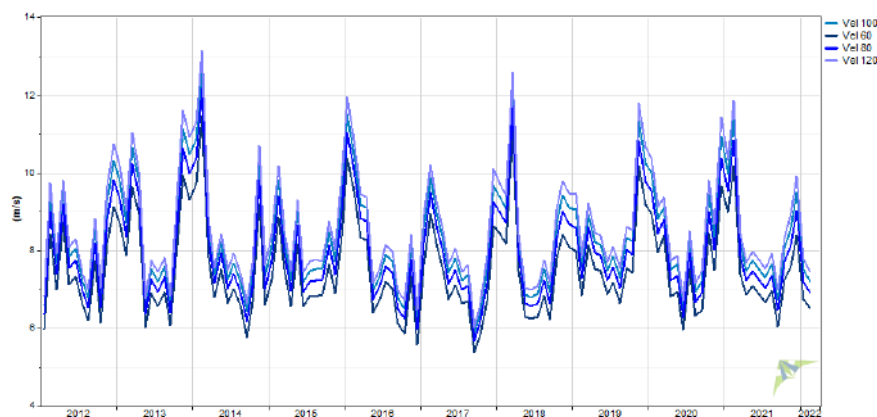


Figura 99: Serie temporal de velocidad (media mensual)

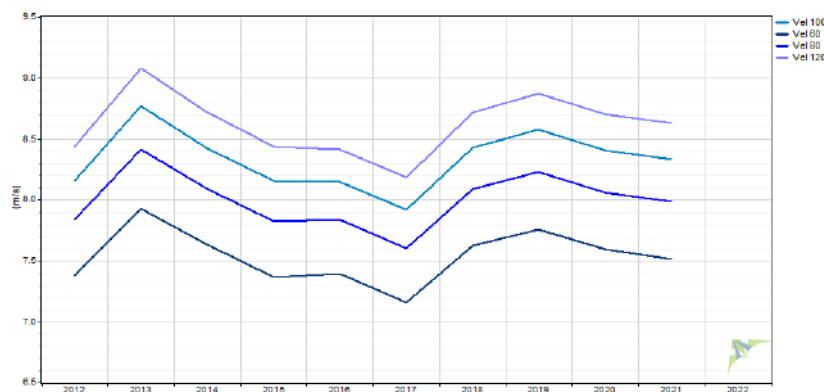


Figura 100: Serie temporal de velocidad (media anual)

*La Figura 100 no incluye la medida correspondiente al año 2022 por la escasez de datos en ese año. La serie temporal recoge únicamente datos hasta el 10 de marzo de 2022, donde finaliza la campaña de medición.

- Variación temporal de la velocidad:

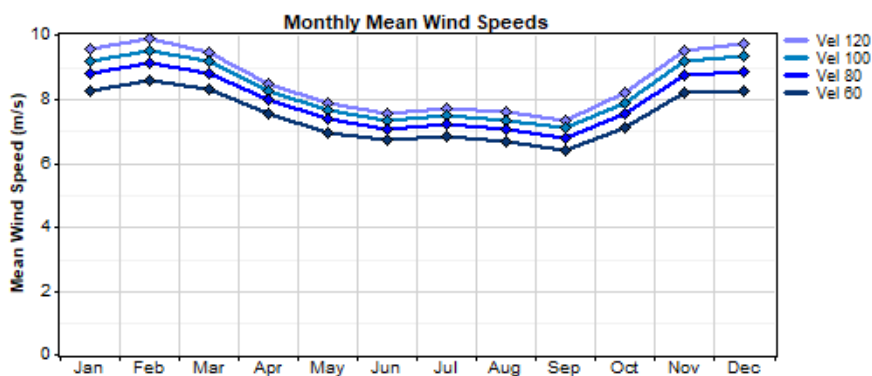


Figura 101: Variación media mensual

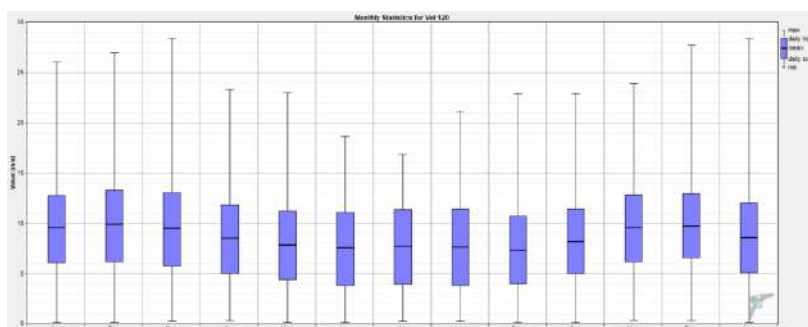


Figura 102: Variación mensual

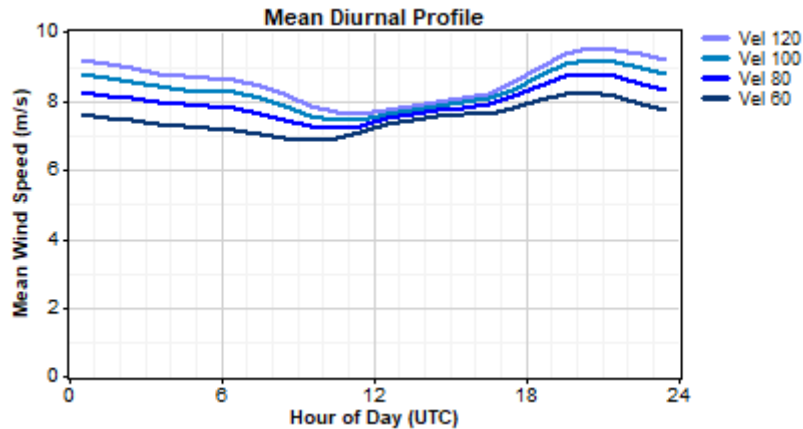


Figura 103: Variación media diaria

*Tanto esta sección como la anterior presentan la variabilidad temporal de la velocidad del viento. La diferencia es que en la primera se muestra la evolución ponderada en el de tiempo (año, mes, día), y en la actual se muestra la variación media total de los datos.

- Distribución de Weibull:

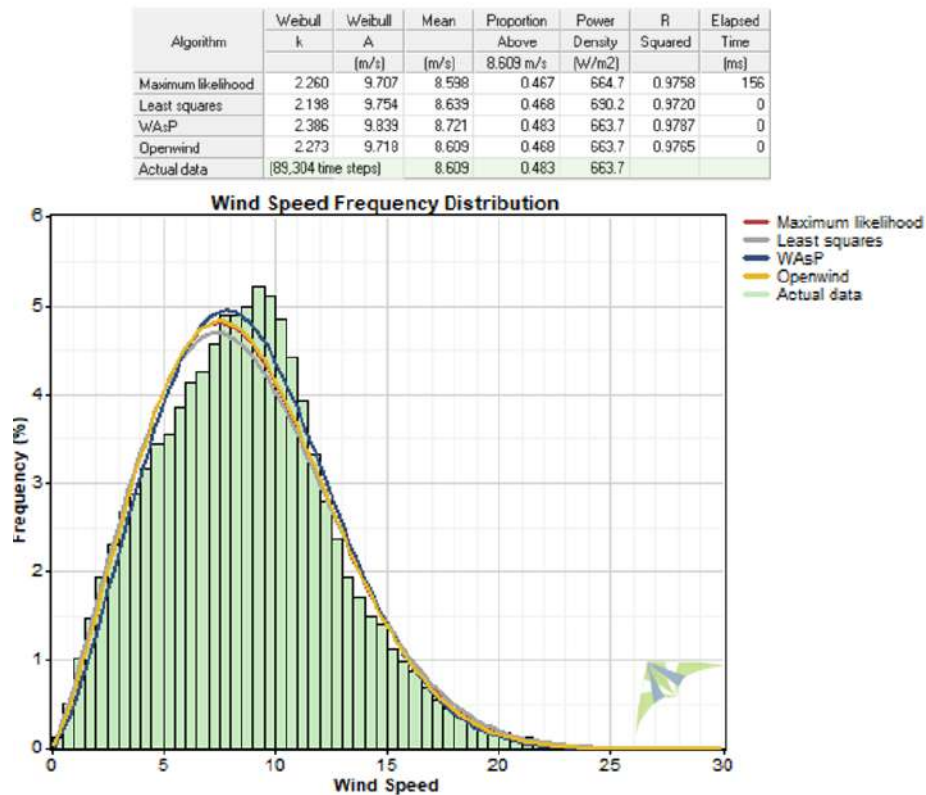


Figura 104: Distribución de velocidad de Weibull

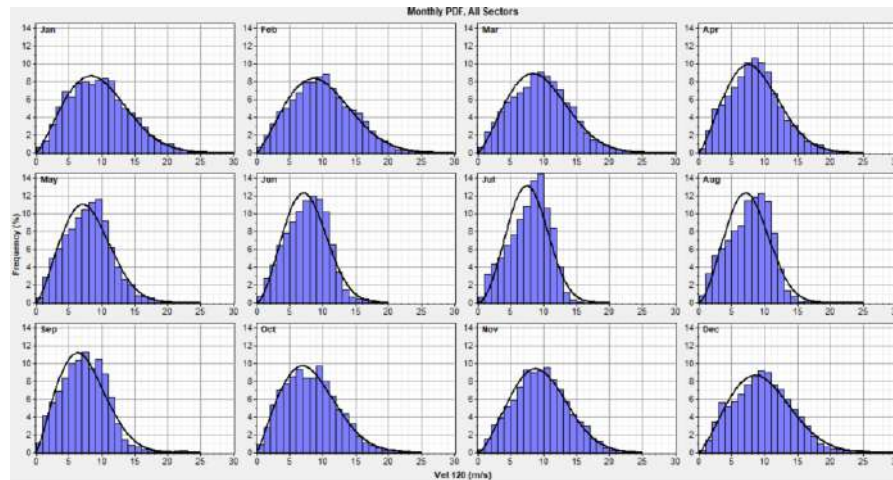


Figura 105: Distribución de Weibull mensual

- Distribución de probabilidad acumulada de velocidad (CDF):

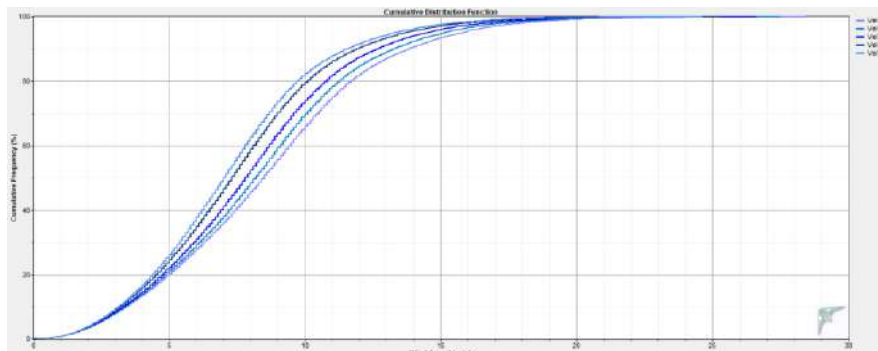


Figura 106: CFD

- Vientos extremos:

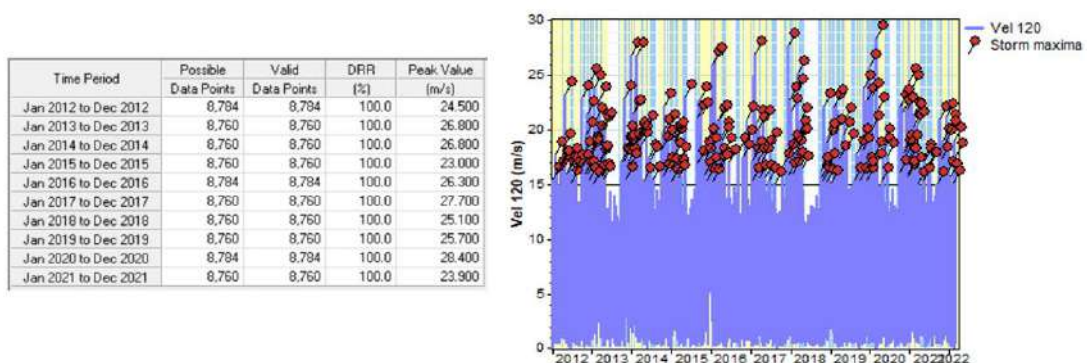


Figura 107: Vientos extremos

- Rosetas de viento (Variación direccional):
 - Rosetas de frecuencia:

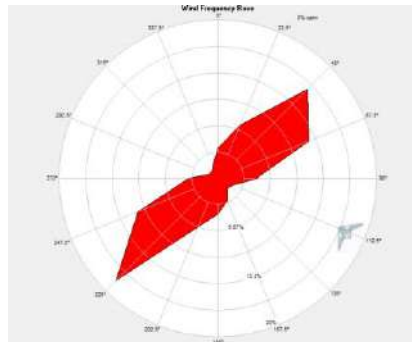


Figura 108: Roseta de frecuencia

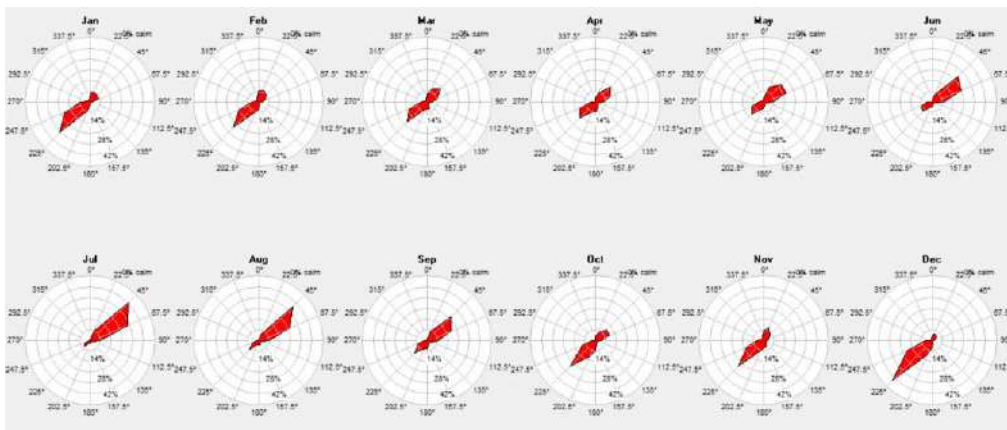


Figura 109: Roseta de frecuencia mensual

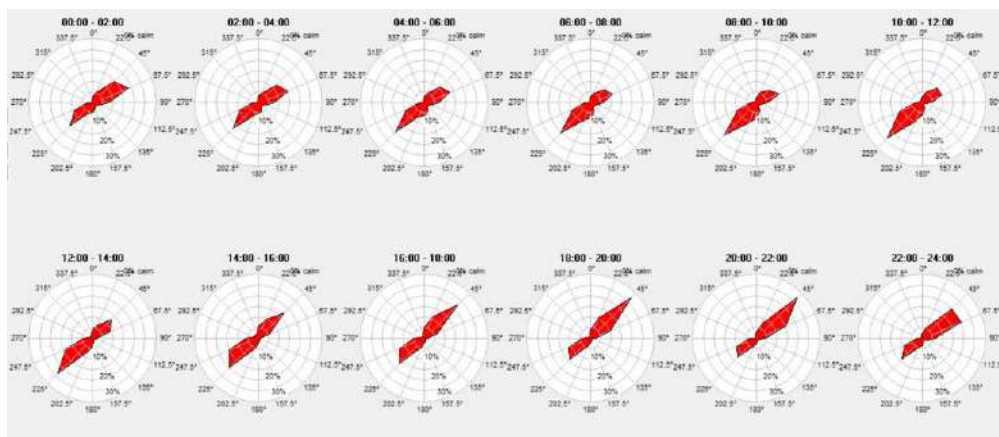


Figura 110: Roseta de frecuencia horaria

- Roseta de velocidad:

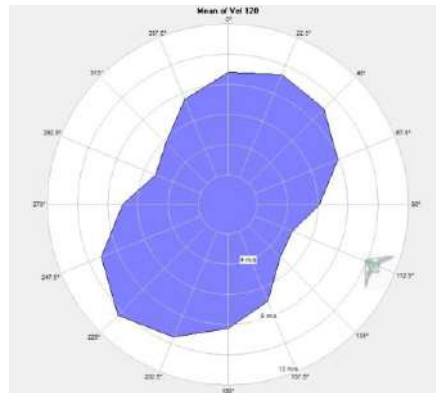


Figura 111: Roseta de velocidad

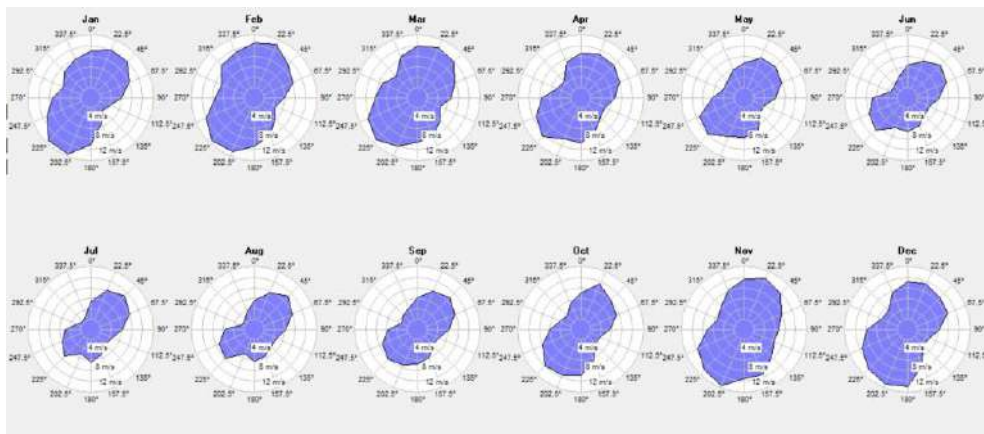


Figura 112: Roseta de velocidad mensual

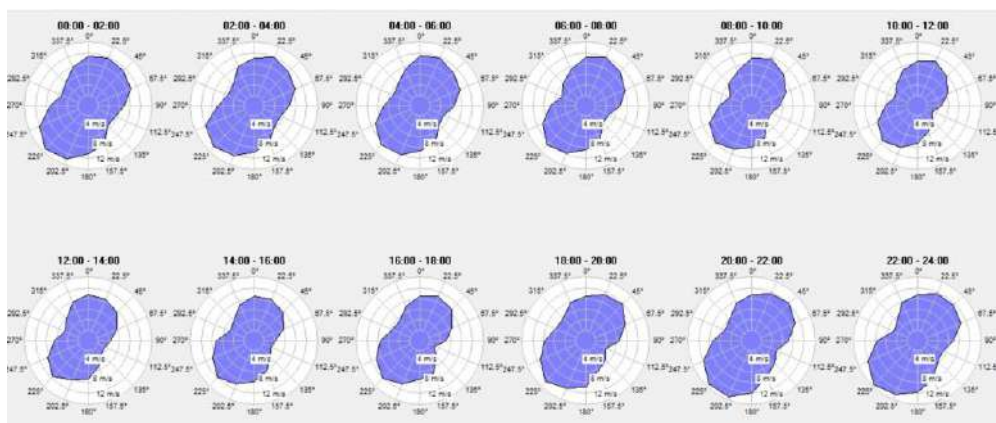


Figura 113: : Roseta de velocidad horaria

- Roseta de energía:

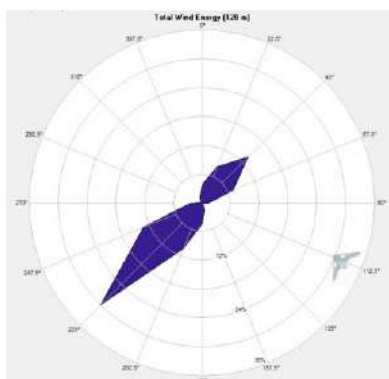


Figura 114: Roseta de energía

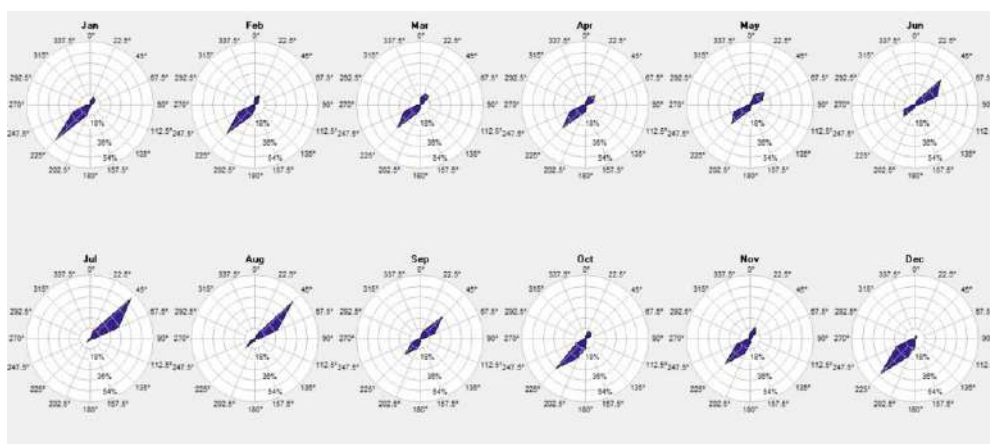


Figura 115: Roseta de energía mensual

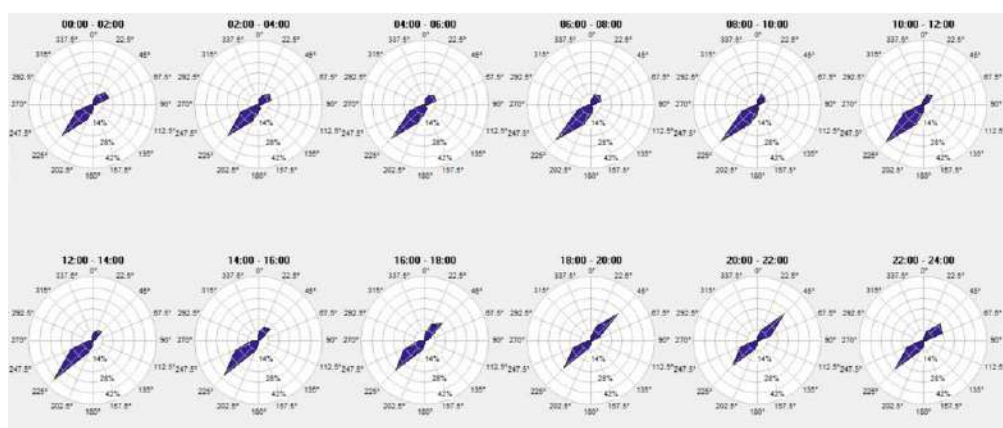


Figura 116: Roseta de energía horaria

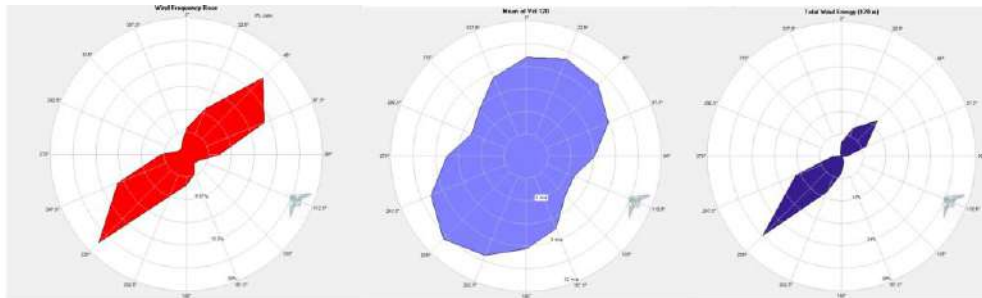


Figura 117: Resumen rosetas de viento

- Perfil de variación del viento con la altura

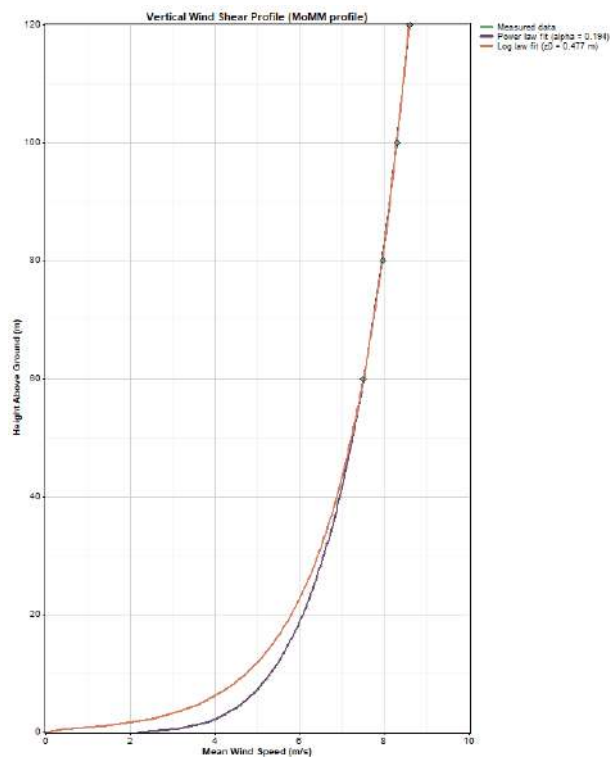


Figura 118: Perfil de variación del viento con la altura

- Densidad del aire:

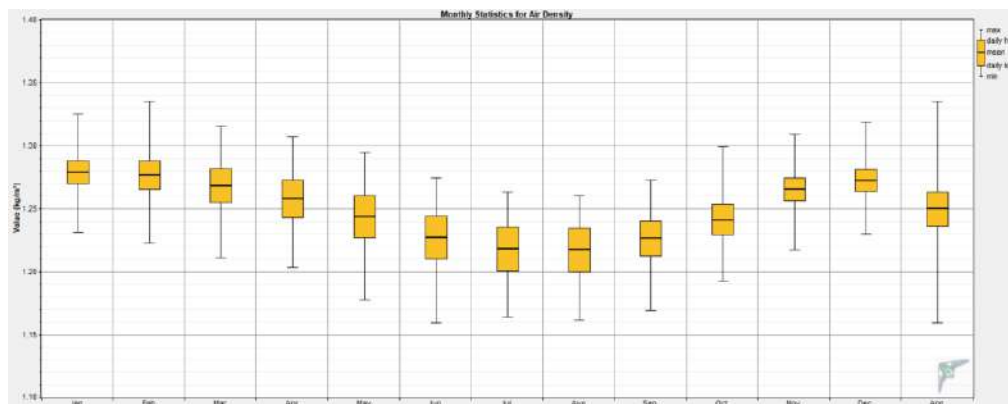


Figura 119: Variación de densidad del aire (60m)

*La densidad del gráfico muestra un valor medio de 1,25 kg/m³. Sin embargo la que interesa se encuentra a 120m, a esta altura este valor se reduce (Figura 95).

6.2.4.7 Conclusiones del análisis estadístico

De las representaciones anteriores se puede concluir que:

- La serie está completa y se ha utilizado el 100% de sus datos.
- La velocidad media a 120 metros es 8,73 m/s.
 - La media anual varía en torno la media total un máximo 0,5 m/s
 - Dentro de un año la velocidad varía alrededor de 2 m/s siendo los meses fríos los de mayor velocidad y los calurosos más lentos.
 - El perfil diario es estable, con cierta aceleración en horas sin luz.
- La variabilidad temporal de velocidad sigue una distribución de Weibull con factor de forma $k = 2,386$ (WASP). Mejor que la típica $k=2$ de la distribución de Rayleigh (menos variabilidad temporal)
- La Figura 106: CFD muestra gran acumulación de datos con velocidades entre 6 m/s a 10 m/s.
- La aparición de vientos extremos es de baja frecuencia y la máxima velocidad que estos alcanzan es 28,4 m/s.
- De las rosetas de viento se observa una dirección muy dominante (45°:225°, NE:SW) que recoge más del 50% de registros direccionales.
- El perfil de variación vertical con la altura toma un $\alpha=0,194$, aceptable.
- La densidad de la zona varía 0,1 kg/m³ en función de la estación en la que se encuentre.

Se puede considerar que la velocidad es mayormente estable y con una velocidad media favorable. Además existe una dirección altamente dominante alrededor de la cual se

diseñara la distribución de los aerogeneradores, y mejorará el factor de carga y rendimiento del parque, alcanzando una potencia de 664 W/m^2 .

La rugosidad de la zona no tiene un efecto negativo significativo en el recurso eólico.

Se concluye que las características más importantes:

- El emplazamiento tiene una velocidad media de $8,73 \text{ m/s}$ a 120 metros de altura.
- Existe una dirección altamente dominante NE:SW ($45^\circ:225^\circ$).
- La densidad de potencia alcanza los 664 W/m^2 a 120 metros de altura.

6.2.4.8 Simulación del campo de vientos

Para la simulación de campos de viento y predicción de energía producida se empleará el programa WAsP (*Wind Atlas Analysis and Application Program*) desarrollado en Riso National Laboratory, Dinamarca.

El programa necesita los siguientes datos de partida:

- Mapa topográfico (Figura 93).
- Serie de datos temporales de viento a altura de buje, 120 m (Figura 97).
- Coordenadas de la estación meteorológica (88)
- Coordenadas de los aerogeneradores (Tabla 6).
- Curva de potencia y coeficientes de empuje de las máquinas (Figura 96).

Una vez introducidos los datos, se fija una malla sobre la que calculara el campo de vientos; la altitud (Figura 120), la distribución de velocidad (Figura 121) y la distribución de potencial eólico (Figura 122).

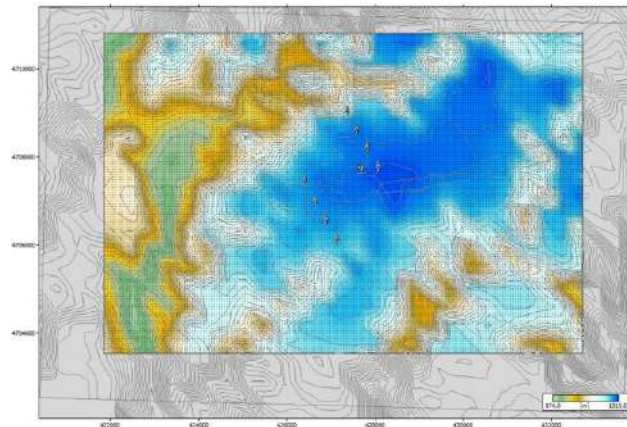


Figura 120: Elevación del terreno

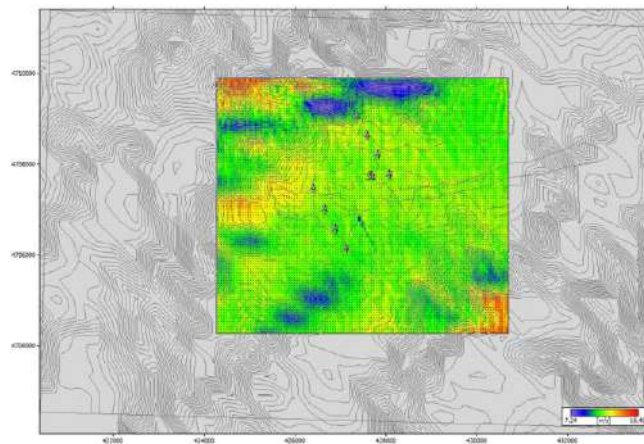


Figura 121: Mapa zonas isoventas

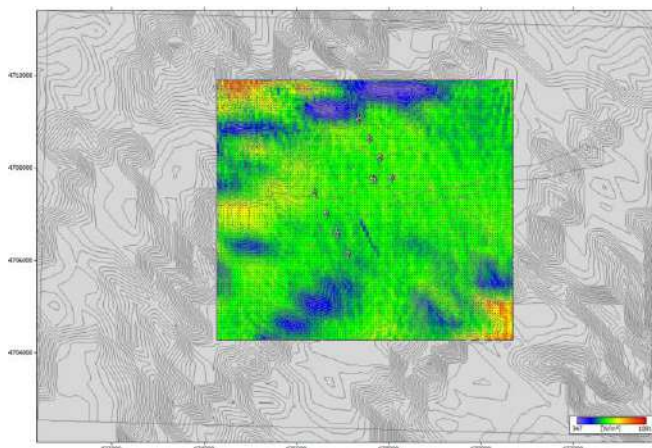


Figura 122: Distribución de potencial eólico

6.2.4.9 Predicción de energía producida

Continuando con el uso del programa WAsP, se predice la producción energética anual (PEA) del parque. Tras la simulación, los datos obtenidos son los siguientes:

Emplazamiento	Coordenadas		Turbina	Elevación	Altura buje	U	E	RIX	dRIX	Perdidas por efecto estela	PEA Bruta	PEA Neta	Rendimiento
	X(m)	Y(m)		[m s.n.m.]	[m]	[m/s]	[W/m²]	[%]	[%]	[%]	[GWh]	[GWh]	[%]
Turbine 001	427378	4708957	Vestas V162	991,4231	120	8,65	645	0,8	0,8	2,11	28,05	27,46	97,89
Turbine 002	427604	4708545	Vestas V162	1010,042	120	8,77	675	0,6	0,6	2,98	28,54	27,689	97,02
Turbine 003	427843	4708130	Vestas V162	1010,372	120	8,77	678	0,4	0,4	3,56	28,60	27,583	96,44
Turbine 004	428097	4707688	Vestas V162	1015	120	8,67	653	0	0	3,12	28,15	27,275	96,88
Turbine 005	426423	4707379	Vestas V162	1005,046	120	8,63	640	0	0	4,56	27,97	26,696	95,44
Turbine 006	426671	4706919	Vestas V162	1006,125	120	8,56	629	0	0	4,98	27,60	26,228	95,02
Turbine 007	426909	4706489	Vestas V162	1005,165	120	8,6	638	0	0	3,61	27,76	26,76	96,39
Turbine 008	427142	4706062	Vestas V162	1000,307	120	8,66	652	0,1	0,1	2,04	28,06	27,489	97,96

Tabla 8: Simulación WAsP

Parámetro	Total	Media	Mínimo	Máximo
Producción Energética Anual Bruta [GWh]	224,739	28,092	27,603	28,6
Producción Energética Anual Neta [GWh]	217,18	27,147	26,228	27,689
Perdidas por efecto estela [%]	3,36 -	-	-	-

Tabla 9: Resumen Simulación WAsP

De los resultados se puede extraer una idea de la energía que producirá el parque sometido a estudio (Tabla 8). Además, se puede evaluar el diseño del parque y el grado de validez y fiabilidad de la simulación.

Primero, para evaluar el diseño se supondrá la localidad del mismo fija y lo que se considerará es la distribución de los aerogeneradores. Los resultados de la simulación reflejan un buen diseño, ya que las pérdidas ocasionadas por el efecto estela son del 3,36%. Un diseño bueno tiene pérdidas inferiores al 5%, y en un diseño aceptable estas pueden alcanzar un máximo del 10%. Por encima de ese valor el diseño estaría desaprovechando demasiada energía y se debería plantear otra distribución quizá con una reducción en el número de aerogeneradores. Como se aprecia en la Figura 123, los aerogeneradores están lo suficientemente separados para que los efectos no sean significativos. En la Tabla 10 y la Tabla 11 se adjuntan las distancias entre generadores en metros y diámetros de rotor (Vestas EnVentus™ V162-6.0 MW, 162 metros).

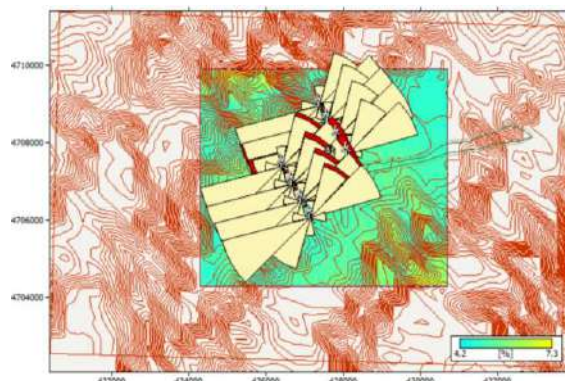


Figura 123: Rosetas de PEA y pérdidas por efecto estela

Metros	Turbina 001	Turbina 002	Turbina 003	Turbina 004	Turbina 005	Turbina 006	Turbina 007	Turbina 008
Turbina 001	0	469,91	948,76	1.458,53	1.844,48	2.157,15	2.512,17	2.904,60
Turbina 002	469,91	0	478,9	988,68	1.659,61	1.874,66	2.170,29	2.525,62
Turbina 003	948,76	478,9	0	509,78	1.606,36	1.685,26	1.888,18	2.183,58
Turbina 004	1.458,53	988,68	509,78	0	1.702,28	1.620,13	1.687,88	1.885,71
Turbina 005	1.844,48	1.659,61	1.606,36	1.702,28	0	522,59	1.014,05	1.500,48
Turbina 006	2.157,15	1.874,66	1.685,26	1.620,13	522,59	0	491,47	977,9
Turbina 007	2.512,17	2.170,29	1.888,18	1.687,88	1.014,05	491,47	0	486,43
Turbina 008	2.904,60	2.525,62	2.183,58	1.885,71	1.500,48	977,9	486,43	0

Tabla 10: Distancia entre molinos (metros)

Dímetros de rotor	a Turbina 001	a Turbina 002	a Turbina 003	a Turbina 004	a Turbina 005	a Turbina 006	a Turbina 007	a Turbina 008
desde Turbina 001 (162,0m)	0	2,9	5,9	9	11,4	13,3	15,5	17,9
desde Turbina 002 (162,0m)	2,9	0	3	6,1	10,2	11,6	13,4	15,6
desde Turbina 003 (162,0m)	5,9	3	0	3,1	9,9	10,4	11,7	13,5
desde Turbina 004 (162,0m)	9	6,1	3,1	0	10,5	10	10,4	11,6
desde Turbina 005 (162,0m)	11,4	10,2	9,9	10,5	0	3,2	6,3	9,3
desde Turbina 006 (162,0m)	13,3	11,6	10,4	10	3,2	0	3	6
desde Turbina 007 (162,0m)	15,5	13,4	11,7	10,4	6,3	3	0	3
desde Turbina 008 (162,0m)	17,9	15,6	13,5	11,6	9,3	6	3	0

Tabla 11: Distancia entre molinos (diámetros de rotor)

Por otro lado, el grado de validez y fiabilidad de la simulación se comprueban mediante el índice de RIX (*Roughness Index*). Este parámetro estima la fracción de terreno con pendiente por encima de un valor límite, por defecto 17°. Es importante que el mismo se encuentre por debajo del 10%, ya que si no, no se podría tener seguridad de la presencia de un desprendimiento de capa límite. En la Tabla 8 se aprecia como el máximo valor que toma el RIX y el dRIX es 0,8%. Entonces se puede considerar la simulación como buena.

Finalmente, para concluir la predicción se ha de tener en cuenta que la energía neta de la Tabla 9 no representa la energía vertida en la red anualmente. Para obtener este dato hay que tener en cuenta las pérdidas eléctricas, las pérdidas por operación y mantenimiento (O&M) y las pérdidas por incumplimiento de la curva de potencia. En la Tabla 12 se incluyen con valores típicos de cada campo. El resultado es una predicción de 194,1 GWh/año.

Producción Neta (GWh/año)		217,8
Pérdidas eléctricas	3%	97%
O&M	3%	97%
Curva de potencia y otros	5%	95%
Rendimiento final		89,39%
Energía vertida a red (GWh/año)		194,7

Tabla 12: Estimación de energía vertida a red

Otra predicción importante es el factor de carga del parque. Esto es, el porcentaje de tiempo, en un periodo de un año en el que el parque estará en funcionamiento, vertiendo energía eléctrica a la red. El factor de carga se puede estimar a partir de las horas equivalentes que conllevaría que el parque generase la energía vertida (194,7 GWh/año) a máxima potencia (48 MW).

$$\text{Horas equivalentes} = \frac{\text{Energía vertida a red}}{\text{Potencia instalada}} = \frac{194,7 \text{ GWh}}{48 \text{ MW}} = 4056 \text{ h}$$

$$\text{Factor de carga (\%)} = \frac{\text{Horas equivalentes (4056 h)}}{\text{Horas en un año (8760 h)}} \cdot 100 = 46,30\%$$

6.3 OBRA CIVIL

En este apartado se describirá la obra civil del proyecto. Esta recoge el diseño y ejecución de accesos y viales internos, cimentaciones de los molinos, red de zanjas por las que se tirarán los cables subterráneos, la red de puesta a tierra y el diseño del edificio de control y la subestación eléctrica.

La obra comienza con el estudio del terreno en el que se asentará el parque eólico. Para conocer el terreno se deben realizar dos estudios sobre el mismo:

- Levantamiento topográfico: consiste en disponer de toda la información superficial del terreno. Las curvas de nivel, edificaciones, vías y caminos, flora, obstáculos, etc.
- Estudio geotectónico: imprescindible en todo tipo de obras para conocer el características internas del terreno con sus componentes o su capacidad portante.

El conocimiento del terreno previo al diseño es crucial para no errar en el dimensionamiento y para respetar las limitaciones de la obra. Un error en esta fase afectaría negativamente al presupuesto por los esfuerzos y recursos que se emplearían en la corrección del mismo. Podría provocar incluso, el abandono del proyecto por alguna inviabilidad. El estudio del terreno queda fuera del alcance de este proyecto. Para el diseño de las distintas instalaciones se hará una hipótesis del mismo. Esta es un terreno seco de naturaleza arena arcillosa y una temperatura de 20°C de media.

6.3.1 REQUISITOS

Para asentar el parque de forma correcta, existen una serie de requisitos que se deben cumplir. Estos se pueden dividir en requisitos técnicos, especificados por el fabricante, y requisitos medioambientales de carácter obligatorio que persiguen que el proyecto tenga el menor efecto en la naturaleza.

Los requisitos técnicos aparecen en los distintos elementos de la obra civil. En los viales son comunes la pendiente máxima, la anchura del vial, la composición del vial, el radio de curvatura, el drenaje, etc. Por otro lado, en las cimentaciones y plataformas, aparecen requisitos referentes al dimensionamiento y a los materiales, entre otros. Se especificarán

los requisitos, tanto técnicos como medioambientales, que aplican al parque en cada sección.

6.3.2 ACCESOS Y VIALES INTERNOS

Los accesos son los caminos por los que se accedera a la zona de explotacion. Estos deben permitir el paso de los vehiculos pesados de obra civil y el transporte especial durante toda la vida util del parque, pero especialmente durante el proceso de ensamblaje del parque. Es por eso que existen una sere de requisitos técnicos, especificados por el fabricante, cuya funcion es aseguraar que los mencionados vehículos pesados puedan acceder a las ubicaciones fijadas para los aerogeneradores.

Para la tecnología escogida, Vestas EnVentus™ V162-6.0 MW, el fabricante fija los siguientes requisitos referidos a los viales:

- Ancho mínimo de vía: 6,5 metros.
- Pendiente máxima: 11%. Preferiblemente en tramos rectos
- Zonas de giro: Radio superior a 45 metros y distancia de curva superior a 40 metros.
- Acabado superficial:
 - Sobre firme existente: 10-15 cm de zahorra artificial compactada al 98%
 - Sin firme existente: Base de 20 centímetros de zahorra natural y acabado de 10-15 cm de zahorra artificial compactada al 98%.
- Drenaje: Cunetas de 0,5 metros de profundidad y más de 1 metro de anchura.
- Movimientos de tierras (desmontes y terraplenes): Realizables, con relación de inclinación de 1.5/1 y aristas redondeadas con radio 2,00 m.

*En tramos en los que no sea posible ampliar el camino se utilizará hormigón en vez de zahorra para soportar el peso de los camiones.

Los accesos al parque se dividen en dos grupos en función de sus características:

- Caminos extrternos: Son las rutas que llegan a las proximidades del parque. Estas terminan antes de entrar en los caminos de tierra y aprovechan las carreteras de la zona.
- Caminos internos: Típicamente de zahorra o tierra, son aquellos que se encuentran dentro de la zona de acceso a los aerogeneradores. Los caminos internos captan la mayor parte del trabajo del diseño de los accesos. En esta tarea, se intenta acondicionar los caminos de tierra existentes en la zona para reducir el

movimiento de tierras. No obstante, se abrirán nuevos pasos si estos mejoran notablemente los accesos a las posiciones de los aerogeneradores.

6.3.2.1 Accesos al parque eólico de Las Hormazas (Caminos externos)

El acceso a los caminos internos del parque es único, la carretera Real (BU-V-6015). A esta se puede acceder por ambos extremos. Sin embargo, únicamente la entrada por el oeste cumple con los requisitos necesarios para el tránsito de los vehículos pesados, por lo que se utilizará esta como acceso principal a la totalidad del parque en lo que se refiere a trayectos relacionados con la obra civil. Para llegar a la carretera principal (Carretera Real), se circulará por la carretera Villadiego (BU-V-6018) desde el sur en dirección norte hasta el pueblo de Solano, donde intersecan.

El acceso desde el sur es el óptimo. En un primer estudio de la ruta, la opción que menos acondicionamiento adicional necesitaría en zonas de giro. No obstante, antes del transporte se debe hacer un segundo estudio, con mayor profundidad, teniendo en cuenta los requerimientos mencionados por la empresa transportista para preparar la vía. Puede intuirse que la ruta hasta la carretera principal del parque ya está acondicionadas para el transporte especial debido a la presencia de parques en las inmediaciones de la zona.

Desde la carretera principal surgirán tres orígenes para los viales internos. El primer desvío accederá a los viales internos de los aerogeneradores A_01, A_02 y A_03. El segundo, permitirá el acceso a los viales internos de los aerogeneradores A_05, A_06, A_07 y A_08, y la tercera accederá al vial interno del aerogenerador A_04. La subestación se ubicará a aproximadamente 200 metros pasado el vial de acceso al aerogenerador A_04.



Figura 124: Acceso principal

6.3.2.2 Caminos internos

Debido a la actividad de la zona, existe una malla de viales de tierra de la que partirá el diseño de los viales internos. La razón de esto es tener un impacto mínimo en la zona y realizar los mínimos movimientos de tierra. No obstante, esto no quita que se necesite abrir nuevos pasos. En la Figura 125 se muestran los caminos. El color de los mismos depende del tipo de acondicionamiento que requieren. En rojo la carretera principal de acceso asfaltada. En naranja, caminos de tierra que necesitan reacondicionamiento. Y en amarillo, los caminos nuevos a abrir.

Para el diseño de caminos internos del parque se han respetado la totalidad de los requerimientos del fabricante del aerogenerador mencionados anteriormente. En el Anexo I, quedan recogidos el plano aéreo de los mismos junto con el resto de instalaciones.



Figura 125: Distribución de caminos internos

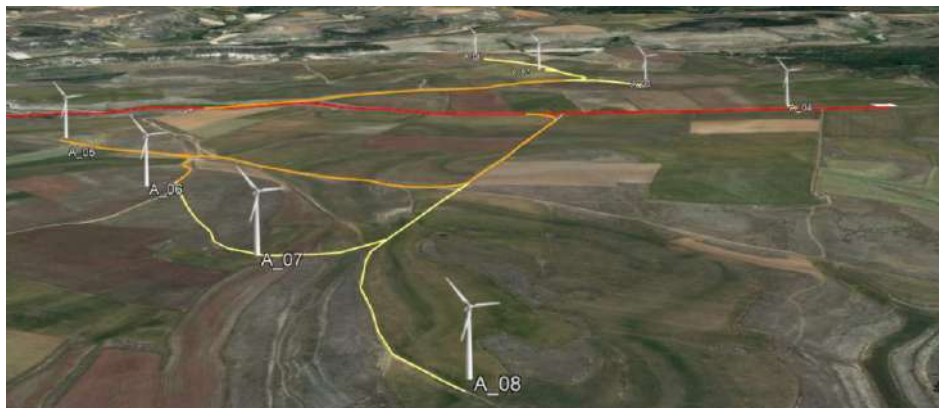


Figura 126: Vista angular de viales 1

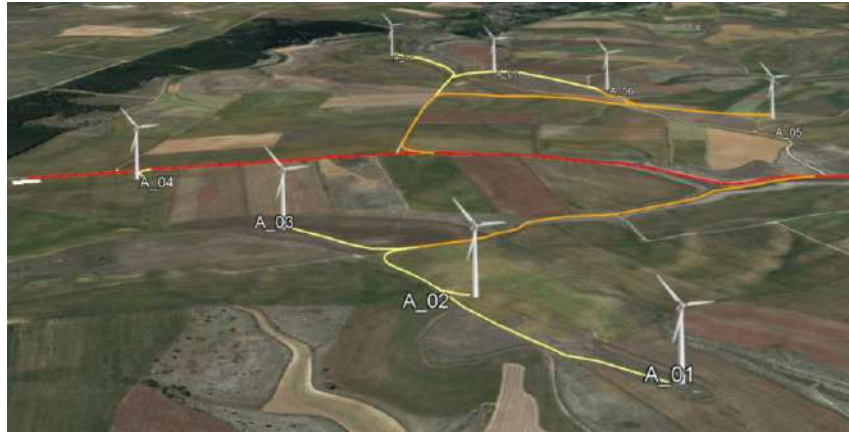


Figura 127: Vista angular de viales 2

6.3.3 CIMENTACIONES DE LOS AEROGENERADORES

La cimentación es el elemento de anclaje de la torre del aerogenerador con el terreno. Es de especial importancia dado que soporta las cargas del aerogenerador. Existen dos cargas principales sobre la estructura de los aerogeneradores que deben soportar los aerogeneradores. En vertical el peso y en horizontal el empuje del viento sobre las palas y sobre la estructura.

La cimentación consiste principalmente en un gran bloque de hormigón armado que transmite las cargas al terreno a través de la superficie en contacto. Por ello, cuanto mayor es la extensión de la cimentación mayor serán las cargas que puede soportar la estructura.

El dimensionamiento y el diseño de las cimentaciones depende altamente del terreno. Con el estudio geotectónico de la zona se determina el tipo de terreno y se obtienen los parámetros que determinarán en las cimentaciones.

El fabricante distingue en dos los tipos de cimentación en función del terreno:

- Terreno firme: Cimentación superficial enterrada.
- Terreno blando: Cimentación superficial con pilotes (utilizada).

Si el terreno es muy rocoso, se implementará una cimentación superficial de hormigón armado anclada a la superficie mediante pernos.

Cabe destacar, que existe la posibilidad de reforzar el terreno en zonas donde este tenga características pobres. Se pueden colocar zapatas enterradas, compactar el terreno o incluso reforzarlo mediante la inyección de hormigón en perforaciones para mejorar las rasgos iniciales.

Según la hipótesis realizada sobre el terreno, las cimentaciones deberán estar diseñadas para terreno blando. Las muestran en detalle la sección y la planta de las cimentaciones de aerogeneradores Vestas para terreno blando. Estas figuras se encuentran también en el Anexo I: Planos.

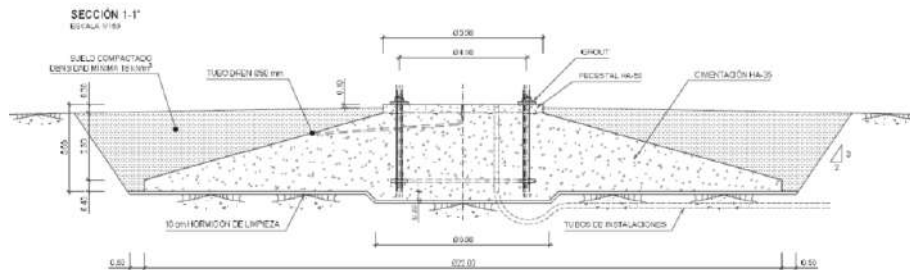


Figura 128: Corte de sección de las cimentaciones

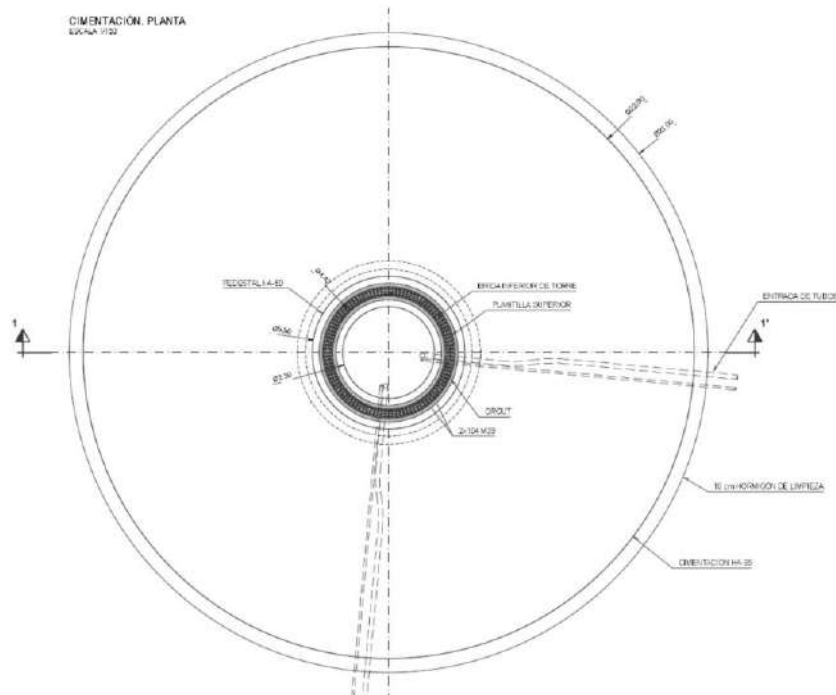


Figura 129: Plano de las cimentaciones

6.3.4 PLATAFORMAS DE MONTAJE

Las plataformas de montaje son explanadas situadas en la ubicación de los aerogeneradores para poder maniobrar los vehículos de obra y los materiales durante el montaje. Estas tienen la misma composición y acabado que los viales internos del parque. Es conveniente que las plataformas estén niveladas para una mayor seguridad y mejorar la movilidad y estabilidad de los vehículos. Si es necesario, de la misma manera que la adaptación de los caminos, se realizarán movimientos de tierra para conseguir el nivel.

Las dimensiones de las plataformas van acorde al tamaño de los elementos del aerogenerador y del espacio que necesitan los vehículos pesados para maniobrar en el ensamblaje. En general las dimensiones de las plataformas serán 40mx50m.

6.3.5 ZANJAS

A lo largo del parque se extenderán unas zanjas cuyo fin es albergar los cables de la explotación. Existen tres tipos de cables que cumplirán tres funciones distintas. Los primeros son los conductores eléctricos de media tensión. La función de estos es transportar la energía generada desde las máquinas hasta la subestación. El segundo tipo son los cables de puesta a tierra cuya función es crear una red general de puesta a tierra que proporcione seguridad a todos los equipos. Y el tercer tipo recoge los cables de comunicación, imprescindibles para gestionar el parque desde el edificio de control.

Las zanjas deberán de cumplir una serie de condiciones técnicas, recogidas en la normativa de industria, en función del número de cables que alberguen, la potencia de los mismos y el tipo de terreno en el que se realicen para garantizar el buen funcionamiento y la seguridad tanto de los equipos como de las personas.

Para el nivel de tensión que se va a trabajar, media tensión, la profundidad mínima del cable más próximo a la superficie será 0,6 metros. En el diseño de este proyecto, los cables aislados del parque estarán enterrados a una distancia de 1 metro. Y la separación de las ternas de cables será de al menos 0,4 metros. Ya que se debe tener en cuenta las distancias con otros cables por la temperatura y otros efectos que estos pueden generar en sus proximidades.

Los cables dentro de la zanja se organizan de la siguiente manera. En lo más profundo, se depositará una capa de 10 cm de arena sobre la que descansarán los cables de puesta a tierra. Sobre estos se vuelve a colocar una capa de arena sobre la que estarán las ternas de cables separadas 0,4 metros, con una profundidad de 1 metro. Encima se rellenará otra capa con arena, que debe ser más ancha que la anterior para proteger la línea de comunicación. Finalmente, tras posar los hilos de comunicación y algo más de arena, se colocarán unas bandas de señalización que avisarán de la presencia de cables eléctricos en caso de una excavación posterior. Para terminar la zanja, se ha de rellenar con el material extraído y acabar con una capa de 40cm de tierra vegetal o una capa de 20cm de zahorra artificial en caso de tener que ser reforzado por cruce con viales. En estos tramos los cables en la zanja se cubrirán además con un tubo de material PVC para reforzar la instalación.

Para la red de comunicaciones se utilizará fibra óptica multimodo 50/125µm de 8 fibras para distancias inferiores a los 1100m y fibra óptica monomodo 9/125µm de 12 fibras en enlaces superiores a esta distancia. Para consultar más información se incluirá el catálogo de los cables y el plano con la distribución el Anexo III.

Para la red de puesta a tierra de los aerogeneradores se utilizará un cable de cobre desnudo de sección 50mm². La sección elegida es mayor de la sección mínima que deben tener los cables para soportar grandes intensidades. La justificación con los cálculos se encuentra en el Anexo II: Red de Puesta a tierra.

Las zanjas del parque albergarán uno o dos cables de media tensión. La estructura de las mismas se muestra en la Figura 130 , también estará presente en el Anexo I.



Figura 130: Zanja 2 ternas

Zanjas	
Circuito 1	Cables por zanja
A_01 a A_02	1
A_02 a A_03	1
A_03 a SET	1
Circuito 2	Cables por zanja
A_05 a A_06	1
A_06 a A_07	1
A_07 a SET	2
Circuito 3	Cables por zanja
A_08 a A_04	2
A_04 a SET	2

Tabla 13: Distribución de cables en la red de zanjas

6.3.6 EDIFICIO DE CONTROL Y SUBESTACIÓN

Con el objeto de reducir las dimensiones del parque, el edificio de control y la parte de la subestación cerrada de MT se albergaran en un mismo edificio.

La habitación que contendrá las celdas está diseñada siguiendo los requisitos técnicos especificados por el fabricante. Será una sala cuadrada de 5x5m.

Respecto al edificio de control, no se entrará en detalle ya que el alcance de este proyecto no alberga el diseño del mismo. Únicamente se menciona que este contendrá todos los sistemas necesarios como servidores, baterías, grupo electrógeno, sala de control con los mandos, transformador para SS.AA, etc. La sección dedicada a esta actividad tendrá unas dimensiones de 5x9m. El conjunto tendrá una altura de 4 metros.

La disposición de los edificios y subestación se puede observar en el Anexo I : planos

6.4 AEROGENERADORES (VESTAS ENVENTUS™ V162-6.0 MW)

Los modelos de aerogenerador elegidos para este trabajo son Vestas V162-6.0MW, con tecnología EnVentus™.

EnVentus™ es la nueva plataforma desarrollada por Vestas, una empresa líder en el sector aerogeneradores, con más de 154 GW de capacidad de aerogeneradores instalados y 40 años de experiencia. EnVentus™ fija como concepto central la modularidad avanzada. Con ello, Vestas propone una vía de desarrollo hacia máquinas con mayor grado de personalización que permitirán aprovechar mejor el potencial de los proyectos.



Figura 131: Plataforma EnVentus™

6.4.1 CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES

El aerogenerador seleccionado para el parque, V162-6.0MW, es un aerogenerador de rotor tripala situado a barlovento con control de orientación mediante el sistema OptiTip®. La máquina tiene también, tres sistemas de control hidráulicos individuales para la orientación de las palas y un sistema de potencia basado en un generador síncrono de imanes permanentes y un convertidor de escala completa. El sistema de potencia permite al aerogenerador operar en un amplio rango de velocidades a la vez que mantienen la potencia de salida cercana a la potencia nominal.

El sistema de potencia situado en la góndola produce energía eléctrica a 720 V. Esta se transformará en el transformador AT, situado en la parte trasera de la góndola, donde se elevará la tensión hasta los 30 kV de salida. La conexión a la red de media tensión se completa a través de una celda de media tensión ubicada en la parte inferior del molino.

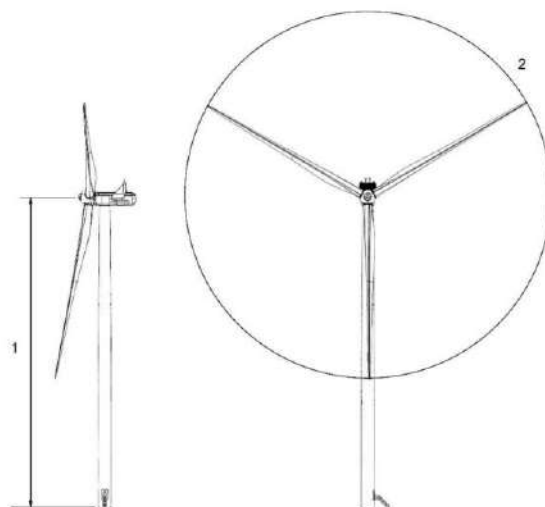


Figura 132: Plano aerogenerador Vestas EnVentus™ V162-6.0 MW

6.4.1.1 Elementos mecánicos

Rotor (palas y buje)

Número de palas	3
Inclinación	6°
Sentido de giro	Horario
Diámetro	162 m
Área barrida	20612 m ²
Altura de buje	119 m

Palas

Materiales	Fibra de vidrio reforzada con resina Epoxy, fibra de carbono y SMT (Solid Metal Tip)
Longitud	79,35m
Sistemas de control de orientación	Hidráulico individual

Buje

Material	Hierro fundido
Conicidad	6°

Sistemas de transmisión del movimiento

Eje principal

Tipo	Hueco
Material	Hierro fundido

Multiplicadora

Tipo	Planetaria de paso doble
Material	Hierro fundido
Lubricación	Aceite a presión

Sistema de orientación

<i>Tipo</i>	Sistema de cojinetes lisos
<i>Tipo de engranajes</i>	Engranajes planetarios de paso múltiple
<i>Velocidad (50 Hz)</i>	0.4°/s

Torres

<i>Tipo</i>	Tubulares de acero
-------------	--------------------

Góndola

<i>Sección estructural</i>	
<i>Material</i>	Hierro fundido
<i>Cubierta</i>	
<i>Material</i>	Fibra de vidrio

Refrigeración

<i>Líquida</i>	En multiplicadora, generador, unidades hidráulicas, convertidor y transformador
<i>Cooler Top®</i>	En sensores y elementos situados sobre la cubierta de la góndola (sensores de viento, sensores de detección de hielo, luces de señalización aérea, etc.)
<i>Aire forzado</i>	Ventilación de la góndola
<i>Intercambiador de calor aire-aire</i>	En el convertidor

Tabla 14: Elementos mecánicos V162

6.4.1.2 Elementos eléctricos

Generador

<i>Tipo</i>	Síncrono de imanes permanentes
<i>Potencia nominal [P_N]</i>	6000 kW
<i>Rango de frecuencia [f]</i>	0-138 Hz
<i>Tensión nominal [U_N]</i>	3 x 800 V
<i>Número de polos</i>	36
<i>Conexión de devanados</i>	Estrella (Y)
<i>Rango de velocidades operacionales</i>	0-460 rpm
<i>Velocidad límite (2 min)</i>	720 rpm

Convertidor

<i>Potencia nominal [S_N]</i>	6550 kVA
<i>Tensión de generador</i>	3 x 800 V
<i>Tensión de red</i>	3 x 720 V
<i>Corriente de red nominal</i>	5250 A

Transformador AT

<i>Tipo</i>	Transformador trifásico con dos devanados inmerso en aceite
<i>Potencia nominal [S_N]</i>	7000 kVA
<i>Tensión devanados BT</i>	720 V
<i>Tensión devanados AT</i>	30 kV
<i>Conexión</i>	Dyn11, neutro rigidamente PaT
<i>Sistema de aislamiento</i>	Híbrido
<i>Nivel de aislamiento</i>	36kV
<i>Nivel de potencia acústica</i>	80 dB
<i>Pérdidas en vacío</i>	3,5 kW
<i>Pérdidas en carga a 75 °C</i>	61 kW
<i>Peso</i>	≤ 11.200 kg

Celda de protección y maniobra

<i>Tipo</i>	GIS
<i>Gas aislante</i>	SF6
<i>Tensión nominal</i>	36 kV
<i>Frecuencia</i>	50 Hz
<i>Intensidad nominal</i>	630 A
<i>Intensidad de cortocircuito (valor eficaz)</i>	25 kA/s
<i>Intensidad de cortocircuito (valor cresta)</i>	62,5 kA
<i>Nivel de aislamiento a frecuencia industrial (50 Hz)</i>	70 kV
<i>Nivel de aislamiento a onda de impulso tipo rayo</i>	170 kV

Tabla 15: Elementos eléctricos V162

6.4.1.3 Sistemas de protección

El aerogenerador cuenta con los siguientes sistemas de protección:

- Cortocircuito
- Sobrevelocidad
- Detección de arcos
- Detección de humos
- Pararrayos
- EMC
- RED
- EMF
- Puesta a tierra
- Anticorrosión
- Seguridad
- Salidas de emergencia

6.4.1.4 Curva de potencia y coeficiente de empuje

Las curvas de potencia y coeficientes de empuje han sido incluidos en el Curva de potencia y coeficiente de empuje.

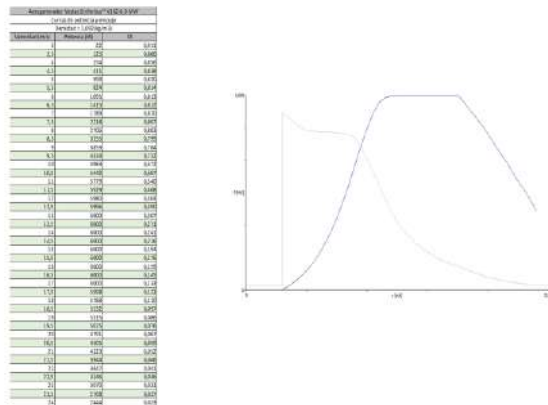


Figura 133: Curva de potencia y coeficiente de empuje

6.5 INSTALACIÓN ELÉCTRICA

El parque eólico alcanza 48MW de potencia a través de 8 generadores de 6 MW potencia unitaria. La energía generada en cada uno de los sistemas de potencia, constituidos por el generador síncrono de imanes permanentes y el convertidor, es dirigida al transformador para elevar la tensión de salida de 720 V a la tensión de la red subterránea de media tensión (en adelante también denominada red M.T.) de 30 kV que interconecta el parque. Para la conexión a dicha red, la energía se transporta desde la góndola hasta la base mediante cables aislados HERP de 70mm², donde se encuentran las celdas de protección y maniobra de 30 kV.

La red de M.T. conecta los 8 aerogeneradores con la subestación elevadora a través de conductores unipolares agrupados en tresbolillo. Los cables aislados HERP se dispondrán en una red de zanjas que también alojaran los sistemas de comunicación de control y la red de puesta a tierra.

El centro de control, ubicado en el edificio de la subestación, se comunicará con los aerogeneradores a través de líneas de fibra óptica.

La subestación elevadora contará con dos parques de tensión, uno de 30 kV conformado por celdas GIS y otro de 132 kV que consistirá en una estación compacta HIS. La subestación albergará también el transformador, los sistemas auxiliares, las protecciones pertinentes y todos los sistemas necesarios que garanticen la seguridad y el buen funcionamiento del parque.

A continuación, se detallan los elementos principales que componen la instalación del parque eólico. Los cálculos que justifican la elección de los distintos componentes se han incluido en el Anexo II: Cálculos eléctricos, y su disposición se ha incluido en el Anexo I: Planos.

*Comentario: En el diseño de la instalación eléctrica se incluirán las protecciones que se implementarán en la red para garantizar la seguridad, pero estos elementos serán omitidos en los planos.

6.5.1 CENTROS DE TRANSFORMACIÓN

Cada aerogenerador dispone de un centro de transformación que incluye los siguientes elementos:

- Transformador elevador trifásico de aislamiento híbrido de 7.000 kVA de potencia y relación de transformación 30/0,72 kV
- Celdas de protección y maniobra
- Cables y terminales de conexión entre el transformador y las celdas HERP de 70mm²

El transformador se encuentra en la góndola, instalado de forma independiente al sistema de potencia y otros componentes con una distancia de seguridad suficiente. Las celdas de protección y maniobra se instalan en el interior de la base junto al cuadro general de distribución de baja tensión. Y los cables conectan ambos niveles por el interior de la estructura.

Las características más importantes de los elementos se encuentran en el apartado anterior, *Parte I6.4.1 Características principales*.

Las celdas de media tensión DVCAS está formada por la unión de uno o varios módulos unidos entre sí. En función del número de entradas y salidas necesarias en cada aerogenerador serán necesarios distintos grupos funcionales. Las combinaciones para aerogeneradores a final de línea es 0L+1A y para aerogeneradores intermedio, 0L+1L+1A. También existe configuraciones de confluencia con varias entradas 0L+2L+1A, pero no se han utilizado para este parque.

- Módulo 0L – Función de remonte a barras:
 - Salida de cables con pasatapas a bornes de conexión
 - Indicadores capacitivos de presencia de tensión
- Módulo 1L – Función de maniobra con interruptor-seccionador
 - Interruptor-seccionador en SF6, con seccionador de p.a.t.
 - Salida de cables con pasatapas a bornes de conexión
 - Indicadores capacitivos de presencia de tensión
- Módulo 1A – Función de protección con interruptor automático:
 - Interruptor automático
 - Interruptor-seccionador de 3 posiciones
 - Disparadores de sobretensión
 - Relé de protección de sobreintensidad (50-51 y 50N-51N)
 - Salida de cables con pasatapas a bornes de conexión
 - Indicadores capacitivos de presencia de tensión

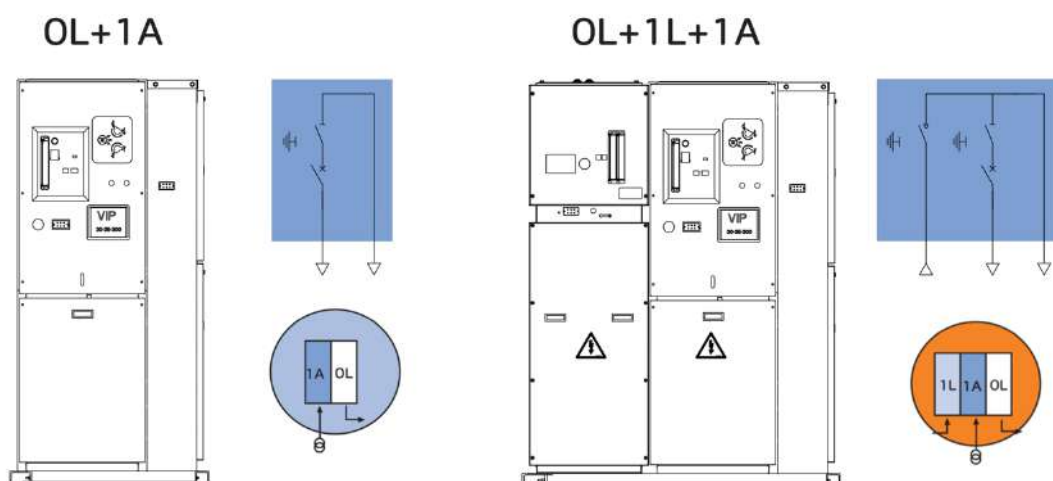


Figura 134: Celdas de conexión y maniobra

Estas celdas vienen integradas en la base como parte de la turbina y forman parte del sistema “Ready to protect” de Vestas que asegura todos los componentes energizados de la turbina,

y cumplen con los estándares IEC 62271-103 IEC 62271-1, 62271-100, 62271-102, 62271-200.

AEROGENERADOR	CELDA DE CONEXIÓN
A1	0L+1A
A2	0L+1L+1A
A3	0L+1L+1A
A4	0L+1L+1A
A5	0L+1A
A6	0L+1L+1A
A7	0L+1L+1A
A8	0L+1A

Tabla 16: Celdas de conexión de los aerogeneradores

6.5.2 RED SUBTERRÁNEA DE MEDIA TENSIÓN

Para la red de M.T. se utilizarán cables aislados unipolares, agrupados al tresbolillo enterrados directamente a 1 m de profundidad en la red de zanjas [116], por la que también circularán los cables de comunicación y los cables de puesta a tierra. En caso de cruce con los viales, el tramo de cruce irá bajo tubo.

Los cálculos realizados para calcular la sección de estos conductores se especifican en el Anexo II: Cálculos eléctricos. Esta sección viene determinada por la intensidad a transportar y las características de la instalación. El resultado de este estudio ha llevado a la elección del siguiente conductor:

El cable que se utilizará será el AL EPROTENAX H COMPACT o AL-HEPRZ1 de Prysmian Group [6], diseñado siguiendo la norma UNE-HD 620-9E y normalizado por Iberdrola. Las características principales del AL-HEPRZ1 son:

- Tensión asignada: 18/30 kV
- Tensión nominal simple (U_0): 18 kV.
- Tensión nominal entre fases (U): 30 kV.
- Tensión máxima entre fases (U_m): 36 kV.

Para consultar características adicionales el catálogo del mismo está incluido en el Anexo_III

La red está compuesta por tres circuitos distintos (Figura 135) con diferentes secciones en función de las características de cada uno (Tabla 17).

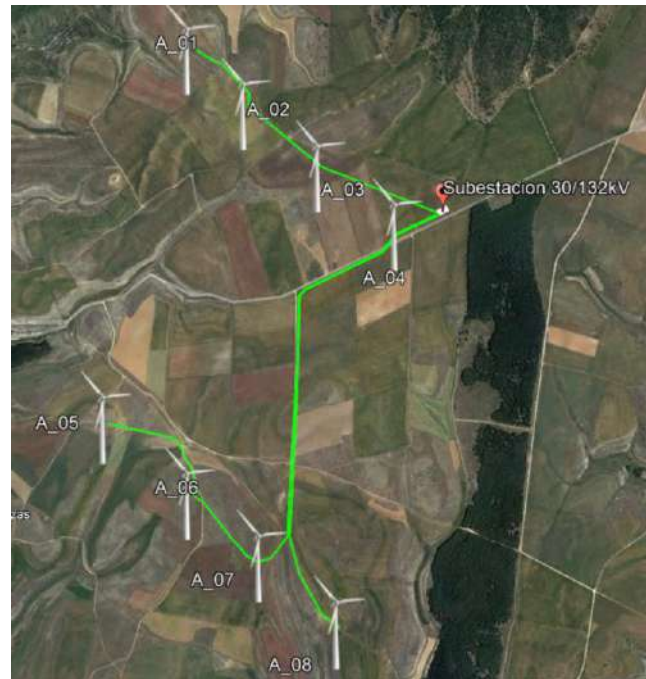


Figura 135: Red subterránea de media tensión

Circuito	Aerogeneradores	Nº de aerogeneradores	Potencia (MW)	Seccion de conductor (mm)
Circuito 1	A1-A2-A3	3	18	400
Circuito 2	A5-A6-A7	3	18	400
Circuito 3	A4-A8	2	12	150
Total		8	48	

Tabla 17: Circuitos M.T

Cada una de las líneas contará con las protecciones de sobreintensidad direccional (67N) de actuación temporizada, que garantice la selectividad de actuación en función de la ubicación de la falta. También estarán dotados de protecciones de sobreintensidad de tiempo definido (50) para proteger la posición del aerogenerador en caso de corrientes elevadas aguas abajo. Ambas alimentadas por transformadores toroidales. Las protecciones son imprescindibles para la correcta actuación de las protecciones mecánicas de las celdas.

6.5.3 SUBESTACIÓN 30/132 kV

La subestación de MT/AT tiene la función de centralizar toda la energía del parque y elevar la tensión de la misma para ser transportada por líneas aéreas a la subestación La Lora 132 kV/400 kV situada a 8 km, donde se realizará la conexión a red.

La subestación del parque está compuesta por tres elementos:

- Parque de MT 30 kV
- Transformador 30/132kV
- Parque de AT 132kV

El parque de media tensión se ubicara en un edificio que será compartido con el centro de control. Los demás elementos de potencia se ubicaran en la planta exterior ubicada al lado del edificio.

6.5.4 PARQUE DE MEDIA TENSIÓN

El parque de media tensión consistirá en un conjunto de celdas blindadas CBGS-0 de 36 kV con aislamiento en SF6 fabricadas por MESA. El embarrado de media tensión será de simple barra. Esta configuración es suficiente para la operación que tendrá el parque.

En el diseño de la subestación no se incluirá la posibilidad de ampliación. Se tendrán únicamente en cuenta los elementos esenciales para el parque eólico actual. Al parque de media tensión llegarán 3 líneas, una por circuito, y saldrá una única línea hacia el transformador elevador. Con lo que se contará con un módulo de línea para cada entrada con seccionadores, uno para la posición del transformador y un módulo para servicios auxiliares (SSAA) con corriente limitada con fusibles. Es decir, el parque queda definido con 5 módulos. Los módulos tendrán una tensión nominal de 36 kV y una intensidad de barras de 1250 A. La intensidad nominal de derivaciones variará en función del módulo:

- Celda de línea: 630 A
- Celda de transformador: 1250 A

- Módulo SSAA: 200 A (limitada con fusible)

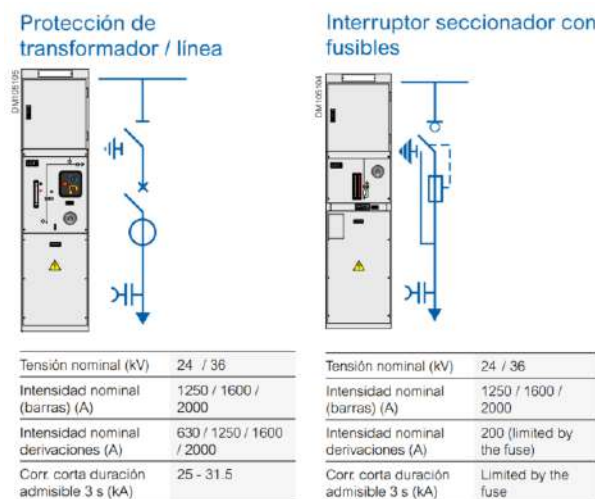


Figura 136: Módulos de celdas, de izq. a derecha (modulo transformador/línea, módulo SSAA)

Una posible conexión de los elementos requeridos en el parque de media tensión es la de la Figura 137, donde A es la celda de transformador, B son las celdas de línea y E la celda de servicios auxiliares.

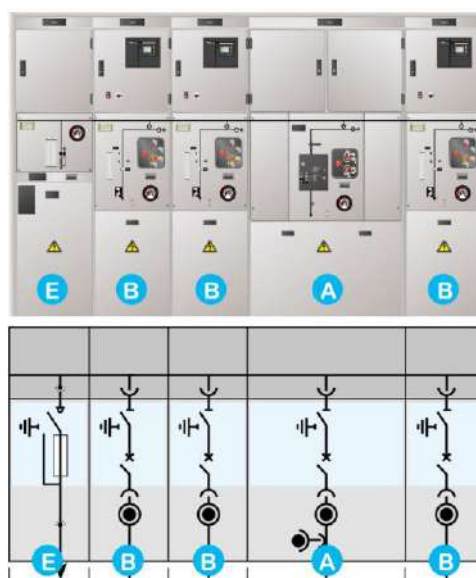


Figura 137: Conexión celdas MT

La aparamenta de potencia de las celdas interna cuenta con:

- Interruptores automáticos en SF6 (SF1-G): Estos funcionan en base al principio de «soplado» con SF6, que se utiliza como medio de interrupción y aislamiento. La velocidad de apertura y cierre de los contactos del interruptor es independiente de la acción del operador. El mecanismo de accionamiento permite ciclos de cierre rápidos y remotos
- Seccionador de 3 posiciones (Abierto, cerrado y puesta a tierra): Tiene capacidad de cierre con intensidad de cortocircuito (seccionador y seccionador de puesta a tierra) a través del interruptor automático. Se opera con una palanca de accionamiento que selecciona la maniobra mediante un selector. Los enclavamientos del sistema asegurarán que la maniobra sea posible impidiendo aquellas no admisibles.
- Interruptor-seccionador: Este recoge ambas funciones anteriores. El interruptor es de clase E3/M0 con una capacidad de interrupción de 630 A y el conjunto cuenta con intensidad nominal de corta duración de 25kA/1s.
- Fusibles: Estos son de tipo CF y se alojarán en la cuba de gas SF6. Estos están preparados para fundirse si la intensidad de la corriente supera para asegurar la protección de los SSAA.
- Transformadores de tensión, transformadores de intensidad y sensores de tensión. Estos tendrán un modelo diferente en función del cubículo donde se alojen.

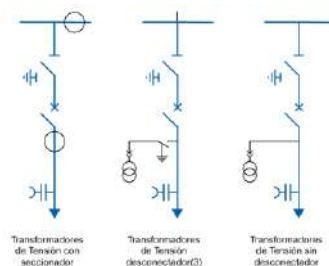


Figura 138: Posibles conexiones de TT, TI en la celda de transformador

Para mayor detalle de los módulos se puede consultar el catálogo, incluido en el Anexo III.

Se dotará al parque de media tensión con las protecciones estandar:

- Barras:
 - Diferencial (87B)
 - Frecuencia (81)
 - Sobretensión (59)
- Interruptores;
 - Fallo de interruptor (50S-62)
 - Mínima tensión (27)
 - Sincronismo (25)
 - Osciloscopio

6.5.5 TRANSFORMADOR DE POTENCIA MT/AT

El transformador de potencia será una unidad trifásica de 132/30 kV y de 60 MVA de potencia. Se instalará en la parte exterior de la subestación, a la intemperie.

Las características principales del transformador son:

Transformador 30/132 kV		
Potencia nominal	60	MVA
Número de fases	3	
Frecuencia	50	Hz
Refrigeración	ONAN	
Aislamiento	Clase B	
Tensión nominal A.T.	132 $\pm$ 10 x 1%	kV
Tensión nominal B.T.	30	kV
Grupo de conexión	YNd11	
Tensión de cortocircuito	11%	

Tabla 18 : Características Transformador de potencia

El transformador cumple los requisitos de las normas:

- UNE-EN 60076-1: Transformadores de potencia. Generalidades.
- UNE-EN 60076-2: Transformadores de potencia. Calentamiento.
- UNE-EN 60076-3: transformadores de potencia. Niveles de aislamiento, ensayos dieléctricos y distancias de aislamiento en el aire.
- UNE-EN 60076-5:2002 Transformadores de potencia. Aptitud para soportar cortocircuitos.
- UNE-EN 60296: Fluidos para aplicaciones electrotécnicas. Aceites minerales aislantes nuevos para transformadores y aparata de conexión.

Previo a la instalación, el mismo deberá someterse a los siguientes ensayos:

- Toma de datos de: núcleo magnético (pérdidas en vacío, corriente de excitación a 100 y 110 % de la tensión nominal), arrollamientos, reactancias de cortocircuito
- Ensayos del aceite
- Medida de relación de transformación y verificación del grupo de conexión
- Ensayo de cortocircuito
- Ensayo de impulso tipo rayo
- Ensayo de tensión aplicada e inducida de corta y larga duración con CA
- Ensayo de calentamiento en la toma de máxima intensidad
- Ensayo de ruido
- Comprobación de funcionamiento de los circuitos auxiliares

El transformador contará con las protecciones necesarias que garanticen la seguridad de la maquinaria y de las personas. Tendrá varios sistemas de protecciones, uno interno y otro externo.

El sistema de protecciones interno contará con protecciones:

- Térmicas (26)
 - Termómetros
 - Sensores de imagen térmica
- Nivel de aceite (63M)
- Liberador de presión (63L)
- Buchholz (63B), relé de flujo de gases

El sistema de protecciones externo contará con las siguientes protecciones:

- Diferencial (87T)
- Sobreintensidad (50, 51, 51N)
- Sobrecarga (49)

Se dotará de 2 sistemas de protecciones para cumplir con el criterio de seguridad n-1, es decir, si falla alguna protección el sistema sigue protegido (Figura 139). Se diferenciarán en protección principal y protección redundante y tendrán protecciones que cumplan la misma función pero de modelos diferentes. La diferencia es que la protección redundante tendrá cierto retraso para que la actuación sea coordinada.

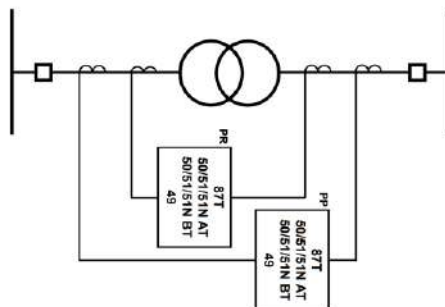


Figura 139: Protecciones del transformador

6.5.6 PARQUE DE ALTA TENSIÓN

El parque de alta tensión consistirá en la posición de salida de la línea de 132kV. Para ello se utilizará un sistema híbrido de aislamiento (HIS) instalado en la parte exterior de la subestación, que tendrá una cámara compacta con la totalidad de los elementos necesarios aisladas en gas SF6. El modelo en concreto del sistema es PASS M0 -145 kV fabricado por la empresa *Hitachi Energy* [7]. El sistema M0-145kV pertenece a la serie PASS (Plug and Switch System), que recoge todas las funciones de una posición en un módulo compacto. Entre las funciones que cumple el módulo se encuentran:

- Interruptor
- Seccionadores con puesta a tierra
- Transformadores de tensión
- Transformadores de intensidad
- Sensores de tensión
- Opción de accionamiento motor
- Opción de interruptor de puesta a tierra rápida
- Opción de conexión líneas

Los módulos son ensamblados y ensayados en la fábrica para asegurar la seguridad y buen funcionamiento, además de facilitar la instalación y puesta en uso de los mismos.

Las principales características del módulo PASS M0-145kV son:

PASS M0 (145 kV)		
Encapsulación	Monofásica	
Interruptor	Muelles / Motorizado	
Tensión nominal	145	kV
Frecuencia	50/60	Hz
Intensidad nominal	3150	A
Intensidad nominal de cortocircuito	40/63	kA
Nivel de aislamiento a frecuencia industrial (50 Hz)	275	kV
Nivel de aislamiento a onda de impulso tipo rayo	650	kV

Tabla 19: Características PASS M0-145kV

La línea de salida contará igual que el transformador con dos sistemas de protección, uno principal y otro redundante. Estos sistemas contendrán las protecciones estándar (Figura 140):

- Protección principal:
 - Diferencial (87L)
 - Distancia (21-1°, 21-2°, 21-3°)
 - Sobreintensidad direccional (67N)
 - Reenganchador (79)
 - Localizador
 - Osciloscopio
- Protección de respaldo
 - Distancia (21-1°, 21-2°, 21-3°)
 - Sobreintensidad direccional (67N)
 - Reenganchador (79)
 - Localizador
 - Osciloscopio

Además, los circuitos de medida disparo y comunicaciones deben estar separados.

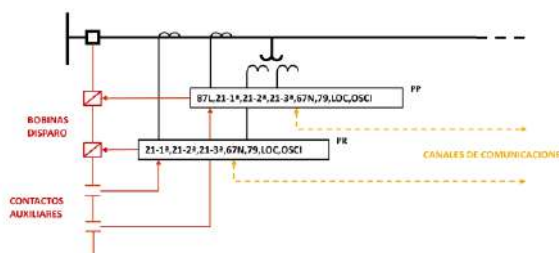


Figura 140: Protección líneas aéreas

Como protección ante descargas atmosféricas se instalarán 3 autoválvulas de 132 kV de manera similar a las tres autoválvulas de 30kV instaladas en el lado de MT.

6.5.7 CABLES DE AT

La línea de evacuación del parque hacia la subestación LA LORA (132/400kV) no entra dentro del alcance de este proyecto. No obstante, se indicará el tipo de cable que se debe utilizar para la misma. En el Anexo II se indican los cálculos con los que se ha determinado la sección que deben tener estos. Los cables a utilizar serán del mismo fabricante que los de media tensión, Prysmian Group. Se utilizará el modelo el cable IRAM 2187-1 de Prysmian Group [6]. Este es un cable desnudo con sección 70/12 mm² Aluminio/Acero. En el Anexo_III se puede encontrar el catálogo donde se recogen las características más específicas del mismo.

Capítulo 7. IMPACTO AMBIENTAL

En este capítulo se hará un breve análisis ambiental del parque eólico. Debido a que no se cuenta con la totalidad de los datos de la zona, este será un análisis superficial.

El parque en cuestión entra dentro de la clasificación de la ley a aplicar (Ley 21/2013), que engloba a los parques eólicos de más de 10 generadores o cuentan con una potencia instalada mayor a 6MW. Entre los criterios de la misma se encuentran la distancia desde el parque a poblaciones o núcleos urbanos, la distancia con ZEPA u otros espacios protegidos, la alteración de recursos hídricos y la alteración de los terrenos.

En la selección del emplazamiento, se han mencionado el proceso de selección. Entre los criterios se encontraba el distanciamiento superior a 1 km respecto a cualquier edificio habitable, y el respeto de los espacios naturales protegidos, por lo que no se indagará de nuevo en estos. En lo que respecta a la alteración de los recursos hídricos de la zona, el efecto es mínimo ya que no hay presencia de tales recursos en el emplazamiento. Finalmente, si se necesitan ciertos movimientos de tierras para asentar a nivel las plataformas y acondicionar los caminos, pero en el diseño de los mismos se ha comprobado que el esquema final es el diseño con menor impacto en este ámbito.

Otros impactos que puede tener el parque se producen en los procesos de montaje y desmantelamiento. Entre los cuales se encuentra el tráfico que pueda ocasionar el transporte especial, los ruidos de los camiones y maquinaria o el polvo que puedan levantar los camiones o suciedad que desprendan por los viales. Para intentar mitigar los mismos, se tratará de realizar el movimiento de vehículos en horas de poca actividad con vehículos que cumplan con las normativa de ruidos y con remolques cubiertos por lonas para evitar el vertido indeseado de tierras.

En cuanto al impacto visual, existen pocas medidas que se puedan tomar. La más natural es plantar una barrera de árboles cerca de las zonas rurales para tratar de ocultar los molinos, pero esto no entra en el alcance de este proyecto.

Finalmente, mediante la observación de las proximidades, se observa que en la zona hay varios parques eólicos instalados, que ayuda a ratificar la idoneidad de la zona y facilita la obtención de la opinión pública de la zona, que probablemente esté acostumbrada al impacto que tienen estos ubicados a su alrededor.

No existe ninguna evidencia de fauna o flora protegida en la zona, pero de nuevo, haría falta un estudio más exhaustivo para comprobarlo. En caso de alterar el sistema biótico de la zona, se intentará reubicar el mismo o en caso extremo se paralizará el proyecto. De la misma manera que si se encuentra cualquier tipo de yacimiento durante los procesos de montaje.

Capítulo 8. AHORRO Y CONTAMINACIÓN EVITADA

En este capítulo se evalúa las ventajas del parque eólico Las Hormazas de 48 MW de potencia instalada frente a otras tecnologías en cuanto a ahorro energético y contaminación.

La diferencia principal entre las energías renovables y las no renovables es la fuente energética. En las renovables como la eólica la fuente es ilimitada mientras que en las tecnologías no renovables se parte de una materia prima con alto PCI que deberá ser consumida para la generación de energía. Además, como no existe ningún proceso con un rendimiento del 100%, las cantidades de materia prima a consumir son mayores.

El ahorro de energía primaria se calcula a partir de los datos publicados en REE, PNIEC y CNE. Para el cálculo, se ha estimado que el parque entregará a red una energía anual de 194,1 GWh y que las pérdidas por producción y transporte se encuentran en torno al 11,6%. A partir de estos datos, la TABLA X muestra el ahorro energético para los distintos tipos de combustibles fósiles.

Tecnología	Rendimiento de generación (%)	Rendimiento en punto de consumo (%)	Consumo específico (kcal/kWh)	Ahorro energético (TEP/año)
CT Fuel	37%	32%	2.697	44.600
CT GN ciclo abierto	36%	31%	2.772	45.839
CT Carbón	39%	34%	2.558	42.312
IGCC	45%	39%	2.217	36.671
CTCC (GN)	54%	47%	1.593	26.338

Tabla 20: Ahorro energético

Otro efecto que tiene el uso de materias primas como fuente de energía a parte de su consumo, es la contaminación que provocan al ser tratadas. En la quema de combustibles fósiles se emiten partículas nocivas como el dióxido de azufre, óxidos de nitrógeno, dióxido de carbono además de escorias y cenizas.

La Tabla 21 recoge las emisiones evitadas anuales por la operación del parque eólico

Contaminación evitada (toneladas/año)			
Contaminante	Promedio CT Carbon	Centrales Fuel-Gas	CTCC (GN)
NOX	517	199	199
SOX	2.427	364	1
CO2	154.841	13.314	57.884
Partículas	54	16	3

Tabla 21: Contaminación evitada

Con los resultados de este estudio se reflejan los beneficios medioambientales que supone la operación de un parque eólico en vez de las centrales de generación tradicional por combustibles fósiles.

Capítulo 9. PRESUPUESTO

Este capítulo muestra un resumen del estudio de presupuesto de este proyecto. El detalle del presupuesto se encuentra en el ANEXO IV. En el anexo se incluye las unidades, los precios de los distintos componentes que conforman el presupuesto final.

Orden	Concepto	Importe
1	Obra civil	
1.1	Total Excavación	145.208
1.2	Total Tapado	161.113
1.3	Total Hormigones	393.383
1.4	Total Aceros	1.588.000
1.5	Total Varios	9.545
	Total Obra Civil	2.297.249
2	Electricidad conductores	
2.1	Total Conductores y P.A.T.	501.198
2.2	Total Tendido y montaje de cables	55.000
2.3	Total Cabinas de Media Tensión	132.759
	Total Electricidad conductores	690.692
3	Aerogeneradores	
3.1	Total Unidades VESTAS V162-5.6	33.296.000
	Total Aerogeneradores	33.296.000
4	Subestación 30 kV/132 kV	
4.1	Total Obra Civil Subestación	80.000
4.2	Total Aparellaje y equipos Subestación 30 kV	173.556
4.3	Total Aparellaje 132 kV	1.115.800
4.4	Total Montaje y puesta en marcha	80.000
	Total Subestación 30 kV/132 kV	1.449.356
5	Edificio de control	
5.1	Total Edificio de control	150.000
	Total Edificio de control	150.000
6	Ingeniería y dirección de obra	
6.1	Total Ingeniería y Dirección de Obra	114.000
	Total ingeniería y dirección de obra	114.000
7	Control de calidad	
7.1	Control de Calidad	15.000
	Total Control de calidad	15.000
	TOTAL EJECUCIÓN MATERIAL	38.012.296
	Beneficio industrial	16%
	Gastos generales	3%
	TOTAL EJECUCIÓN POR CONTRATA	45.234.633
	Costes de desarrollo	1.000.000
	Costes de interconexión eléctrica	1.528.000
	TOTAL DE INVERSIÓN	47.762.633

Tabla 22: Resumen del presupuesto

Capítulo 10. PLANIFICACIÓN

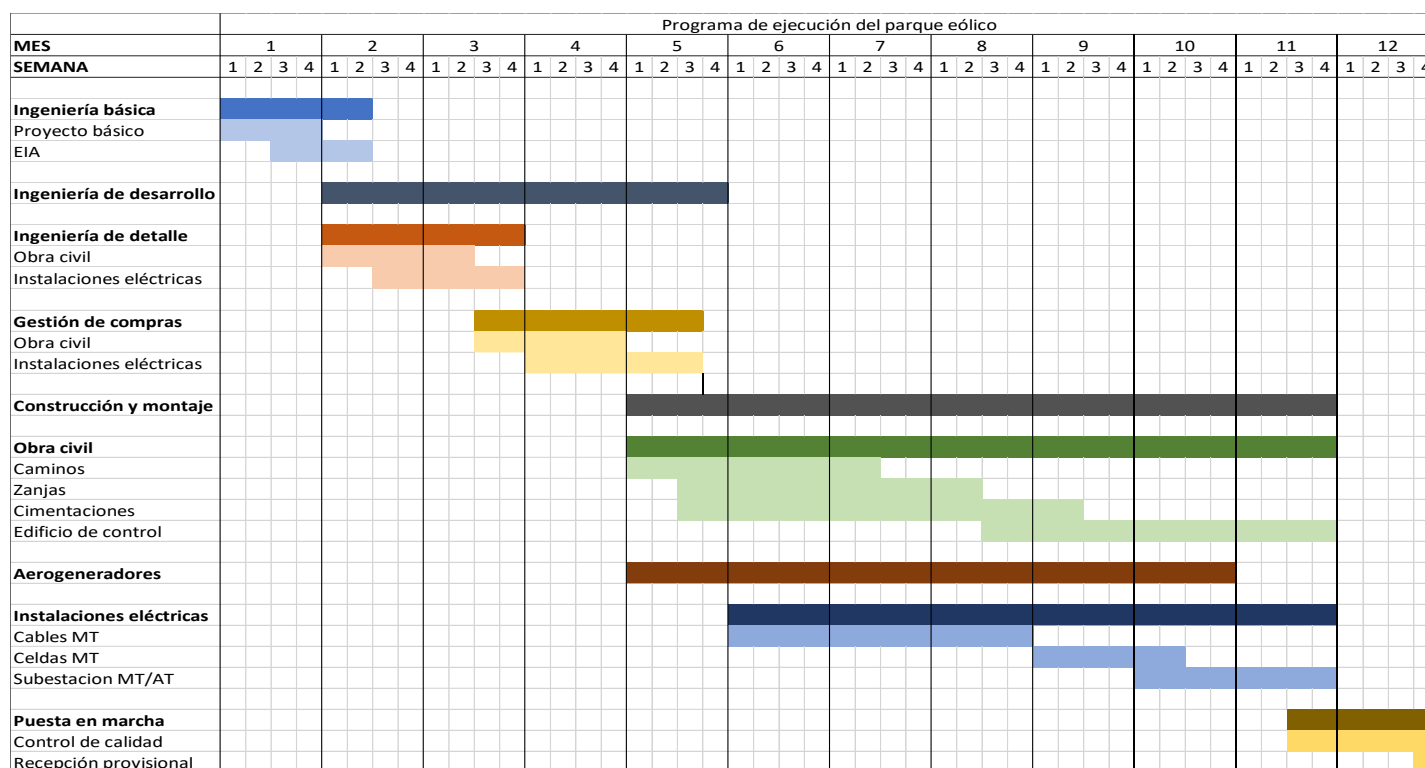


Figura 141: Planificación

Capítulo 11. ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONÓMICA

11.1 DATOS DE PARTIDA

El estudio de viabilidad económico-financiero se centrará en evaluar los factores económicos del parque de “Las Hormazas” para determinar su rentabilidad financiera. El estudio se basará en las hipótesis que se indican a continuación.

11.1.1 PRODUCCIÓN

En el estudio del recurso eólico del capítulo 6 se ha obtenido una estimación de producción de 194,1GWh/año con un factor de carga de 46,30% o lo que es lo mismo, en funcionamiento 4044h/año a una potencia nominal de 48MW.

11.1.2 VIDA ÚTIL

Se considerará una vida útil de 20 años con inicio de producción al 100% de potencia y máximo factor de potencia en 2026, 4 años desde el inicio desde el proyecto teniendo en cuenta el periodo de tramitación y construcción.

11.1.3 PRECIO DE VENTA DE LA ENERGÍA

Actualmente se está sufriendo una crisis energética provocada por el conflicto ruso de la invasión de ucrania. Desde el comienzo de este los precios se ha disparado, por lo que para realizar la hipótesis del precio de la energía se tendrá en cuenta los precios de casación de los últimos 4 años (OMIE) y también se evaluarán los mercados de futuros en este campo para tener alguna referencia sobre la evolución de esta con el tiempo. Además, se debe tener en cuenta que el año 2020 y parte del 2021 los precios descendieron por el COVID-19, que alteró las pautas de consumo por lo que los datos son difíciles de interpretar. La consecución de eventos tan imprevisibles ha generado alta fluctuación en los precios de la energía. A continuación se realiza una primera hipótesis.

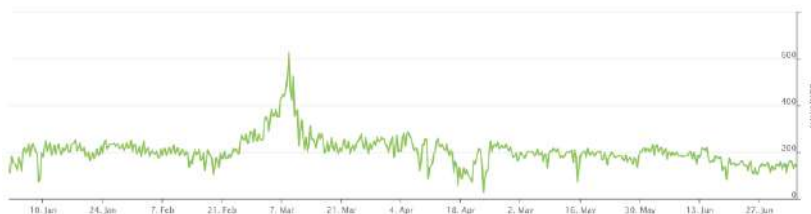


Figura 142: Precios mercado diario español 2022 (hasta 05/07/22) (OMIE)

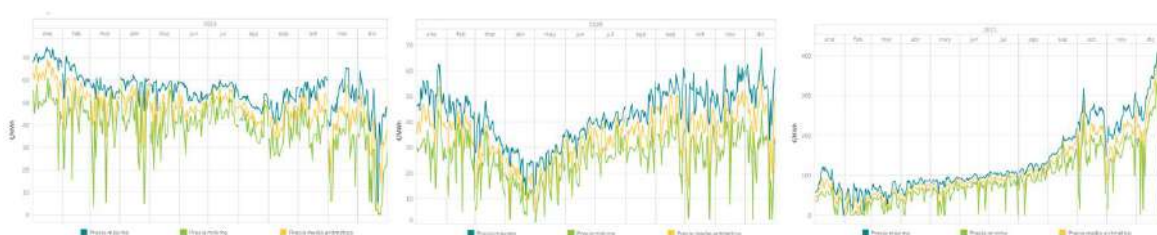


Figura 143: Precios mercado diario español 2019, 2020, 2021 de izq. A derecha (OMIE)



Figura 144: Futuros anuales del precio de la electricidad en España 2023 (OMIP)

LCOE					
mes	2019	2020	2021	2022	2023
enero	61,99	41,10	60,17	204,47	-
febrero	54,01	35,87	28,49	200,81	-
marzo	48,82	37,73	45,44	282,10	-
abril	50,41	17,65	65,02	191,72	-
mayo	48,39	21,26	67,12	188,29	-
junio	47,19	30,62	83,30	-	-
julio	51,46	34,64	92,42	-	-
agosto	44,96	36,20	105,94	-	-
septiembre	42,11	41,96	156,94	-	-
octubre	47,17	36,59	200,06	-	-
noviembre	42,19	41,94	193,43	-	-
diciembre	33,81	41,97	239,17	-	-
Media anual (€/MWh)	47,68	33,96	111,93	213,48	181,00
Media total (€/MWh)	117,61				

Tabla 23: Precios medios de casación mensuales, anuales (OMIE, OMIP)

Se obtiene un resultado de precio de 117,61€/MWh. Sin embargo, no se considera este un resultado que se pueda utilizar dado que en un plazo de 20 años y la puesta en marcha del proyecto al 100% de capacidad, que es de al menos 4 años (2026), dan margen a la estabilidad del precio. Por ello, el proyecto supondrá un precio de la electricidad de 40€/MWh.

11.1.4 GASTOS DE EXPLOTACIÓN

En la Tabla 24 se indican los gastos de explotación anuales que se han considerado en el parque eólico.

Gastos de explotación	€/año
Operación y mantenimiento (O&M) aerogeneradores	97.000
O&M del parque (excepto aerogeneradores)	84.000
Terrenos	82.000
Administración	15.000
Personal	35.000
Seguros	45.000
Impuestos	94.000
Otros gastos de explotación	50.000
Total	502.000

Tabla 24: Gastos de explotación anuales

11.1.5 HIPÓTESIS ECONÓMICAS

La Tabla 25 presenta los valores de las distintas hipótesis realizadas en la evaluación del parque.

Hipótesis económicas	
Tasa de inflación general	2,0%
Tipo impositivo	35%
Años de amortización de inmovilizado	20
Tasa de descuento (WACC)	6%
Interés de deuda (Kd)	9%
Periodo de devolución de deuda (años)	18
Incremento precio electricidad anual	1%

Tabla 25: Hipótesis económicas

11.1.6 INVERSIÓN Y ESTRUCTURA FINANCIERA

La Tabla 26 muestra un resumen del presupuesto elaborado para el proyecto.

Orden	Concepto	Importe
1	Obra civil	
1.1	Total Excavación	145.208
1.2	Total Tapado	161.113
1.3	Total Hormigones	393.383
1.4	Total Aceros	1.588.000
1.5	Total Varios	9.545
	Total Obra Civil	2.297.249
2	Electricidad conductores	
2.1	Total Conductores y P.A.T.	501.198
2.2	Total Tendido y montaje de cables	55.000
2.3	Total Cabinas de Media Tensión	132.759
	Total Electricidad conductores	690.692
3	Aerogeneradores	
3.1	Total Unidades VESTAS V162-5.6	33.296.000
	Total Aerogeneradores	33.296.000
4	Subestación 30 kV/132 kV	
4.1	Total Obra Civil Subestación	80.000
4.2	Total Aparellaje y equipos Subestación 30 kV	173.556
4.3	Total Aparellaje 132 kV	1.115.800
4.4	Total Montaje y puesta en marcha	80.000
	Total Subestación 30 kV/132 kV	1.449.356
5	Edificio de control	
5.1	Total Edificio de control	150.000
	Total Edificio de control	150.000
6	Ingeniería y dirección de obra	
6.1	Total Ingeniería y Dirección de Obra	114.000
	Total ingeniería y dirección de obra	114.000
7	Control de calidad	
7.1	Control de Calidad	15.000
	Total Control de calidad	15.000
	TOTAL EJECUCIÓN MATERIAL	38.012.296
	Beneficio industrial	16%
	Gastos generales	3%
	TOTAL EJECUCIÓN POR CONTRATA	45.234.633
	Costes de desarrollo	1.000.000
	Costes de interconexión eléctrica	1.528.000
	TOTAL DE INVERSIÓN	47.762.633

Tabla 26: Presupuesto

La Tabla 27 recoge la estructura financiera que se utilizará en el proyecto. La deuda tendrá un interés del 9% y un plazo de devolución de 18 años (Tabla 25).

Estructura financiera	
Fondos propios (25%)	11.940.658,13
Fondos ajenos (75%)	35.821.974,39

Tabla 27: Estructura financiera

El coste medio ponderado del capital (WACC) o tasa de descuento para el proyecto se obtendrá a partir de la siguiente fórmula.

$$WACC = \frac{\text{Fondos propios}}{\text{Presupuesto}} k_e + \frac{\text{Deuda}}{\text{Presupuesto}} k_d(1 - T)$$

Donde:

- k_e es el coste de capital.
- k_d es el coste de deuda. (Tabla 24) (5%)
- T es la tasa impositiva (Tabla 24) y $(1-T)$ representa el escudo fiscal que genera la deuda

Para calcular el coste de capital, k_e se ha utilizado:

$$k_e = R_f + \beta_e * (R_m - R_f)$$

Donde:

- R_f es la Tasa libre de riesgo, se utilizará la rentabilidad del bono a 10 años de España. [8]
- R_m es el rendimiento del mercado. Se calcula con $(R_v - R_f)$, donde R_v es la rentabilidad de la renta variable. Se utiliza la media de rentabilidad del IBEX35.[9]
- β es el riesgo sistémico de la actividad en una región. Para la generación de energías renovables en Europa este toma un valor de 1,1.
- β_e es la corrección del parámetro anterior en función del apalancamiento de la empresa/proyecto. Esta se calcula con:

$$\beta_e = \beta \left(1 + \frac{\text{Deuda}}{F.\text{propios}} (1 - T) \right)$$

La Tabla 28 recoge los valores de todos los parámetros según las ecuaciones anteriores

Coeficientes	
Rf	2,4%
Rv	6%
Rm	3,6%
β	1,1
Tasa impositiva	35%
β_e	3,25
Ke (%)	6,3%
Kd (%)	9%
WACC (%)	6%

Tabla 28: Coeficientes

11.2 TABLAS DE FLUJO DE CAJA

Año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20		
Incremento anual	0,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%		
Tarifa (€/MWh)	40,00	40,40	40,80	41,21	41,62	42,04	42,46	42,89	43,31	43,75	44,18	44,63	45,07	45,52	45,98	46,44	46,90	47,37	47,85	48,32		
Cuenta de Perdidas y Ganancias (kEUR)	Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Ingresos de Explotación			7.764,0	7.841,6	7.920,1	7.999,3	8.079,2	8.160,0	8.241,6	8.324,1	8.407,3	8.491,4	8.576,3	8.662,0	8.748,7	8.836,2	8.924,5	9.013,8	9.103,9	9.194,9	9.286,9	9.379,8
-Costes de Explotación			502,0	502,0	502,0	502,0	502,0	502,0	502,0	502,0	502,0	502,0	502,0	502,0	502,0	502,0	502,0	502,0	502,0	502,0	502,0	502,0
- Impuesto Generación (7 % sobre ingresos)			543,5	548,9	554,4	559,9	565,5	571,2	576,9	582,7	588,5	594,4	600,3	606,3	612,4	618,5	624,7	631,0	637,3	643,6	650,1	656,6
-Amortización			2.388,1	2.388,1	2.388,1	2.388,1	2.388,1	2.388,1	2.388,1	2.388,1	2.388,1	2.388,1	2.388,1	2.388,1	2.388,1	2.388,1	2.388,1	2.388,1	2.388,1	2.388,1	2.388,1	2.388,1
Beneficio antes de Intereses e Impuestos			4.330,4	4.402,6	4.475,5	4.549,2	4.623,6	4.698,7	4.774,6	4.851,2	4.928,7	5.006,8	5.085,8	5.165,6	5.246,1	5.327,5	5.409,7	5.492,7	5.576,5	5.661,2	5.746,7	5.833,0
Free Cash Flow (Flujos de Caja Libres) (kEUR)	Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
=Beneficio Antes de Impuestos			4.330,4	4.402,6	4.475,5	4.549,2	4.623,6	4.698,7	4.774,6	4.851,2	4.928,7	5.006,8	5.085,8	5.165,6	5.246,1	5.327,5	5.409,7	5.492,7	5.576,5	5.661,2	5.746,7	5.833,0
- Impuesto de Sociedades (-35 %)			1.515,6	1.540,9	1.566,4	1.592,2	1.618,2	1.644,5	1.671,1	1.697,9	1.725,0	1.752,4	1.780,0	1.808,0	1.836,1	1.864,6	1.893,4	1.922,4	1.951,8	1.981,4	2.011,3	2.041,6
+Amortización			2.388,1	2.388,1	2.388,1	2.388,1	2.388,1	2.388,1	2.388,1	2.388,1	2.388,1	2.388,1	2.388,1	2.388,1	2.388,1	2.388,1	2.388,1	2.388,1	2.388,1	2.388,1	2.388,1	2.388,1
-Inversión Inmovilizado (Construcción y Desarrollo)			47.763																			
- Inversión en NOF (7 % ingresos)			543,5	548,9	554,4	559,9	565,5	571,2	576,9	582,7	588,5	594,4	600,3	606,3	612,4	618,5	624,7	631,0	637,3	643,6	650,1	656,6
-Free Cash Flow (FCF)			-47.763	4.659,4	4.700,9	4.742,8	4.785,1	4.827,9	4.871,1	4.914,7	4.958,8	5.003,2	5.048,2	5.093,6	5.139,4	5.185,7	5.232,5	5.279,7	5.327,4	5.375,6	5.424,2	5.473,4
Calculo del VAN & TIR del proyecto	Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Free Cash Flow (FCF) (kEUR)			-47.763	4.659	4.701	4.743	4.785	4.828	4.871	4.915	4.959	5.003	5.048	5.094	5.139	5.186	5.232	5.280	5.327	5.376	5.424	5.473
WACC (%)			6%																			
VAN (kEUR)			9.144,38																			
TIR (%)			8,27%																			

Tabla 29: Flujos de caja del proyecto

Cálculo del VAN /TIR del Accionista																						
DEUDA (KEUR)	Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Prestamo Pendiente Amortizar		35.822																				
Cuota Anual			5.214,1	5.035,0	4.855,9	4.676,8	4.497,6	4.318,5	4.139,4	3.960,3	3.781,2	3.602,1	3.423,0	3.243,9	3.064,8	2.885,7	2.706,5	2.527,4	2.348,3	2.169,2	1.990,1	0,0
Amortización (cuota lineal) prestamo			1.990,1	1.990,1	1.990,1	1.990,1	1.990,1	1.990,1	1.990,1	1.990,1	1.990,1	1.990,1	1.990,1	1.990,1	1.990,1	1.990,1	1.990,1	1.990,1	1.990,1	1.990,1	1.990,1	0,0
Deuda Pendiente amortizar			35.822,0	33.831,9	31.841,8	29.851,6	27.861,5	25.871,4	23.881,3	21.891,2	19.901,1	17.911,0	15.920,9	13.930,8	11.940,7	9.950,5	7.960,4	5.970,3	3.980,2	1.990,1	0,0	0,0
Intereses			3.224	3.044,9	2.865,8	2.686,6	2.507,5	2.328,4	2.149,3	1.970,2	1.791,1	1.612,0	1.432,9	1.253,8	1.074,7	895,5	716,4	537,3	358,2	179,1	0,0	0,0
Flujo de Caja para la Deuda (kEUR)	Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Prestamo		35.822																				
-Intereses			3.224,0	3.044,9	2.865,8	2.686,6	2.507,5	2.328,4	2.149,3	1.970,2	1.791,1	1.612,0	1.432,9	1.253,8	1.074,7	895,5	716,4	537,3	358,2	179,1	0,0	0,0
- Amortización prestamo			1.990,1	1.990,1	1.990,1	1.990,1	1.990,1	1.990,1	1.990,1	1.990,1	1.990,1	1.990,1	1.990,1	1.990,1	1.990,1	1.990,1	1.990,1	1.990,1	1.990,1	1.990,1	1.990,1	0,0
+Ahorro Fiscal (tasa impositiva sobre intereses)			1.128,4	1.065,7	1.003,0	940,3	877,6	814,9	752,3	689,6	626,9	564,2	501,5	438,8	376,1	313,4	250,8	188,1	125,4	62,7	0,0	0,0
Cash Flow para la deuda		35.822	-4.086	-3.969	-3.853	-3.736	-3.620	-3.504	-3.387	-3.271	-3.154	-3.038	-2.921	-2.805	-2.689	-2.572	-2.456	-2.339	-2.223	-2.107	-1.990	0
CASH FLOW PARA EL ACCIONISTA	Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Free Cash Flow (FCF)		-47.763	4.659	4.701	4.743	4.785	4.828	4.871	4.915	4.959	5.003	5.048	5.094	5.139	5.186	5.232	5.280	5.327	5.376	5.424	5.473	5.523
+Flujo de Caja de la Deuda		35.822	-4.086	-3.969	-3.853	-3.736	-3.620	-3.504	-3.387	-3.271	-3.154	-3.038	-2.921	-2.805	-2.689	-2.572	-2.456	-2.339	-2.223	-2.107	-1.990	0
Cash Flow para el accionista		-11.941	574	732	890	1.049	1.208	1.368	1.528	1.688	1.849	2.010	2.172	2.334	2.497	2.660	2.824	2.988	3.153	3.318	3.483	5.523
VAN ACCIONISTA (kEUR) (tasa descuento ke)		8.027,05 €																				
TIR ACCIONISTA (%)		11.74%																				

Tabla 30: Flujos de caja del accionista

11.3 RESUMEN DEL ESTUDIO ECONÓMICO

	VAN	TIR (%)
Proyecto	9.144,38	8,27%
Accionista	8.027,05	11,74%

Tabla 31: Resumen de viabilidad

Los resultados del estudio económico concluyen que el proyecto tiene alta viabilidad económica.

Capítulo 12. ALINEACIÓN CON LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE (ODS)

El 25 de septiembre de 2015, los líderes mundiales adoptaron un conjunto de objetivos globales para erradicar la pobreza, proteger el planeta y asegurar la prosperidad para todos como parte de una nueva agenda de desarrollo sostenible. Cada objetivo tiene metas específicas que deben alcanzarse antes del 2030. Los objetivos en cuestión son los siguientes:



Figura 145: Objetivos de Desarrollo Sostenible (UN)

El proyecto presenta unos objetivos alineados a los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) propuestos por la Organización de las Naciones Unidad en el año 2015. [10]

OBJETIVO 7: “GARANTIZAR EL ACCESO A UNA ENERGÍA ASEQUIBLE, SEGURA, SOSTENIBLE Y MODERNA”

Gracias a la evolución de la tecnología eólica y los incentivos de los planes de actuación gubernamentales, se ha aumentado la capacidad de generación además de reducirse los costes de instalación. Esto ha promovido la implantación masiva de tecnologías renovables.

Los costes de producción son ampliamente inferiores, por lo que cuanto más presencia tengan en los sistemas de generación, menor será el precio de casación de la energía en los mercados marginalistas, que reducirá el precio de la electricidad haciéndola más asequible para los consumidores.

OBJETIVO 9: “CONSTRUIR INFRAESTRUCTURAS RESILIENTES, PROMOVER LA INDUSTRIALIZACIÓN SOSTENIBLE Y FOMENTAR LA INNOVACIÓN”.

Alineado con los objetivos del proyecto, se encuentra la modernización de la infraestructura. Primero, el proyecto depende fuertemente de una infraestructura de carreteras acondicionada para el transporte de los materiales. El acondicionamiento de los distintos viales representa una mejora en el sistema de carreteras actual de la zona del que se pueden aprovechar los habitantes de la misma. Por otro lado, se mejora también el sistema eléctrico ya que cuanto mayor potencia instalada haya, mayor es la seguridad y firmeza de la red para realizar una cobertura de calidad de la demanda en todo momento.

OBJETIVO 13: “ADOPTAR MEDIDAS URGENTES PARA COMBATIR EL CAMBIO CLIMÁTICO Y SUS EFECTOS”

Una de las mayores fuentes de contaminación se encuentra el en ámbito de la generación eléctrica. La transición hacia una generación más limpia a través de métodos de generación de energía renovable ayuda a eliminar la emisión de gases de efecto invernadero de esta actividad. A través de la sustitución, las tecnologías renovables permitirán el desmantelamiento de las centrales más contaminantes. Es decir, las centrales térmicas clásicas o de ciclo combinado para conseguir un sistema más comprometido con el medio ambiente.

Capítulo 13. CONCLUSIONES DEL PROYECTO

Se concluye que el proyecto goza de viabilidad técnica, medioambiental y económica.

En primera instancia para comprobar la viabilidad técnica del proyecto se han estudiado las diferentes componentes. Se ha comprobado un recurso eólico favorable (Figura 146) y se ha estimado una producción anual de 194,7 GWh/año (Tabla 32). Se ha diseñado la obra civil con la que se ha comprobado que el terreno es apto para introducir las modificaciones necesarias de las diferentes infraestructuras, caminos, zanjas, plataformas, cimentaciones, etc. Y por último se ha diseñado una instalación eléctrica apta para cumplir las necesidades de la conexión del conjunto de los 8 aerogeneradores Vestas EnVentus V162-6MW, alcanzando la potencia instalada del parque de 48 MW (Figura 147). En el diseño y elección de equipos de la instalación se han cumplido las normas vigentes para asegurar el buen funcionamiento y seguridad del parque.

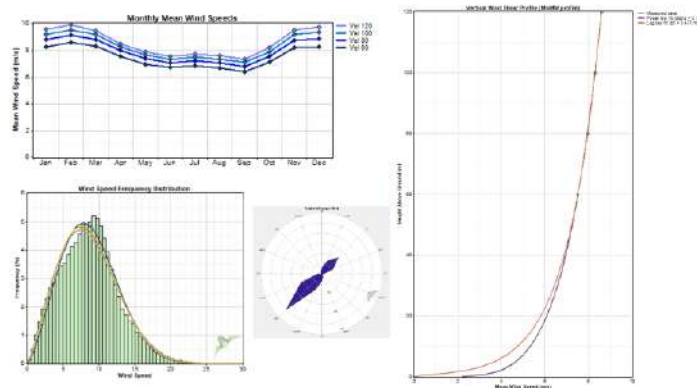


Figura 146: Resumen del estudio del recurso eólico

Producción Neta (GWh/año)		217,8
Pérdidas eléctricas	3%	97%
O&M	3%	97%
Curva de potencia y otros	5%	95%
Rendimiento final		89,39%
Energía vertida a red (GWh/año)		194,7

Tabla 32: Estimación de energía generada

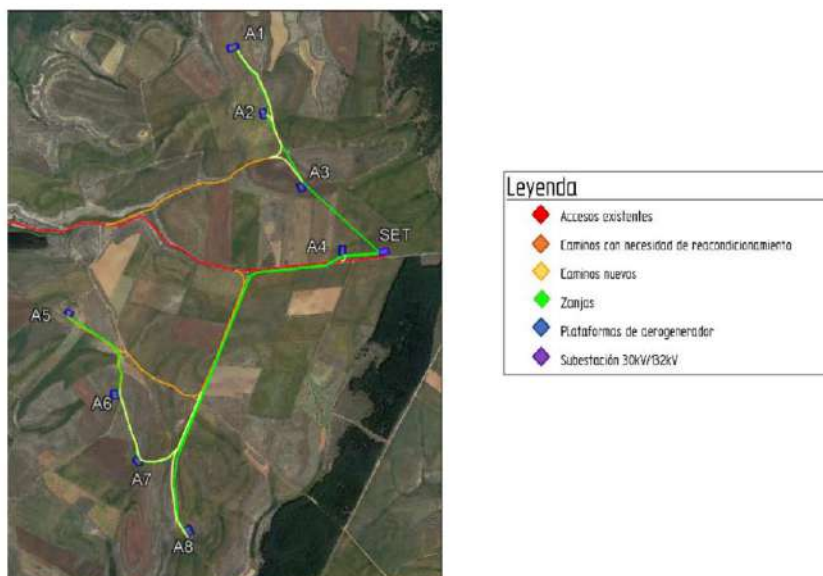


Figura 147: Instalaciones del parque eólico

Después se ha comprobado los beneficios significativos que tiene la implantación de un parque de generación con fuente de energía renovable en lugar de las típicas centrales térmicas (Tabla 33). Y también, se han respetado los espacios naturales protegidos además de realizar un diseño óptimo que tenga el mínimo impacto en el ecosistema de la zona.

Contaminación evitada (toneladas/año)			
Contaminante	Promedio CT Carbon	Centrales Fuel-Gas	CTCC (GN)
NOX	517	199	199
SOX	2.427	364	1
CO2	154.841	13.314	57.884
Partículas	54	16	3

Tabla 33: Contaminación evitada

Finalmente, se ha evaluado la viabilidad económico-financiera conservadora a partir del presupuesto del proyecto y diferentes hipótesis económicas. Este ha devuelto datos positivos que aseguran la rentabilidad del proyecto (Tabla 34).

	VAN (k€)	TIR (%)
Proyecto	9.144,38	8,27%
Accionista	8.027,05	11,74%

Tabla 34: Indicadores del estudio económico

Capítulo 14. BIBLIOGRAFÍA

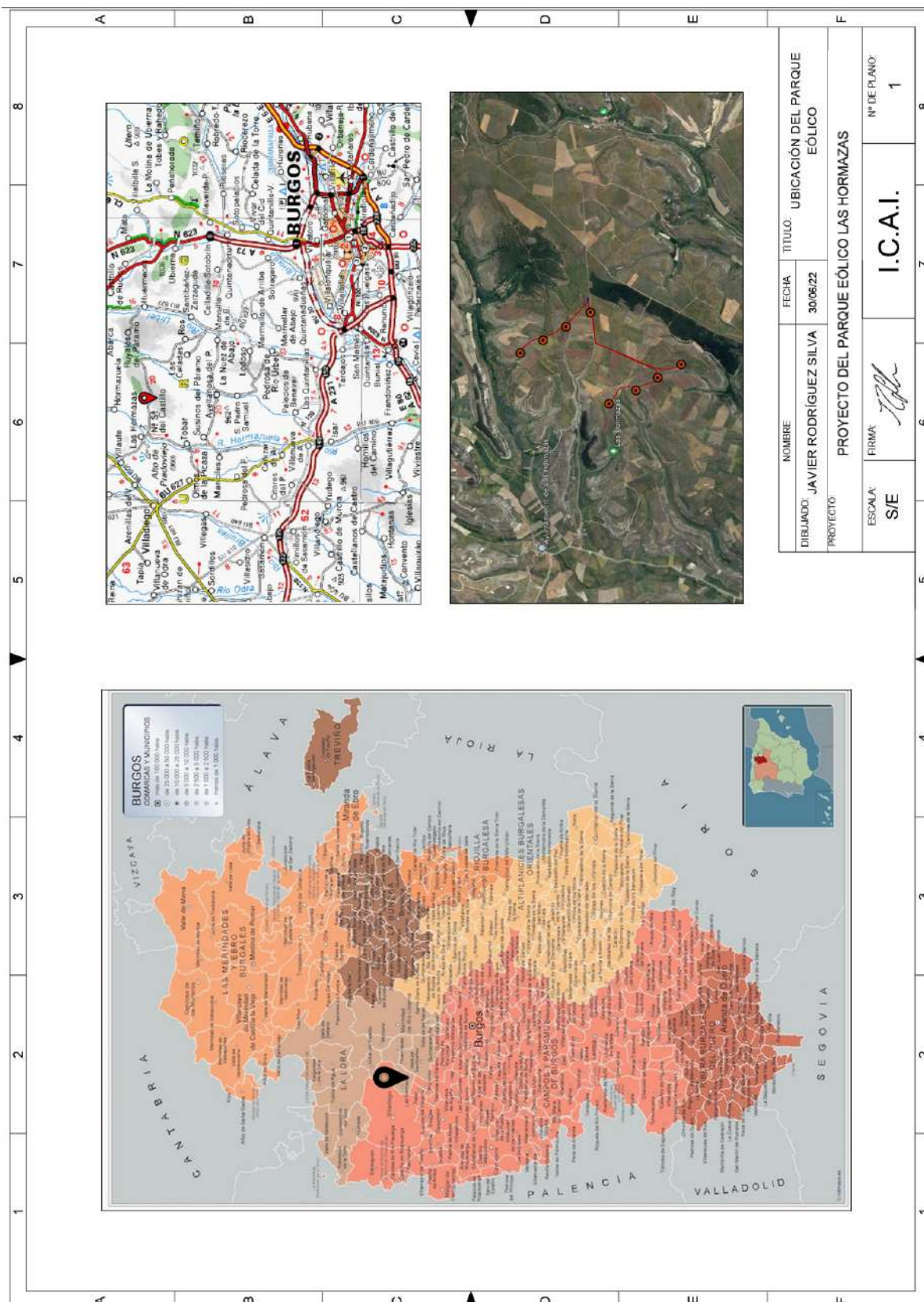
- [1] “REData - Generación | Red Eléctrica de España.”
<https://www.ree.es/es/datos/generacion/estructura-generacion> (accessed Feb. 11, 2022).
- [2] “Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030 | Idae.”
<https://www.idae.es/informacion-y-publicaciones/plan-nacional-integrado-de-energia-y-clima-pniec-2021-2030> (accessed Feb. 11, 2022).
- [3] “Energía y el Pacto Verde | Comisión Europea.”
https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal/energy-and-green-deal_es (accessed Feb. 11, 2022).
- [4] F. Avia Aranda and Fundació Gas Natural., *La Energía eólica*. Fundación Gas Natural Fenosa, 2012.
- [5] T. Burton, D. Sharpe, N. Jenkins, and E. Bossanyi, “WIND ENERGY HANDBOOK,” 2001.
- [6] “Prysmian Group”, [Online]. Available: <https://es.prysmiangroup.com/>
- [7] “Hitachy Energy”, [Online]. Available: <https://www.hitachienergy.com/es/es>
- [8] “Periódico expansión”, Accessed: Jul. 04, 2022. [Online]. Available: <https://datosmacro.expansion.com/bono/espana>
- [9] “Periódico El Economista”, [Online]. Available: <https://www.eleconomista.es/mercados-cotizaciones/noticias/11177318/04/21/La-rentabilidad-media-de-los-fondos-de-bolsa-espanola-con-mas-de-25-anos-es-del-6.html>

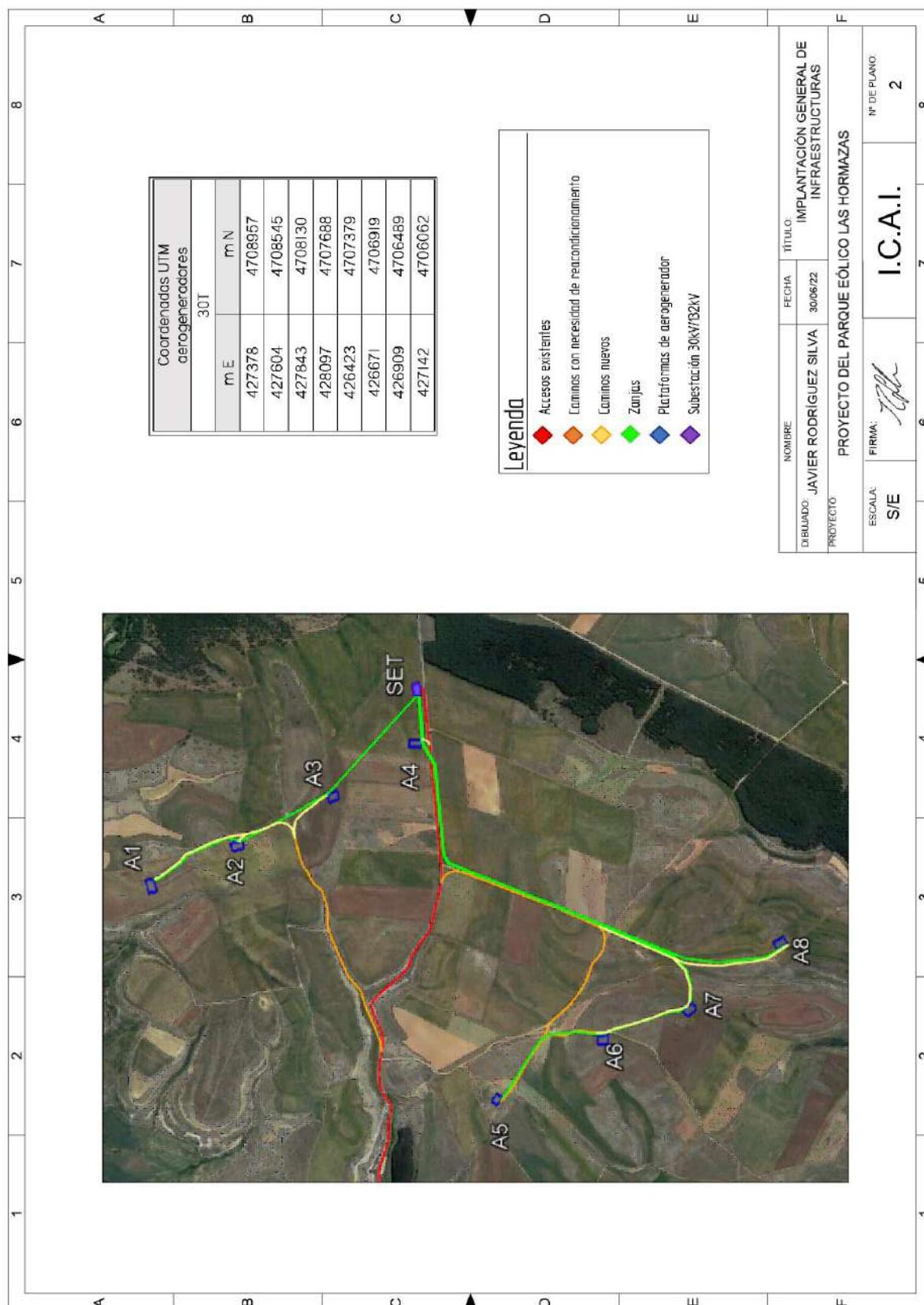
- [10] Organización de las Naciones Unidas, “Objetivo de desarrollo sostenible,” *Objetivos y metas de desarrollo sostenible*, 2015. <https://portal.aenormas.aenor.com/aenor>
- [11] “Principios de Conversión de la Energía Eólica,” 2009.
- [12] J. L. Rodríguez Amenedo, J. C. Burgos Díaz, and S. Arnalte Gómez, “Sistemas eólicos de producción de energía eléctrica. Editorial Rueda S.L.,” 2003.
- [13] J. Cortina García and C. Alonso Alonso, *Dominando el viento : evolución de la tecnología eólica en España*.
- [14] López Mendizabal Ramón and Alonso Consuelo, “Con el viento a favor”.
- [15] Luis Rouco Rodríguez, “Protecciones eléctricas ”.
- [16] Javier Díaz Pampín y Matías J. Sánchez Mingarro, “CENTRALES y SUBESTACIONES ELÉCTRICAS: Subestaciones eléctricas,” 2021.
- [17] Consuelo Alonso Alonso, “Apuntes Energía Eólica”.
- [18] “MESA Energy Solutions”, [Online]. Available: <https://www.mesa.es/es/categoria/celdas-de-distribucion-primaria>
- [19] “IEEE”, [Online]. Available: <https://www.ieee.es/>
- [20] “AENORMas”, Accessed: Jul. 08, 2022. [Online]. Available: <https://portal.aenormas.aenor.com/aenor>
- [21] “International Energy Agency (IEA)”, [Online]. Available: <https://www.iea.org/fuels-and-technologies/renewables>
- [22] “Asociación Empresarial Eólica (AEE)”, [Online]. Available: <https://aeeolica.org/>
- [23] “Red eléctrica de España (REE)”, [Online]. Available: <https://www.ree.es/es>

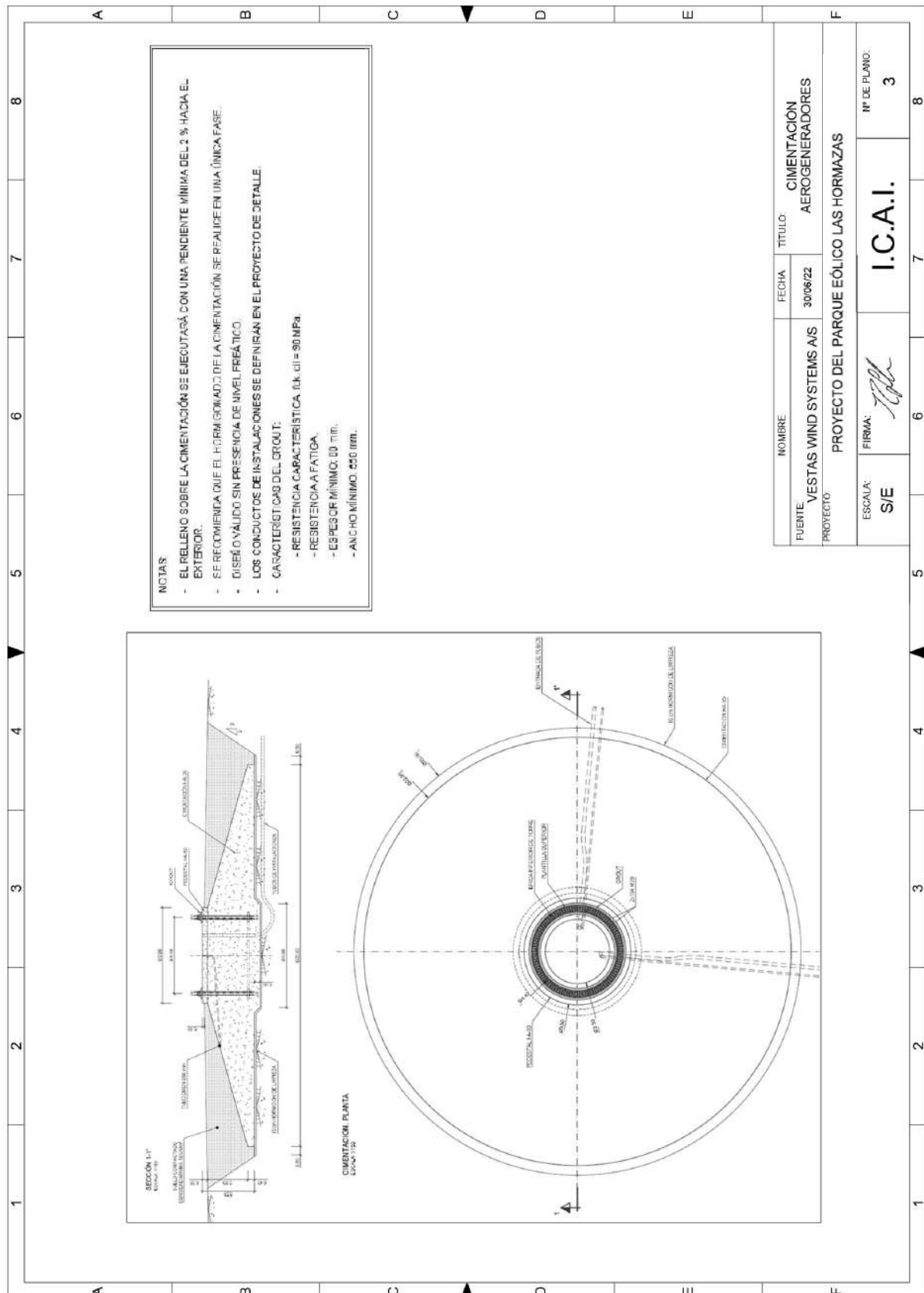
ANEXO I: PLANOS

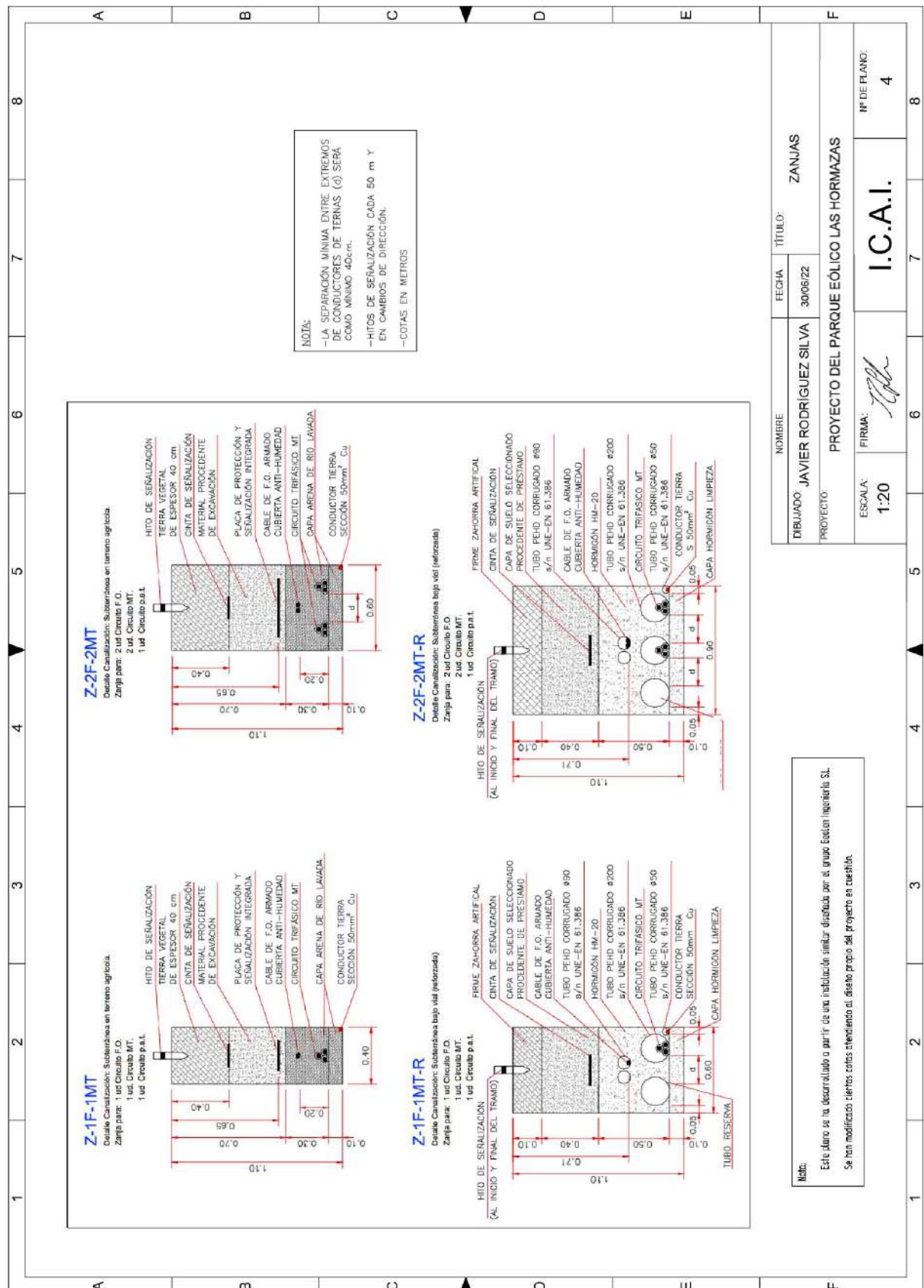
ANEXO I: PLANOS

1. UBICACIÓN DEL PARQUE EÓLICO
2. IMPLANTACIÓN GENERAL DE INFRAESTRUCTURAS
3. CIMENTACIÓN AEROGENERADORES
4. ZANJAS
5. ESQUEMA UNIFILAR INSTALACIÓN ELÉCTRICA
6. DETALLE CELDAS MT
7. DETALLE POSICIÓN AT
8. DETALLE CIRCUITO AEROGENERADORES
9. DETALLE CELDAS AEROGENERADORES
10. DETALLE POSICIÓN AEROGENERADORES
11. ALZADO SUBESTACIÓN
12. PLANTA SUBESTACIÓN
13. RED DE PAT SUBESTACIÓN
14. RED DE COMUNICACIÓN



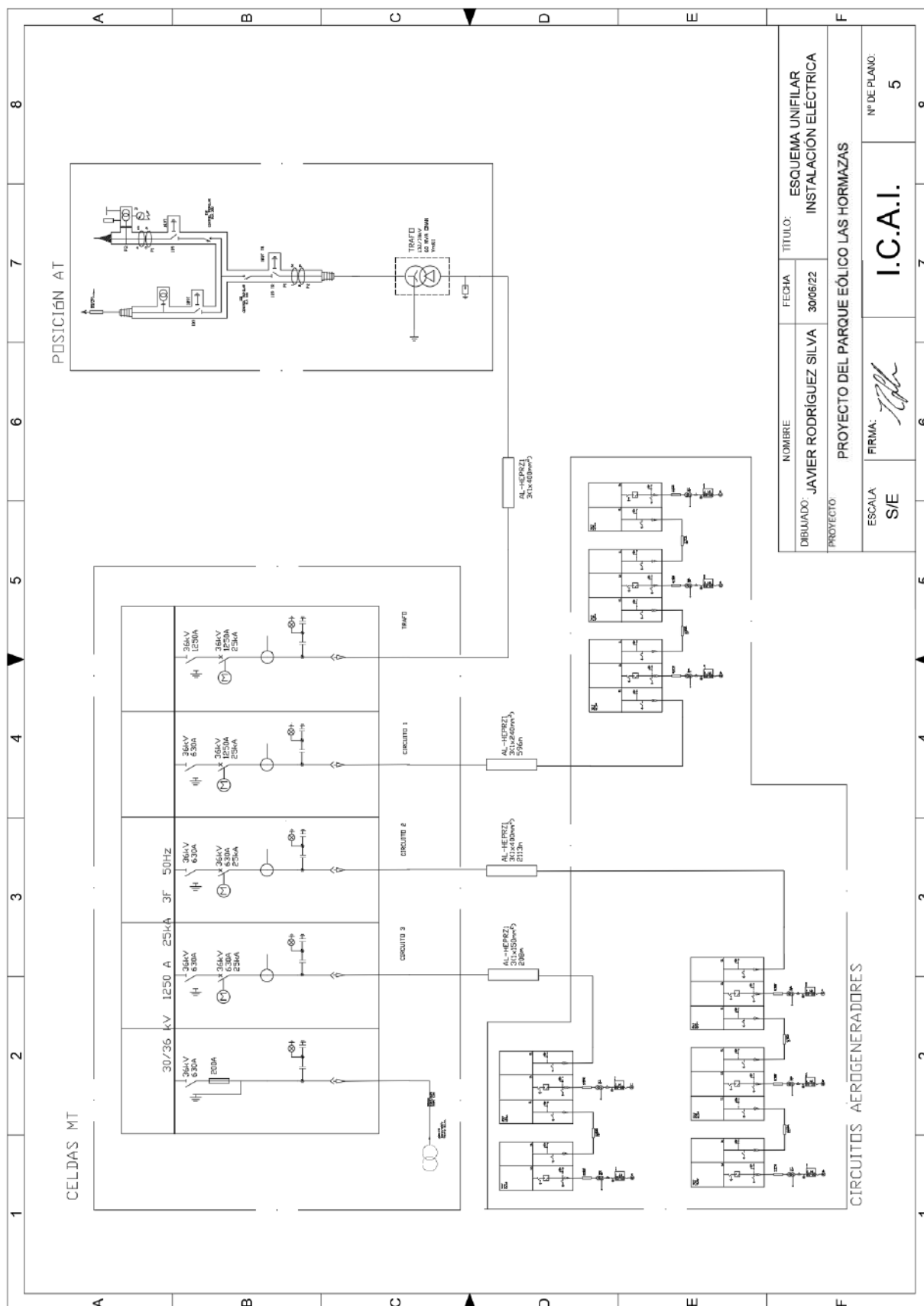


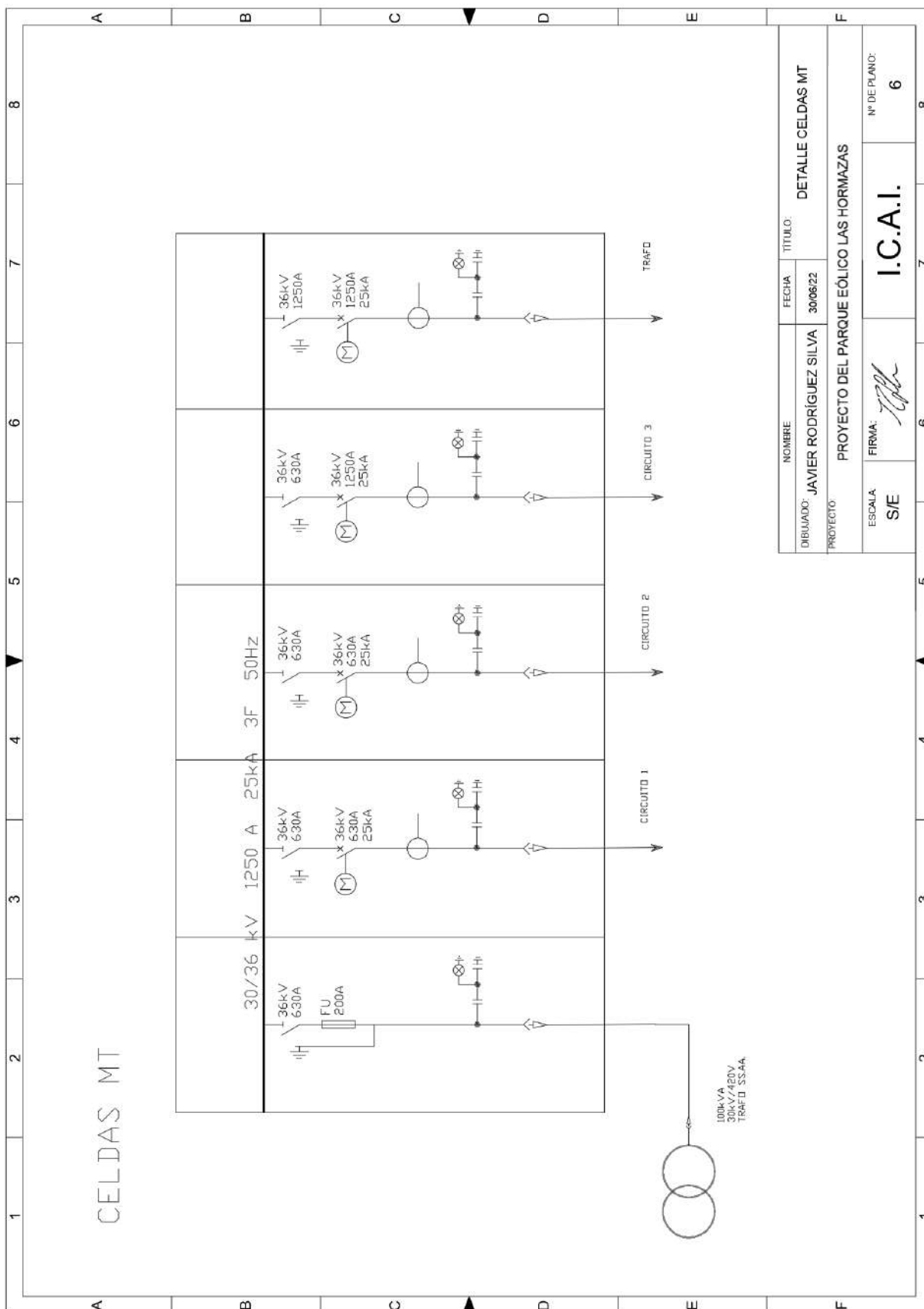


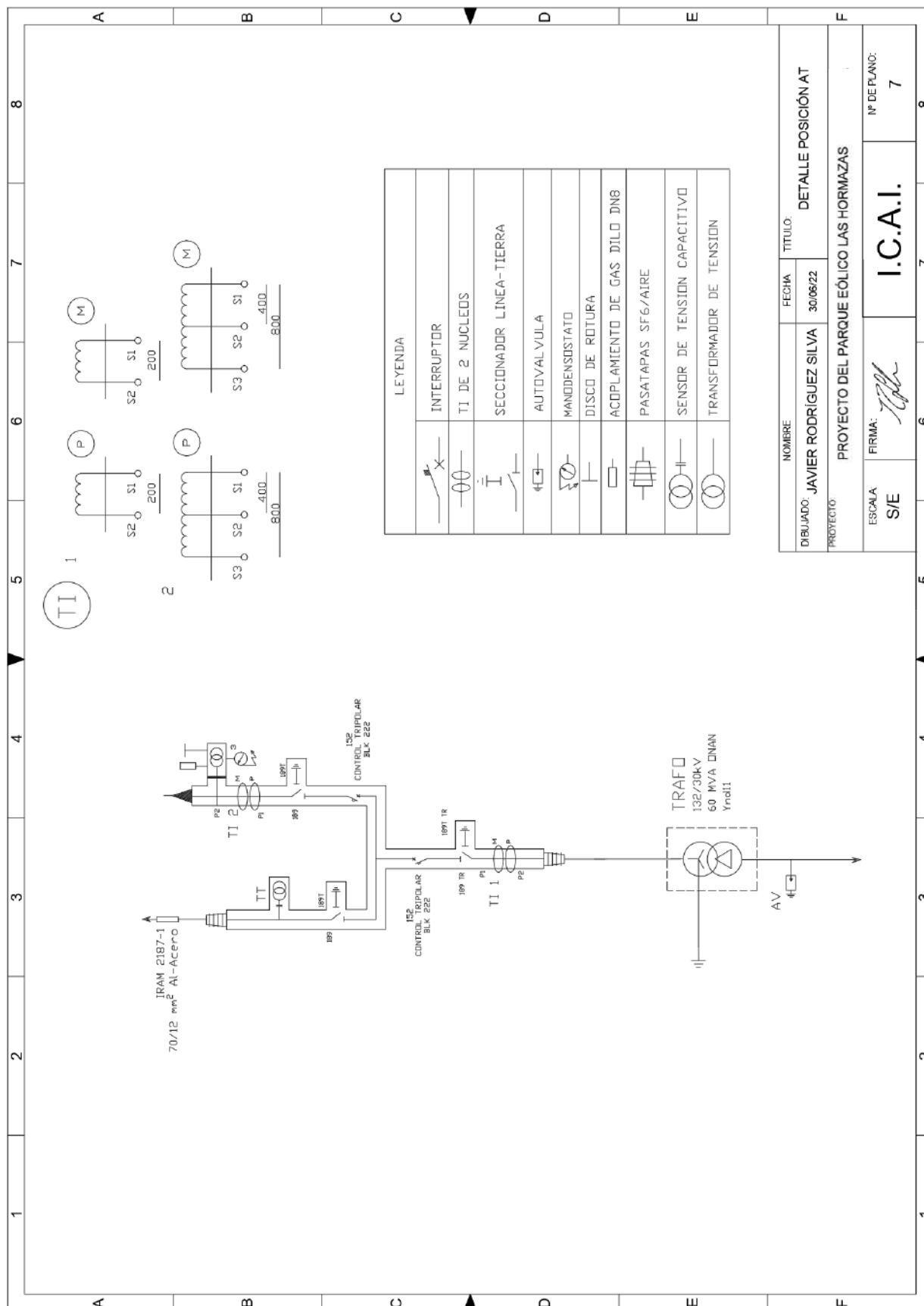


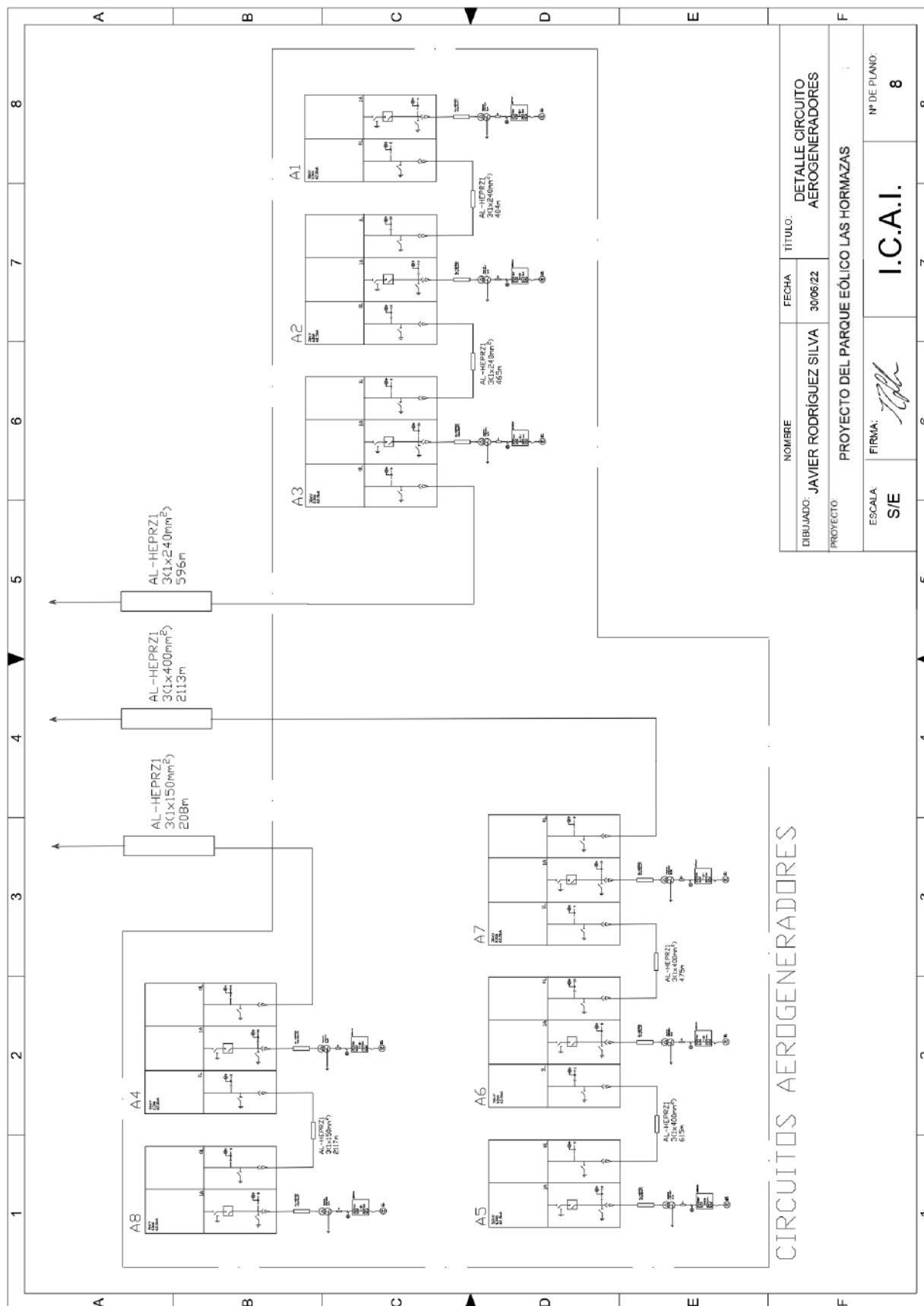
Nota:
Este plano se ha desarrollado a partir de una instalación similar diseñada por el grupo Estación Ingeniería SL. Se han modificado ciertos datos atendiendo al diseño propio del proyecto en cuestión.

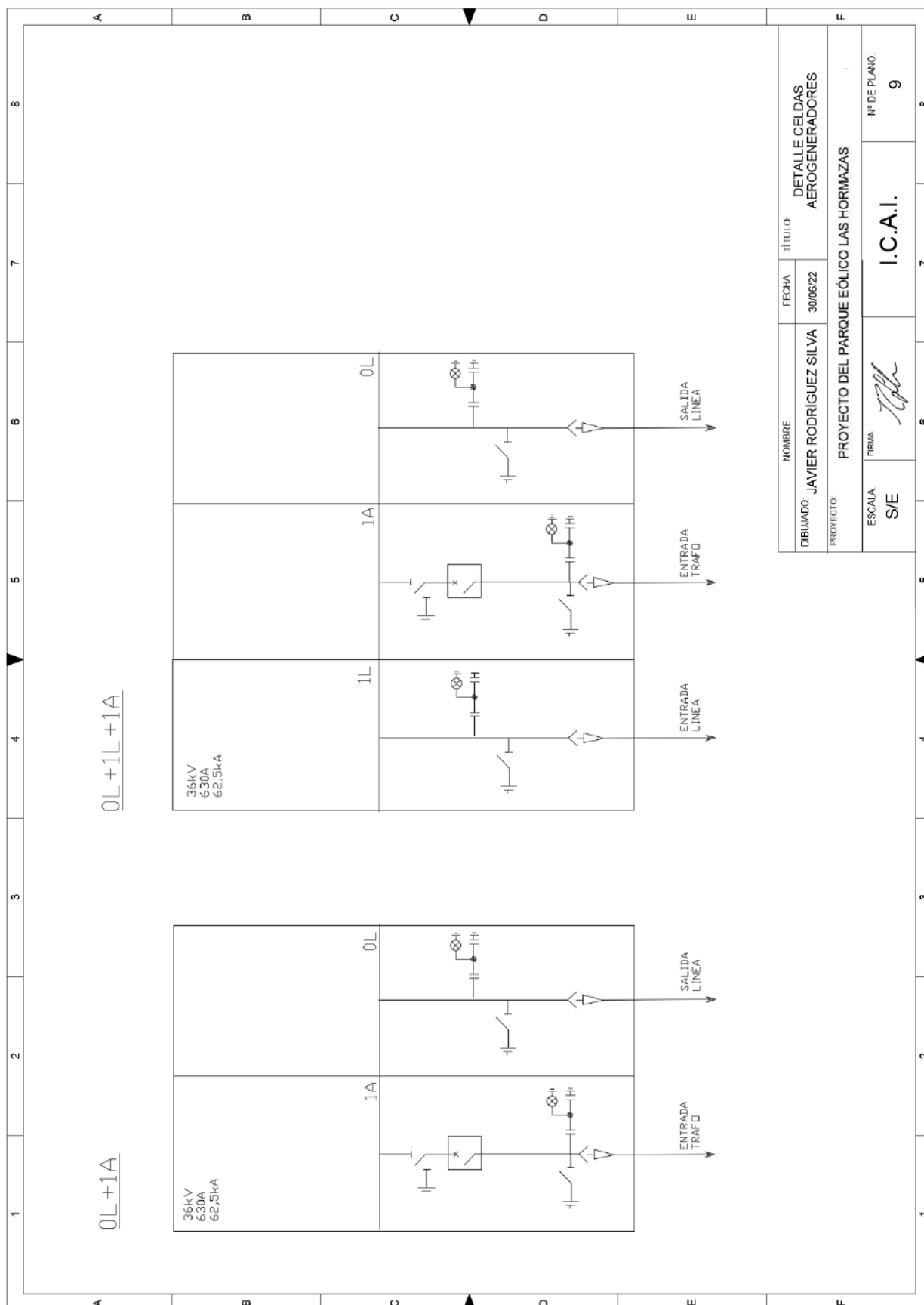
NOMBRE	TÍTULO	FECHA
DIBUJADO: JAVIER RODRIGUEZ SILVA	ZANJAS	30/06/22
PROYECTO: PROYECTO DEL PARQUE EÓLICO LAS HORMAZAS		
ESCALA: 1:20	FIRMA: <i>[Firma]</i>	Nº DE PLANO: 4
I.C.A.I.		

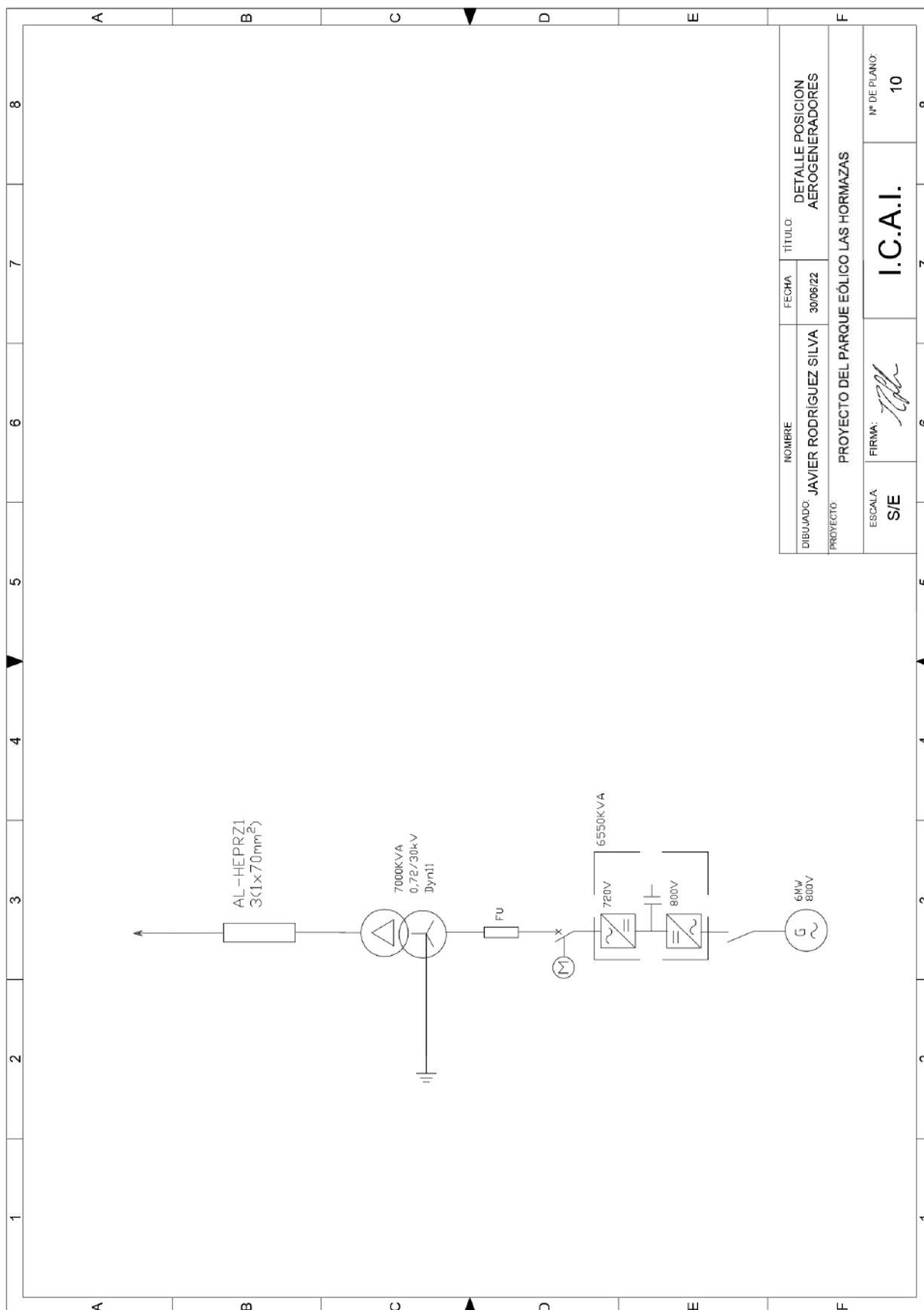


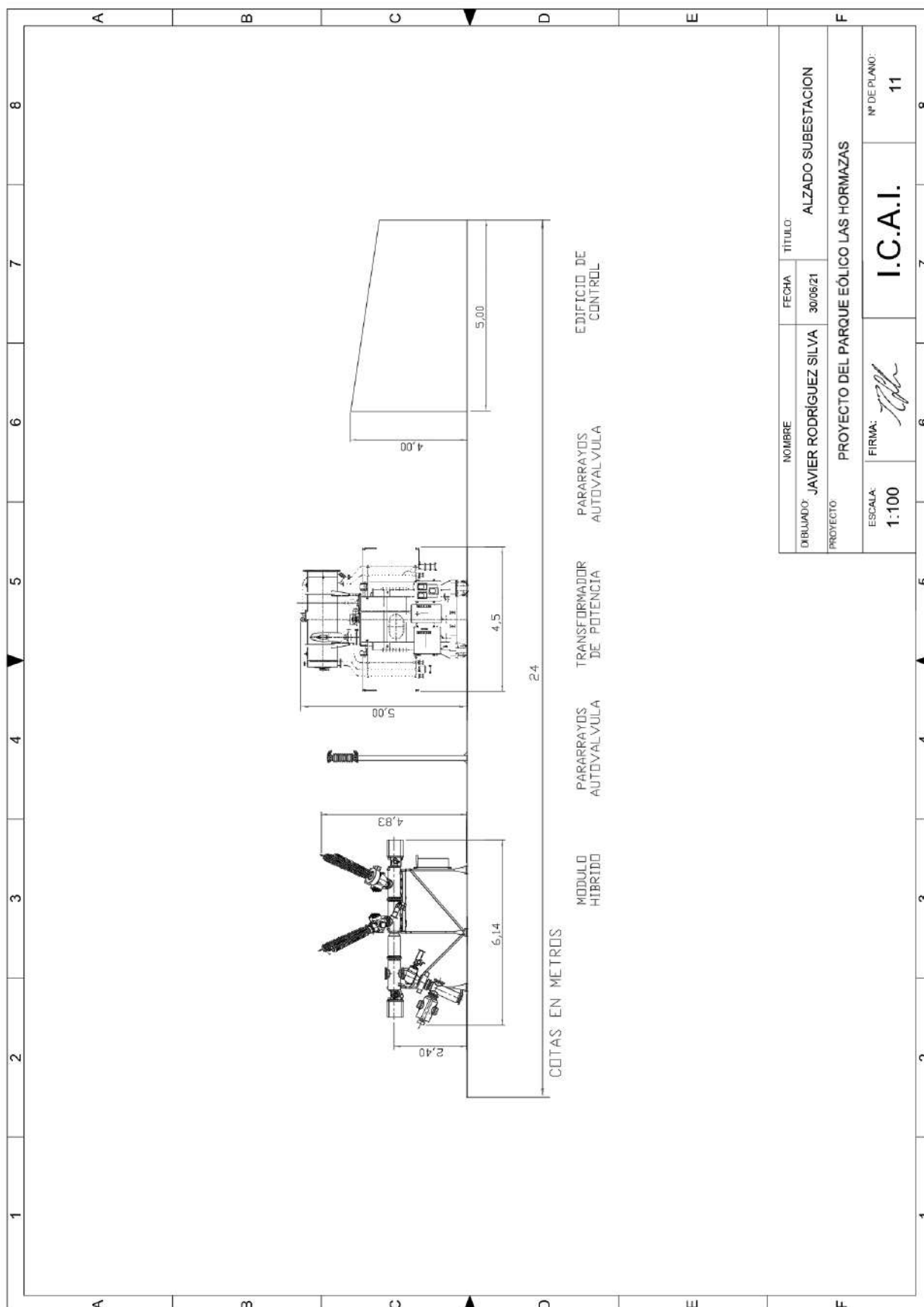






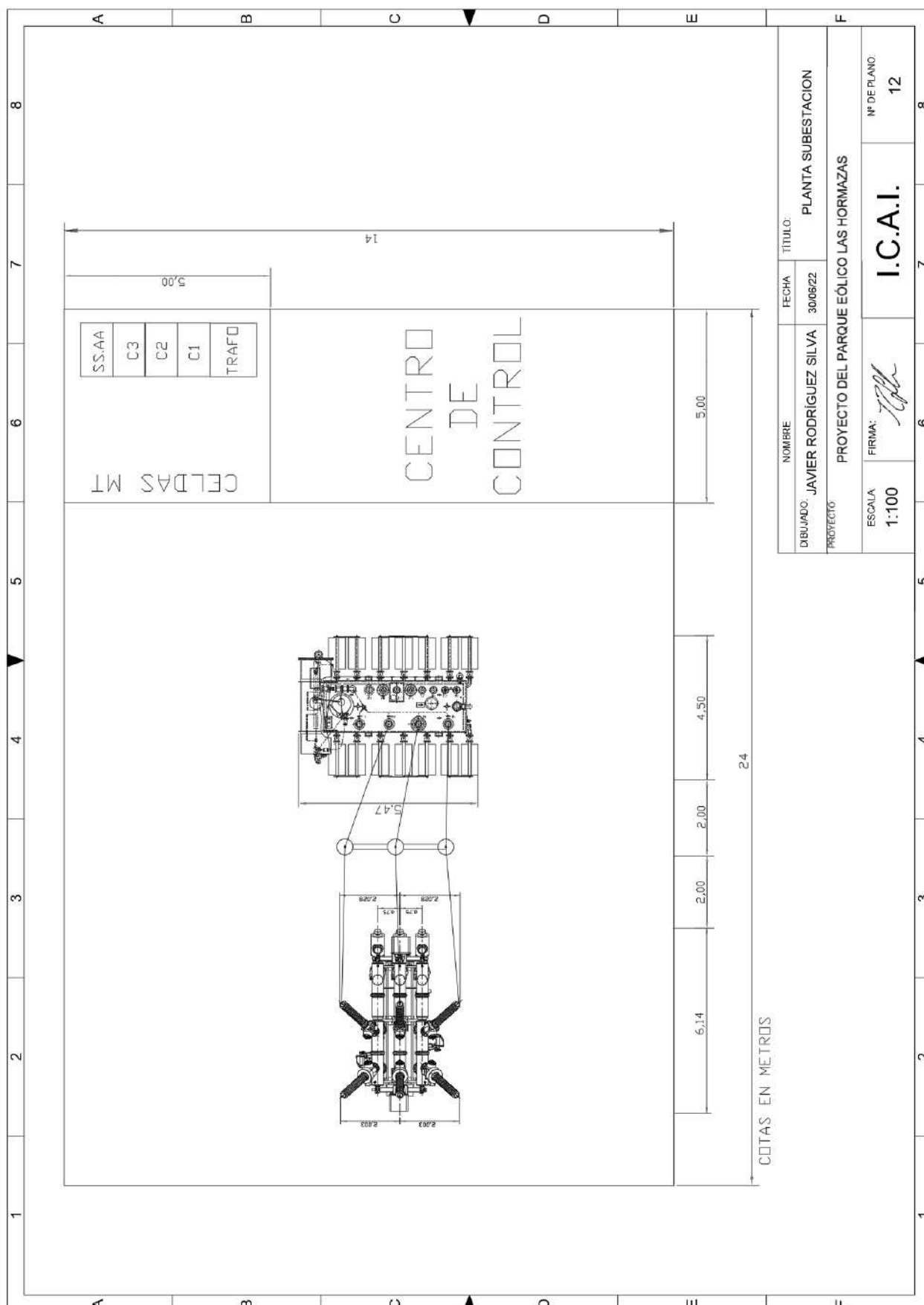


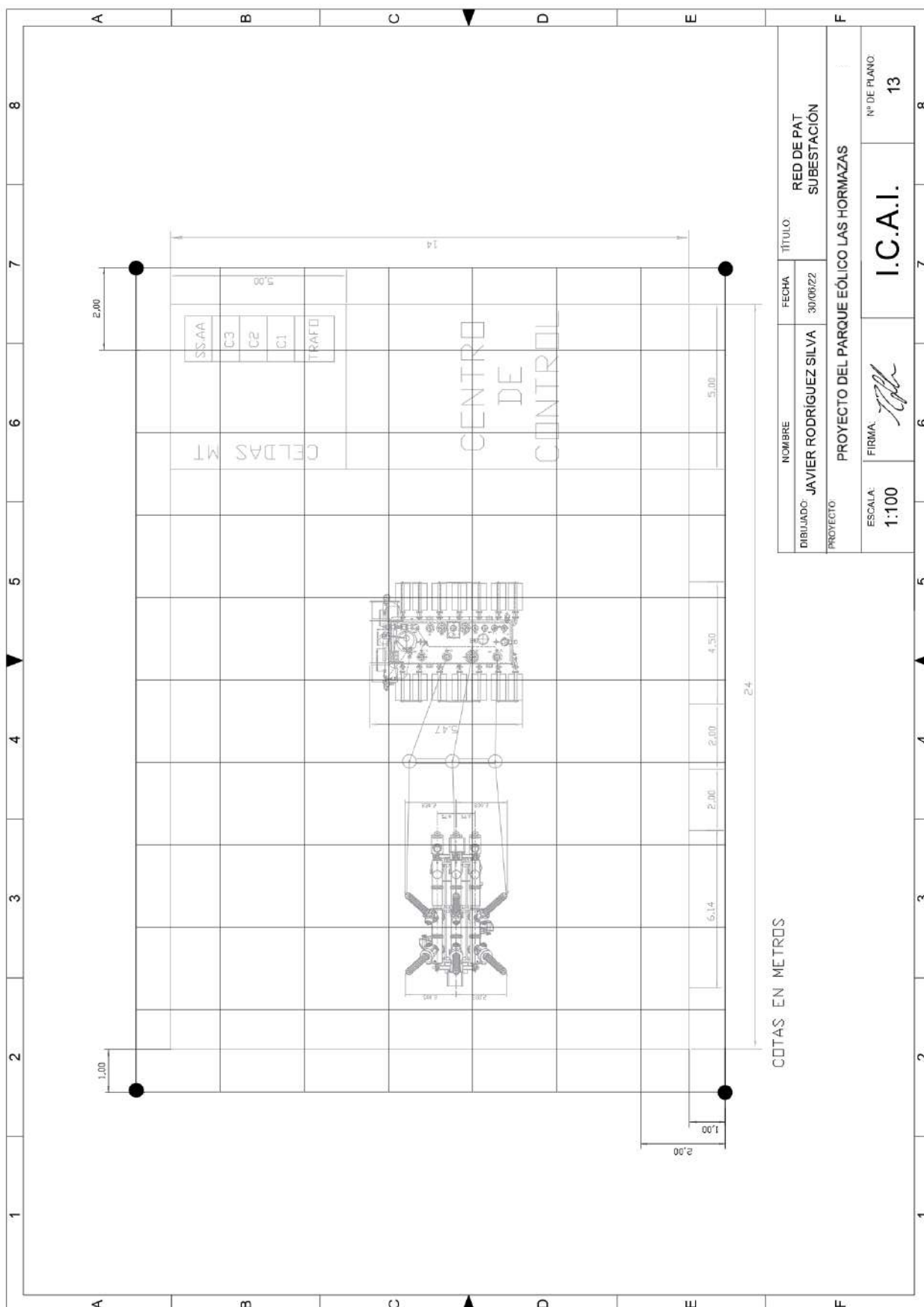


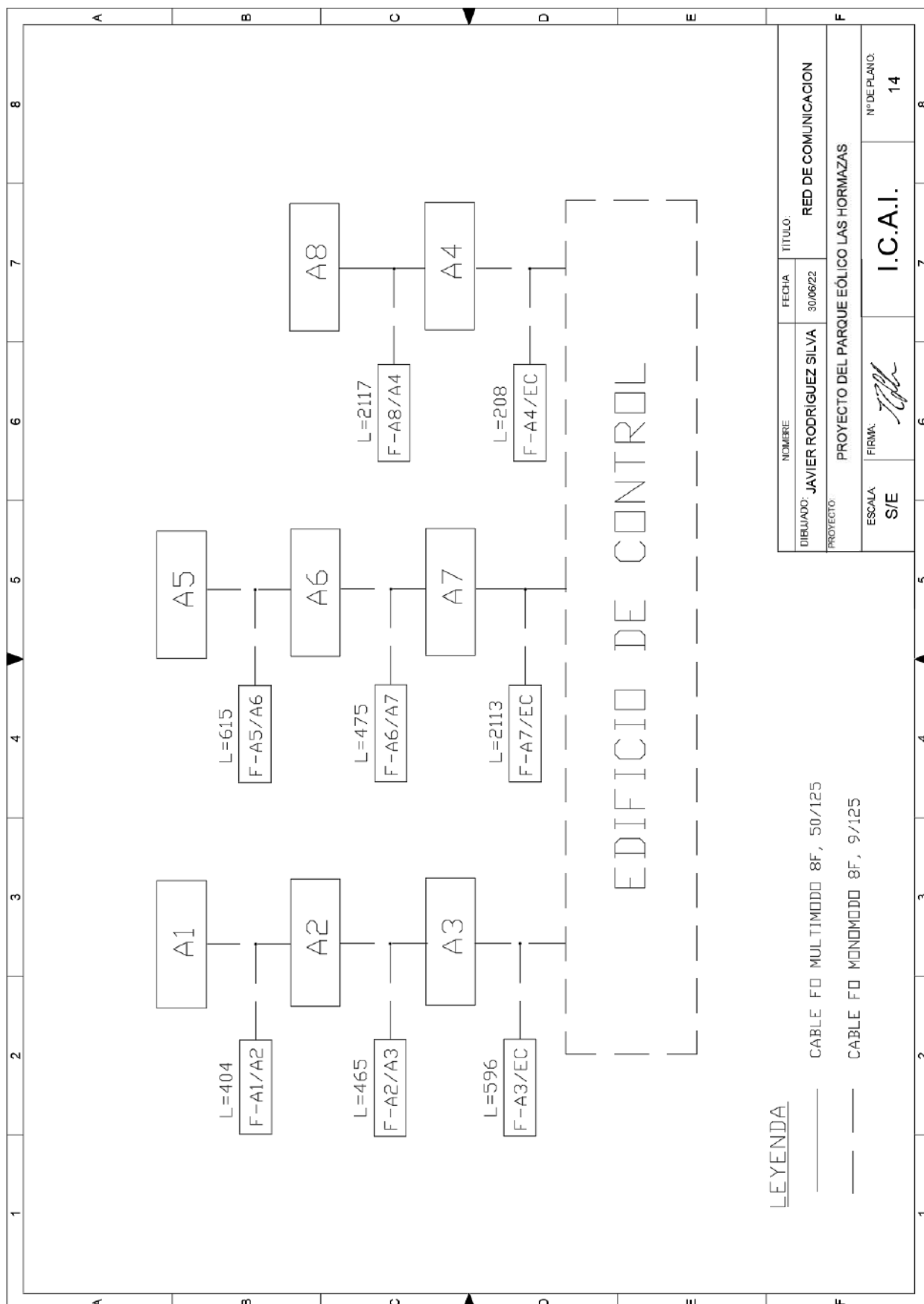




ANEXO I: PLANOS







ANEXO II: CÁLCULOS ELÉCTRICOS

ANEXO II: CÁLCULOS ELÉCTRICOS

1.1 OBJETO

El objeto de este anexo es presentar los cálculos, junto con las hipótesis y los pasos seguidos hasta la obtención de los resultados que justifican las decisiones tomadas para la selección y diseño de los distintos elementos. Todo esto haciendo uso de la normativa vigente con el objetivo de garantizar la seguridad y buen funcionamiento del parque eólico.

1.2 DIMENSIONAMIENTO DE CABLES DE MEDIA TENSIÓN

Lo primero es concluir cuál será la tensión asignada al conjunto de cables y accesorios de la red de media tensión. Siguiendo el “Reglamento de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias”, en especial, la ITC-LAT-06: “Líneas subterráneas con cables aislados” y aplicando la norma UNE 211435-2:2021, podemos categorizar la red como red de categoría A por tener un despeje rápido de faltas inferior a 1 segundo. Entonces la red de M.T. del parque de 30 kV tendrá las siguientes tensiones asignadas:

Tensión nominal de la red U_n (kV)	Tensión más elevada de la red U_s (kV)	Categoría de la red	Características mínimas del cable	
			U_o/U (kV)	U_p (kV)
30	36	A-B	18/30	170
		C	26/45	250

Tabla 1: UNE 211435-2:2021 Tabla 1 Asignación de tensión

donde	
U_n :	Valor de la tensión entre fases por el cual se denomina la red y a la cual se refieren ciertas características de servicio de la red.
U_s :	Valor más elevado de la tensión eficaz entre fases que puede presentarse en un instante y en un punto cualquiera de la red, en las condiciones normales de explotación.
U_o :	Tensión asignada eficaz a frecuencia industrial entre cada conductor y la pantalla del cable, para la que se han diseñado el cable y sus accesorios.
U :	Tensión asignada eficaz a frecuencia industrial entre dos conductores cualesquiera para la que se han diseñado el cable y sus accesorios.
	NOTA Esta magnitud afecta al diseño de cables de campo no radial y a sus accesorios.
U_p :	Valor de cresta de la tensión soportada a impulsos de tipo rayo aplicada entre cada conductor y la pantalla o la cubierta para el que se ha diseñado el cable o los accesorios.

Figura 1: Descripción de valores de la tabla 1

Una vez asignada la tensión se procede a la selección de la sección de cable. En la decisión se aplicarán los criterios:

- Intensidad máxima admisible en régimen permanente
- Caída de tensión admisible y pérdidas
- Corriente de cortocircuito máxima.

Se comprobará que se cumplen todos, es decir, predominará el más restrictivo. Primero se diseñará en función de la intensidad máxima admisible y después se comprobarán los criterios restantes para modificar el resultado si estos no se cumplen.

La red de M.T. del parque eólico de las Hormazas se ha diseñado para interconectar los 8 aerogeneradores a través de tres circuitos. En la siguiente tabla se calcula la potencia que soportarán los distintos cables:

Circuito	Aerogeneradores	Nº de aerogeneradores	Potencia (MW)
Circuito 1	A1-A2-A3	3	18
Circuito 2	A5-A6-A7	3	18
Circuito 3	A4-A8	2	12
Total		8	48

Tabla 2: Circuitos red MT

Las condiciones e hipótesis del terreno y de la red que aparecen en el cálculo de la sección de los cables son las siguientes:

- Tendido:
 - Cables unipolares agrupados al tresbolillo enterrados directamente
 - Tensión asignada: 18/30kV
 - Profundidad: 1 m
 - Separación entre ternos: 0,4 m
 - Número de ternos por zanja: 2 máximo (ver Tabla 3)
- Terreno:
 - Temperatura del terreno: 20°C
 - Resistividad térmica del terreno: 1 K·m/W (suelo seco, Tabla 4)

- Temperatura en servicio aislamiento (HEPR)
 - Servicio permanente: 105°C
 - Régimen de cortocircuito: 250°C
- Caída de tensión admisible: 1,5%

Zanjas	
Circuito 1	Cables por zanja
A_01 a A_02	1
A_02 a A_03	1
A_03 a SET	1
Circuito 2	Cables por zanja
A_05 a A_06	1
A_06 a A_07	1
A_07 a SET	2
Circuito 3	Cables por zanja
A_08 a A_04	2
A_04 a SET	2

Tabla 3: Distribución de cables en la red de zanjas

Resistividad térmica del terreno (K.m/W)	Naturaleza del terreno y grado de humedad
0,40	Inundado.
0,50	Muy húmedo.
0,70	Húmedo.
0,85	Poco húmedo.
1,00	Seco.
1,20	Arcilloso muy seco.
1,50	Arenoso muy seco.
2,00	De piedra arenisca.
2,50	De piedra caliza.
3,00	De piedra granítica.

Tabla 4: BOE-A-2008-5269, Resistividad térmica del terreno en función de su naturaleza

1.2.1 CRITERIO INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE

La intensidad máxima admisible se consigue a partir de la intensidad nominal de los aerogeneradores. Y esta última se obtiene con la siguiente fórmula:

$$I_n = \frac{P_n}{\sqrt{3} V \cos\phi}$$

Donde:

- I_n : intensidad nominal (A).
- P_n : potencia activa nominal (W); 6MW.
- V : tensión nominal (V); 30 kV.
- $\cos\phi$: factor de potencia; 0,916.

La intensidad máxima admisible de los cables será entonces la suma de las intensidades nominales de los aerogeneradores de cada circuito: Las intensidades nominales por circuito se adjuntan en la Tabla 5.

Circuito 1	Potencia (MW)	Tensión (kV)	Cos ϕ	Intensidad de línea (A)	Longitud de línea (m)
A 01 a A 02	6	30	0,92	126,05	404
A 02 a A 03	12	30	0,92	252,11	465
A 03 a SET	18,00	30,00	0,92	378,16	596
Circuito 2	Potencia (MW)	Tensión (kV)	Cos ϕ	Intensidad de línea (A)	Longitud de línea (m)
A 05 a A 06	6	30	0,92	126,05	615
A 06 a A 07	12	30	0,92	252,11	475
A 07 a SET	18,00	30,00	0,92	378,16	2113
Circuito 3	Potencia (MW)	Tensión (kV)	Cos ϕ	Intensidad de línea (A)	Longitud de línea (m)
A 08 a A 04	6	30	0,92	126,05	2117
A 04 a SET	12,00	30,00	0,92	252,11	208

Tabla 5: Datos de circuitos MT

Sin embargo este no es el resultado final. La ITC-LAT-06 recoge una tabla con las secciones en función de este resultado, pensada para condiciones estándar:

- Cables unipolares directamente enterrados
- Tensiones de 3,6/6 kV a 18/30 kV
- Cubiertas Z1
- Un único cable por zanja
- Temperatura del terreno de 25°C
- Resistividad térmica del terreno de 1,5 K·m/W
- Profundidad de instalación de 1 metro.

Como estas no son las condiciones dadas en la ubicación habrá que aplicar los factores de corrección que recoge la norma UNE 211435-2:2021.

- Factor de corrección de temperatura (20°C; 1,03)

Tabla A.3 – Factores de corrección para temperatura ambiente distinta de 40 °C

Temperatura máxima del conductor, °C	Temperatura del aire ambiente en cables en galerías, °C								
	20	25	30	35	40	45	50	55	60
90	1,18	1,14	1,10	1,05	1,00	0,95	0,89	0,84	0,77
105	1,14	1,11	1,07	1,04	1,00	0,96	0,92	0,88	0,83
Temperatura máxima del conductor, °C	Temperatura del terreno en cables soterrados, °C								
	10	15	20	25	30	35	40	45	50
90	1,11	1,07	1,04	1,00	0,96	0,92	0,88	0,83	0,78
105	1,09	1,06	1,03	1,00	0,97	0,94	0,90	0,87	0,83

Tabla 6: Tabla factor de corrección de temperatura

- Factor de corrección de resistividad del terreno (1km/W; 1,16-1,19)

Se utilizará el factor 1,16 como primera opción por ser el más restrictivo y no conocer la sección inicialmente.

Tabla A.4 – Factores de corrección para resistividad térmica del terreno distinta de 1,5 K · m/W

Sección del conductor mm²	Resistividad del terreno, en K · m/W						
	0,8	0,9	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0
Cables instalados en tubos soterrados. Un circuito por tubo							
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
300	1,15	1,13	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
Cables directamente soterrados en triángulo en contacto							
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	1,21	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

Tabla 7: Tabla factor de corrección de resistividad térmica del terreno

- Factor de corrección profundidad del terreno (1m; 1)

Tabla A.5 – Factores de corrección para profundidad de soterramiento distinta de 1 m

Cables en triángulo en contacto				
Profundidad	Soterrados		En tubular	
m	≤ 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 8: Tabla factor de corrección profundidad del terreno

- Factor de corrección de agrupamiento de cables soterrados horizontalmente (1-2; 0,4m; 0,86)

Tabla A.6 – Factores de corrección para agrupamientos de cables soterrados dispuestos en un plano horizontal

Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto directamente soterrados					
Nº de circuitos	Distancias entre grupos en mm				
	En contacto	200	400	600	800
2	0,76	0,82	0,86	0,88	0,90
3	0,65	0,73	0,78	0,82	0,85
4	0,58	0,68	0,75	0,79	0,83
5	0,53	0,64	0,72	0,77	0,81
6	0,50	0,61	0,70	0,76	0,80
7	0,47	0,59	0,68	0,74	0,79
8	0,45	0,57	0,67	0,74	–
9	0,43	0,56	0,66	0,73	–
10	0,42	0,55	0,65	–	–
Circuitos en tubulares soterrados (un circuito trifásico por tubo)					
Nº de circuitos	Distancias entre tubos en mm				
	En contacto	200	400	600	800
2	0,80	0,83	0,87	0,89	0,90
3	0,70	0,75	0,80	0,83	0,86
4	0,64	0,70	0,77	0,81	0,84
5	0,60	0,67	0,74	0,79	0,82
6	0,57	0,64	0,72	0,78	0,81
7	0,54	0,62	0,71	0,77	–
8	0,52	0,60	0,70	0,76	–
9	0,50	0,59	0,69	0,75	–
10	0,49	0,58	0,68	–	–

Tabla 9: Tabla factor de corrección de agrupamiento de cables soterrados horizontalmente

El factor final se consigue multiplicando todos los factores anteriores, y la intensidad máxima admisible multiplicando el factor final por la intensidad de partida.

$$f_{tot} = \prod f_i$$

$$I_{max.adm.}' = \frac{I_{max.adm.}}{f_{tot}}$$

Con el resultado obtenido se utiliza la Tabla 10 para determinar la sección Tabla 11.

Tabla A.2 - Intensidad máxima admisible, en A, para cables de distribución unipolares en triángulo en contacto con aislamiento de HEPR y conductor de cobre o aluminio

Sección mm ²	Directamente soterrados	En tubular* soterrada	Al aire, protegido del sol
Cobre			
25	135	125	160
35	160	150	195
50	190	180	230
70	235	220	295
95	280	260	355
120	320	295	410
150	360	330	465
185	405	375	535
240	470	440	630
300	530	500	725
400	600	565	840
500	680	650	975
630	765	730	1125
Aluminio			
25	105	98	125
35	125	115	150
50	145	135	180
70	180	170	225
95	215	200	275
120	245	230	320
150	275	255	360
185	315	290	415
240	365	345	495
300	410	390	565
400	470	450	660
500	540	515	775
630	615	590	905

Tabla 10: Intensidad máxima admisible condiciones nominales y aislamiento HEPR

Criterio de intensidad máxima admisible (I _{adm})							
Circuito 1	F.C. temperatura	F.C. Resistividad térmica del terreno	F.C. Profundidad	F.C. Agrupamiento de cables soterrados	F.C Total	Intensidad total corregida	Sección I _{adm}
A_01 a A_02	1,03	1,16	1	1	1,1948	105,50	35
A_02 a A_03	1,03	1,16	1	1	1,1948	211,01	95
A_03 a SET	1,03	1,16	1	1	1,1948	316,51	240
Circuito 2	F.C. temperatura	F.C. Resistividad térmica del terreno	F.C. Profundidad	F.C. Agrupamiento de cables soterrados	F.C Total	Intensidad total corregida	Sección I _{adm}
A_05 a A_06	1,03	1,16	1	1	1,1948	105,50	35
A_06 a A_07	1,03	1,16	1	1	1,1948	211,01	95
A_07 a SET	1,03	1,16	1	0,86	1,027528	368,03	400
Circuito 3	F.C. temperatura	F.C. Resistividad térmica del terreno	F.C. Profundidad	F.C. Agrupamiento de cables soterrados	F.C Total	Intensidad total corregida	Sección I _{adm}
A_08 a A_04	1,03	1,16	1	0,86	1,027528	122,68	35
A_04 a SET	1,03	1,16	1	0,86	1,027528	245,36	150

Tabla 11: Secciones de cables por criterio de intensidad admisible

*El circuito 2 se sobredimensionará a 400 mm² de sección por ser el siguiente tamaño que oferta el fabricante.

1.2.2 CRITERIO INTENSIDAD MÁXIMA DE CORTOCIRCUITO

El siguiente criterio al que se somete la decisión es el de máxima corriente de cortocircuito. Esta se ha calculado en el apartado 1.4. *Intensidad de cortocircuito*. Con el que se obtiene que el máximo frente intensidad instantánea que el cable debe soportar.

Tabla B.3 – Intensidad máxima de cortocircuito en el conductor para cables con aislamiento de HEPR, en A

Sección mm ²	Conductor de cobre				Conductor de aluminio			
	Tiempo de cortocircuito, s				Tiempo de cortocircuito, s			
	0,2	0,5	1	2	0,2	0,5	1	2
25	7 650	4 850	3 500	2 500	5 050	3 250	2 300	1 650
35	10 700	6 800	4 850	3 450	7 100	4 500	3 250	2 300
50	15 200	9 700	6 900	4 900	10 100	6 450	4 600	3 300
70	21 300	13 500	9 600	6 850	14 100	8 950	6 400	4 550
95	28 850	18 300	13 000	9 250	19 100	12 150	8 650	6 150
120	36 400	23 100	16 400	11 700	24 100	15 300	10 900	7 750
150	45 450	28 850	20 500	14 550	30 100	19 100	13 600	9 700
185	56 050	35 550	25 250	17 950	37 100	23 550	16 750	11 900
240	72 650	46 100	32 700	23 200	48 050	30 500	21 650	15 400
300	90 800	57 550	40 800	28 950	60 050	38 100	27 050	19 200
400	121 000	76 650	54 350	38 550	80 000	50 750	36 000	25 550
500	151 150	95 800	67 850	48 150	99 900	63 350	44 950	31 900
630	190 400	120 600	85 450	60 600	125 850	79 750	56 550	40 150

Temperatura inicial: 105 °C. Temperatura final: 250 °C.

Tabla 12: Intensidad máxima de cortocircuito

Como se puede comprobar en la Tabla 12, la intensidad máxima del parque no supera el límite por lo que se cumple el criterio y no habrá que modificar la sección resultante del criterio anterior.

1.2.3 CRITERIO DE MÁXIMA CAÍDA DE Tensión

Partiendo de la sección elegida anteriormente se comprueba que la caída de tensión es inferior a la admisible de 1,5 %. Para calcular esta caída de tensión se utiliza la siguiente fórmula:

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

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

Donde:

- ΔU : Caída de tensión.(V)
- $\Delta U (\%)$: Caída de tensión porcentual
- U_n : Tensión nominal (V); 30 kV
- I : intensidad nominal por tramo
- L : longitud de línea (km)
- R : resistencia (Ω /km)
- X : impedancia (Ω /km)
- $\cos \varphi$: factor de potencia; 0,916

Los datos de resistencia e impedancia son proporcionados por el fabricante ():

1x SECCIÓN CONDUCTOR (Al) / SECCIÓN PANTALLA (Cu) (mm ²)	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR A T 20 °C (Ω /km)	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR A T MAX (105 °C) (Ω /km)	REACTANCIA INDUCTIVA (Ω /km)		CAPACIDAD μ F/km	
	12/20 kV y 18/30 kV	12/20 kV y 18/30 kV	12/20 kV	18/30 kV	12/20 kV	18/30 kV
1 x 50/16	0,641	0,861	0,132	0,217	0,147	0,147
1 x 95/16 (1)	0,320	0,430	0,118	0,129	0,283	0,204
1 x 150/16 (1)	0,206	0,277	0,110	0,118	0,333	0,250
1 x 240/16 (1)	0,125	0,168	0,102	0,109	0,435	0,301
1 x 400/16 (1)	0,008	0,105	0,096	0,102	0,501	0,367
1 x 630/16 (2)	0,047	0,0643	0,090	0,095	0,614	0,095

(1) Secciones homologadas por la compañía Iberdrola en 12/20 kV y 18/30 kV.
(2) Sección homologada por la compañía Iberdrola en 18/30 kV

NOTA: valores obtenidos para una terna de cables en contacto y al tresbolillo.

Tabla 13: Datos del cable

Criterio de máxima caída de tensión (ΔU)					
Circuito 1	Sección resultado	R (Ω/km)	X (Ω/km)	ΔU (V)	ΔU (%)
A_01 a A_02	240	0,168	0,102	17,18	0,06%
A_02 a A_03	240	0,168	0,102	39,56	0,13%
A_03 a SET	240	0,168	0,102	76,05	0,25%
				Total	0,44%
Circuito 2	Sección resultado	R (Ω/km)	X (Ω/km)	ΔU (V)	ΔU (%)
A_05 a A_06	240	0,105	0,102	18,41	0,06%
A_06 a A_07	240	0,105	0,102	28,44	0,09%
A_07 a SET	240	0,105	0,102	189,74	0,63%
				Total	0,79%
Circuito 3	Sección resultado	R (Ω/km)	X (Ω/km)	ΔU (V)	ΔU (%)
A_08 a A_04	150	0,277	0,118	139,16	0,46%
A_04 a SET	150	0,277	0,118	27,35	0,09%
				Total	0,56%

Tabla 14: Caída de tensión

Se observa en la Tabla 14 que todos los tramos cumplen el criterio de caída de tensión y también la máxima caída de tensión acumulada, por lo que no hay que modificar la sección escogida.

1.2.4 CRITERIO DE PÉRDIDAS

Este criterio es quizá algo redundante ya que evalúa un parámetro similar al criterio de máxima caída de tensión. Sin embargo este utiliza únicamente las pérdidas de potencia activa mediante la siguiente fórmula: $P = I^2 R$

Donde I es la intensidad nominal por tramo y R la resistencia (Ω)

Peridas P			
Circuito 1	Peridas ($I^2 \cdot R$)	P (MW)	P (%)
A_01 a A_02	1078,47	6	0,02%
A_02 a A_03	4965,25	12	0,04%
A_03 a SET	14319,14	18	0,08%
		Total	0,14%
Circuito 2	Peridas ($I^2 \cdot R$)	P (MW)	P (%)
A_05 a A_06	1026,08	6	0,02%
A_06 a A_07	3170,02	12	0,03%
A_07 a SET	31728,54	18	0,18%
		Total	0,22%
Circuito 3	Peridas ($I^2 \cdot R$)	P (MW)	P (%)
A_08 a A_04	9317,93	6	0,16%
A_04 a SET	3662,03	12	0,03%
		Total	0,19%

Tabla 15: Pérdidas

Como era de esperar, este criterio también se cumple.

1.3 DIMENSIONAMIENTO DE CABLES DE ALTA TENSIÓN

Igual que en dimensionamiento de cables de media tensión, lo primero será caracterizar la tensión de la red a estudio haciendo uso del “Reglamento sobre centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación, ITC-RAT-12: Aislamiento”. De donde se obtiene lo siguiente.

El cable de la línea de evacuación entra dentro del aislamiento del grupo B (36 kV a 245 kV).

Con la Tabla 16, se caracterizarán las tensiones de aislamiento de la línea.

TABLA 2

TENSIÓN MÁS ELEVADA PARA EL MATERIAL (Um) (kV eficaces)	TENSIÓN SOPORTADA NOMINAL A FRECUENCIA INDUSTRIAL (kV eficaces)	TENSIÓN SOPORTADA NOMINAL A LOS IMPULSOS TIPO RAYO (kV de cresta)	Distancia mínima de aislamiento en aire fase a tierra y entre fases (mm)
52	95	250	480
72,5	140	325	630
123	185	450	900
	230	550	1100
145	185	450	900
	230	550	1100
	275	650	1300
	230	550	1100
170	275	650	1300
	325	750	1500
	325	750	1500
245	360	850	1700
	395	950	1900
	460	1050	2100

Tabla 16: Niveles de aislamientos nominales Grupo B

Ahora se calcula la intensidad admisible que circulara en servicio nominal con la siguiente fórmula. Se considerará un factor de potencia típico, $\cos \varphi = 0,86$.

$$I_{Alta} = \frac{P_n}{\sqrt{3} V \cos \varphi} = \frac{48 \text{ MW}}{\sqrt{3} \cdot 132 \text{ kV} \cdot 0,86} = 244,12 \text{ A}$$

Se utilizará el cable IRAM 2187-1, un cable desnudo de alambres de aluminio con alma de acero. Los cables los proporcionará el mismo fabricante que el de los cables de media tensión, Prysmian Group.

Con la intensidad admisible calculada, se procede a escoger la sección del cable, que en nuestro caso es 70/12 mm² Aluminio/Acero. Su instalación debe respetar las distancias mínimas establecidas en el reglamento para asegurar su buen funcionamiento y seguridad.

Características técnicas

Sección nominal (Aluminio/Acero)	Longitud de expedición habitual (1)	Carga de rotura mínima	Resistencia eléctrica máxima a 20°C y c.c.	Resistencia eléctrica máxima a 80°C y c.a. (2)	Intensidad de corriente admisible (2)
mm ²	m	kN	ohm/km	ohm/km	A
16/2,5	5000	5,8	1,88	2,34	100
25/4	3500	8,9	1,20	1,49	132
35/6	3000	12,4	0,835	1,037	166
50/8	2000	16,8	0,595	0,739	206
70/12	6000	26,3	0,413	0,513	261
95/15	4000	34,9	0,306	0,380	315
120/20	3000	44,5	0,237	0,295	371
150/25	2500	53,7	0,194	0,241	421
185/30	2500	65,3	0,157	0,195	481
210/35	2500	73,4	0,138	0,172	523
240/40	2500	85,1	0,119	0,148	574
300/50	2500	105	0,0949	0,119	662
340/30	1500	91,7	0,0851	0,107	703
380/50	1000	121	0,0757	0,0949	761
435/55	1000	134	0,0666	0,0837	825
550/70	700	166	0,0526	0,0666	956
680/85	700	207	0,0426	0,0545	1089

Tabla 17: Cable Prysmian AT

1.4 INTENSIDAD DE CORTOCIRCUITO

La intensidad de cortocircuito es un parámetro imprescindible en el diseño de la instalación eléctrica. Esta tiene una dependencia significativa con la red por lo que debería ser proporcionada por Red Eléctrica de España (REE) o la empresa propietaria del sistema cuando se solicite. Sin embargo, en caso de no tener disponible esta información, como es el caso, se implementará la norma UNE-EN 60076-5 para obtener dicho parámetro. La red

a la que se conectará a una red de 132 kV, por lo que la potencia de cortocircuito (S_{cc}) será 10.000MVA.

Tabla 2 – Potencia aparente de cortocircuito de la red

Tensión más elevada para el material, U_m kV	Potencia aparente de cortocircuito MVA	
	Práctica actual en Europa	Práctica actual en Norteamérica
7,2; 12; 17,5 y 24	500	500
36	1 000	1 500
52 y 72,5	3 000	5 000
100 y 123	6 000	15 000
145 y 170	10 000	15 000
245	20 000	25 000
300	30 000	30 000
362	35 000	35 000
420	40 000	40 000
525	60 000	60 000
765	83 500	83 500

NOTA Si no está especificado, se debería considerar un valor entre 1 y 3 para la relación entre la impedancia homopolar y la impedancia directa de la red.

Tabla 18: S_{cc} de la red

1.4.1 CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO AT

La corriente de cortocircuito que tendrán que resistir los cables de alta tensión se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$I_{cc} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3} U_N} = \frac{10.000 \text{ MVA}}{\sqrt{3} 132 \text{ kV}} = 43,74 \text{ kA}$$

Donde:

- I_{cc} : intensidad de cortocircuito (A)
- S_{cc} : potencia de circuito (VA); (10.000 MVA)
- U_N : Tensión nominal AT (V); (132 kV)

Como comprobación del cálculo se puede comparar con el valor típico de este parámetro, que en España ronda los 40 kA para redes de 132 kV. Se puede considerar que este es correcto.

1.4.2 CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO MT

Para calcular la corriente de cortocircuito de media tensión se necesita conocer la impedancia del circuito como muestra la Figura 2.

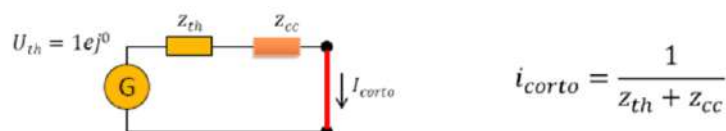


Figura 2: Cálculo icc

Con el fin de simplificar el cálculo este se hará en unitarias. Las bases a utilizar son:

Bases		
Sb (MVA)	60	60
Ub (kV)	30	132
Ib(kA)	1,1547	0,2624
Zv(Ω)	15	290,4

Tabla 19: Bases

La impedancia de red sigue la siguiente expresión:

$$z_{cc_red} = \frac{1}{s_{cc}} = \frac{S_b}{S_{cc}} = \frac{60}{10.000} = 0,006 \text{ p.u.}$$

La impedancia del transformador deberá cumplir con la norma UNE-EN 60076-5 (), por lo que se supondrá que la $u_{cc} = 11\%$, que es lo mismo a:

$$z_{cc_trafo} = 0,11 \text{ p.u.}$$

Tabla 1 – Valores mínimos reconocidos de la impedancia de cortocircuito para los transformadores con dos arrollamientos separados

Impedancia de cortocircuito a corriente asignada	
Potencia asignada kVA	Impedancia de cortocircuito mínima %
25 a 630	4,0
631 a 1 250	5,0
1 251 a 2 500	6,0
2 501 a 6 300	7,0
6 301 a 25 000	8,0
25 001 a 40 000	10,0
40 001 a 63 000	11,0
63 001 a 100 000	12,5
Mayor que 100 000	> 12,5

NOTA 1 Para las potencias asignadas superiores a 100 000 kVA, los valores son generalmente objeto de un acuerdo entre el fabricante y el comprador.

NOTA 2 En el caso de unidades monofásicas conectadas en banco trifásico, los valores de la potencia asignada se aplican al banco trifásico.

Tabla 20: Impedancia mínima de transformadores

Por otro lado, la impedancia de los cables es:

$$Z_{cables} = \frac{Z_{cable}}{Z_{base}}$$

Circuito 1	Longitud de línea (m)	Z (Ω/km)	Z (Ω)	z (pu)
A_01 a A_02	404,000	0,200	0,081	0,005
A_02 a A_03	465,000	0,200	0,093	0,006
A_03 a SET	596,000	0,200	0,119	0,008
			z_total	0,020
Circuito 2	Longitud de línea (m)	R (Ω/km)	Z (Ω)	z (pu)
A_05 a A_06	615,000	0,146	0,090	0,006
A_06 a A_07	475,000	0,146	0,070	0,005
A_07 a SET	2113,000	0,146	0,309	0,021
			z_total	0,031
Circuito 3	Longitud de línea (m)	R (Ω/km)	Z (Ω)	z (pu)
A_08 a A_04	2117,000	0,301	0,637	0,042
A_04 a SET	208,000	0,301	0,063	0,004
			z_total	0,047
			z_cables	0,010

Tabla 21: Impedancia cables

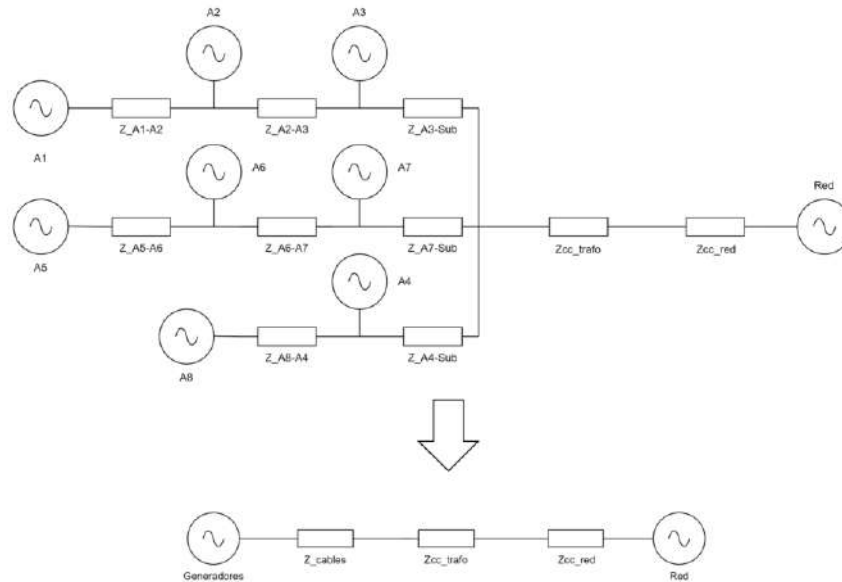


Figura 3: Configuración red MT

zcc_red	zcc_trafo	zcc_cables	z_total
0,006	0,110	0,010	0,126

Tabla 22: Valores impedancias (pu)

Con los datos anteriores se aplica la siguiente fórmula para obtener la corriente de cortocircuito del lado de MT.

$$i_{cc} = \frac{u_{cc}}{z_{total}} = \frac{1}{0,126} = 7,96 \text{ pu}$$

$$I_{cc} = I_{b_MT} \cdot i_{cc} = 9,19 \text{ kA}$$

Entonces, los aparatos del lado de MT deberán estar dimensionados para soportar una intensidad de cortocircuito de 9,19 kA.

1.5 RED DE PUESTA A TIERRA

La red de tierra ha sido diseñada cumpliendo los requisitos de la *ITC-RAT-13 “Instalaciones de Puesta a Tierra”* y la *IEEE std. 80-2000: “Guide for Safety in AC Substation Grounding”*.

El primer cálculo de diseño se realizará con una malla para limitar los potenciales en el área de la subestación, que consiste en un electrodo horizontal enterrado con cables dispuestos horizontal y longitudinalmente, formando una cuadrícula. Esta se evaluará y en caso de no cumplir con las especificaciones, se llevarán a cabo medidas rectificadoras que mejoren las propiedades de la red, como la instalación de electrodos adicional en paralelo en forma de picas. En los cálculos iniciales, que no se incluirán en el documento, la red mallada no es suficiente pero es muy próxima a cumplir los requisitos. Por esto, el segundo estudio se ha hecho con la misma red mallada con la adición de 4 picas de 2m y diámetro de 14mm en las esquinas.

A continuación se listan las características del terreno y subestación imprescindibles para el cálculo:

- Intensidad de cortocircuito: 9196 A
- Tiempo de falta: 0,5 s
- Tensión máxima de instalación eléctrica: 132kV
- Dimensiones de malla: 24mx14m
- Retícula cuadrada de lado 1 m
- Profundidad de enterramiento de la malla: 2 m
- Número de picas: 4
- Longitud de picas: 2 m
- Diámetro de picas: 14 mm
- Resistividad del terreno natural: $50 \Omega \cdot m$
- Resistividad de capa de grava de 10 cm de espesor: $3000 \Omega \cdot m$

Se ha hecho la hipótesis de tener un terreno de naturaleza arena arcillosa a falta de estudios del mismo. Si no se tiene un estudio, el MIE.RAT-13 indica que se ha de utilizar la Tabla 23 para instalaciones de tercera categoría. La misma se puede utilizar como valores orientativos en caso de tener una red de primera categoría como es el caso (66kV-220kV).

Naturaleza del terreno	Resistividad en $\Omega\cdot m$
Terrenos pantanosos	de algunas unidades a 30
Limo	20 a 100
Humus	10 a 150
Turba húmeda	5 a 100
Arcilla plástica	50
Margas y arcillas compactas	100 a 200
Margas del jurásico	30 a 40
Arena arcillosa	50 a 500
Arena silicea	200 a 3000
Suelo pedregoso cubierto de césped	300 a 500
Suelo pedregoso desnudo	1500 a 3000
Calizas blandas	100 a 300
Calizas compactas	1000 a 5000
Calizas agrietadas	500 a 1000
Pizarras	50 a 300
Rocas de mica y cuarzo	800
Granitos y gres procedentes de alteración	1500 a 10000
Granitos y gres muy alterados	100 a 600
Hormigón	2000 a 3000
Balasto o grava	3000 a 5000

Tabla 23: Resistencia según la naturaleza terreno

La sección, mínima que deben tener los conductores de cobre se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$S_{min} = \frac{I_{cc}}{\delta_{Cu} * 1,2} = \frac{9196}{160 * 1,2} = 47,89 \text{ mm}^2$$

Donde I_{cc} es la intensidad de cortocircuito, δ_{Cu} la densidad del cobre (160 A/mm²).

Con este resultado se determina que la sección del conductor de cobre de la red será de 70 mm².

Para cumplir con las medidas de seguridad, las tensiones máximas de la red no deben superar el valor de los parámetros tensión de contacto (U_{ca}) y tensión de paso (U_{pa}). La más restrictiva de las dos es la tensión de contacto, que representa la máxima tensión a la que puede estar sometido el cuerpo humano entre la mano y los pies. El valor de este parámetro se determina con la Figura 4 en función del tiempo de falta. La tensión de paso es la diferencia de potencial entre dos puntos de la superficie del terreno, separados por una distancia de un paso (1 m). Este se calcula con $U_{pa} = 10U_{ca}$.

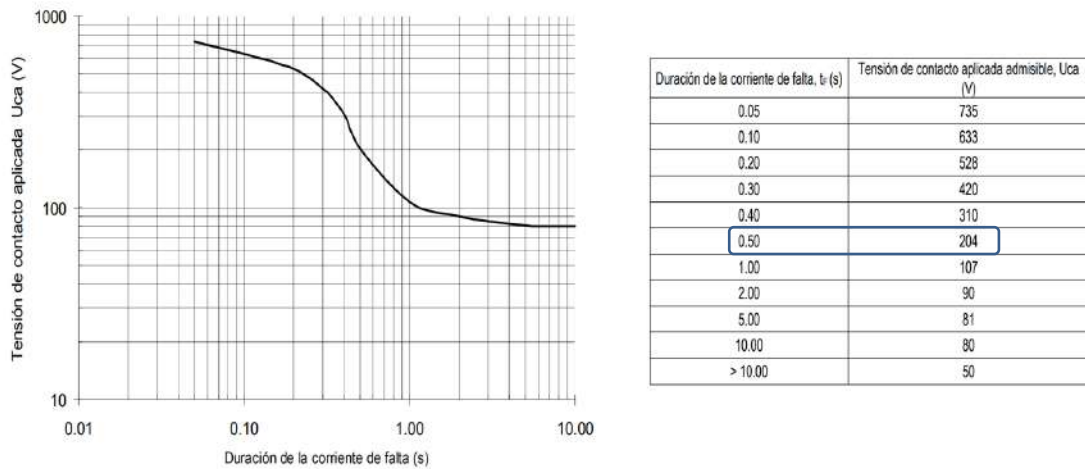


Figura 4: Valores admisibles de la tensión de contacto aplicada U_{ca} en función de la duración de la corriente de falta t_f

Con esto, los datos de los parámetros son:

- $U_{ca} = 204 \text{ V}$
- $U_{pa} = 2040 \text{ V}$

Las tensiones máximas admisibles serán:

$$U_c = U_{ca} \left(1 + \frac{\frac{R_{a1}}{2} + 1,5 \rho_s}{1000} \right) = U_{ca} \left(1 + \frac{\frac{2000}{2} + 1,5 \cdot 1978,1}{1000} \right) = 1.013,3 \text{ V}$$

$$U_p = 10U_{ca} \left(1 + \frac{2 \cdot 2000 + 6 \cdot 1978,1}{1000} \right) = 34.412,0 \text{ V}$$

Donde:

- R_{a1} : Resistencia de superficies de material aislante, como resistencia del calzado se puede utilizar $R_{a1} = 2000 \Omega$
- ρ_s : Resistividad superficial aparente del terreno

Cálculos para obtener ρ_s :

$$\rho_s = \rho^* C_s = 3000 \cdot 0,6593 = 1978,1 \Omega\text{m}$$

$$C_s = 1 - 0,106 \left(\frac{1 - \frac{\rho}{\rho^*}}{2h + 0,106} \right) = 1 - 0,106 \left(\frac{1 - \frac{50}{3000}}{2 \cdot 0,1 + 0,106} \right) = 0,6593$$

Donde:

- C_s : coeficiente reductor de resistividad de la capa superficial
- ρ : resistividad del terreno natural ($\Omega \cdot \text{m}$)
- ρ^* : resistividad de la capa superficial ($\Omega \cdot \text{m}$)
- h : espesor de la capa superficial (0,1 m)

Para el cálculo de la resistencia de las distintas configuraciones el MIE.RAT-13 define las fórmulas de la Tabla 24. Sin embargo, el IEEE 80-2000 recomienda utilizar las ecuaciones de Schwarz, que generan un resultado más fiel en el cálculo de la resistencia de mallas con picas. Por ello, se emplearán las ecuaciones de la Figura 5 para calcular la resistencia de la malla.

Tabla 3	
Tipo de electrodo	Resistencia en ohmios
Placa enterrada profunda -	$R = 0,8 \cdot \frac{\rho}{P}$
Placa enterrada superficial -	$R = 1,6 \cdot \frac{\rho}{P}$
Pica vertical -	$R = \frac{\rho}{L}$
Conductor enterrado horizontalmente -	$R = \frac{2\rho}{L}$
Malla de tierra -	$R = \frac{\rho}{4r} + \frac{\rho}{L}$

siendo:

R = resistencia de tierra del electrodo en Ω .
 ρ = resistividad del terreno de Ωm .
 P = perímetro de la placa en metros.
 L = longitud en metros de la pica o del conductor, y en malla la longitud total de los conductores enterrados.
 r = radio en metros de un círculo de la misma superficie que el área cubierta por la malla.

Tabla 24: Resistencia a tierra del electrodo (RAT-13)

Según UNE, IEEE Std. 80-2000

Ecuaciones de Schwarz; Cálculo de la Resistencia considerando adicionales (picas, placas, etc.)

Resistencia combinada (Malla + Picas):
$$R_{combinada} = \frac{R_1 \cdot R_2 + R_m^2}{R_1 + R_2 - 2R_m} (\Omega)$$

Resistencia de tierra de la malla (R1):
$$R_1 = \frac{\rho}{\pi \cdot L_m} \cdot \left[\ln \left(\frac{2L_m}{a'} \right) + \frac{K_1 \cdot L_m}{\sqrt{A}} - K_2 \right] (\Omega)$$

Resistencia de tierra de las picas (R2):
$$R_2 = \frac{\rho}{2\pi \cdot n_p \cdot L_p} \cdot \left[\ln \left(\frac{4L_p}{b} \right) - 1 + \frac{2K_1 \cdot L_p}{\sqrt{A}} \cdot (\sqrt{n_p} - 1)^2 \right] (\Omega)$$

Resistencia mutua (Rm):
$$R_m = \frac{\rho}{\pi \cdot L_m} \cdot \left[\ln \left(\frac{2L_m}{L_p} \right) + \frac{K_1 \cdot L_m}{\sqrt{A}} - K_2 + 1 \right] (\Omega)$$

Figura 5: Ecuaciones de Schwarz

Donde:

- L_m : Longitud total de todos los conductores de la malla (374 m)
- L_p : Longitud de pica en (2 m)
- n_p : Número de picas (4)
- d_c : diámetro de conductor (9,44 mm)
- $a' = \sqrt{d_c h} = \sqrt{9,44 \cdot 10^{-3} * 1}$
- b : radio de pica (7 mm)
- d_c : Diámetro del conductor de la malla en m

$$K_1 = -0,05 \frac{L_x}{L_y} + 1,2 = 1,114$$

$$K_2 = 0,1 \frac{L_x}{L_y} + 4,68 = 4,851$$

- L_x : Longitud de la malla (24 m)
- L_y : Ancho de la malla (14 m)
- A : Área de la malla (336 m²)

Cálculos de la resistencia:

- R_1 :

$$R_1 = \frac{\rho}{\pi \cdot L_m} \left[\ln \left(\frac{2 \cdot L_m}{a'} \right) + \frac{K_1 \cdot L_m}{\sqrt{A}} - K_2 \right]$$

$$R_1 = \frac{50}{\pi \cdot 374} \left[\ln \left(\frac{2 \cdot 374}{0,0971} \right) + \frac{1,114 \cdot 374}{\sqrt{336}} - 4,851 \right]$$

$$R_1 = 1,14 \, \Omega$$

- R_2 :

$$R_2 = \frac{\rho}{2\pi \cdot n_p \cdot L_p} \left[\ln \left(\frac{4 \cdot L_p}{b} \right) - 1 + \frac{2 \cdot K_1 \cdot L_p}{\sqrt{A}} (\sqrt{n_p} - 1)^2 \right]$$

$$R_2 = \frac{50}{2\pi \cdot 4 \cdot 2} \left[\ln \left(\frac{4 \cdot 2}{7 \cdot 10^{-3}} \right) - 1 + \frac{2 \cdot 1,114 \cdot 2}{\sqrt{336}} (\sqrt{4} - 1)^2 \right]$$

$$R_2 = 6,25 \, \Omega$$

- R_m

$$R_m = \frac{\rho}{\pi \cdot L_m} \left[\ln \left(\frac{2 \cdot L_m}{L_p} \right) + \frac{K_1 \cdot L_m}{\sqrt{A}} - K_2 + 1 \right]$$

$$R_m = \frac{50}{\pi \cdot 374} \left[\ln \left(\frac{2 \cdot 374}{2} \right) + \frac{1,114 \cdot 374}{\sqrt{336}} - 4,851 + 1 \right]$$

$$R_m = 1,05 \, \Omega$$

- R_{comb}

$$R_{PaT} = R_{comb} = \frac{R_1 R_2 + R_m^2}{R_1 + R_2 - 2R_m} = \frac{1,14 \cdot 6,25 + 1,05^2}{1,14 + 6,25 - 1,05}$$

$$R_{PaT} = 1,56 \, \Omega$$

Una vez calculada, se evalúa si la red cumple con los requisitos de seguridad. Es decir sus tensiones de paso y contacto son inferiores a las tensiones admisibles. Se continua aplicando las recomendaciones de la IEEE 80-2000. Estas son:

- Tensión de paso teórica (E_s):

$$E_s = \rho \cdot K_s \cdot K_i \cdot \left(\frac{I_g}{L_M} \right) = 50 \cdot 0,424 \cdot 2,13 \cdot \left(\frac{6437,2}{452,3} \right) = 1009,86 \text{ V}$$

- Factor de geometría de la malla (K_i):

$$K_i = 0,644 + 0,148 \cdot n = 2,13$$

- n: factor geométrico, calculado como

$$n = n_a \cdot n_b \cdot n_c \cdot n_d = 10,02$$

- $n_a = \frac{2 \cdot L_c}{L_p} = \frac{2 \cdot 374}{76} = 9,84$

- $n_b = \sqrt{\frac{L_p}{4 \cdot \sqrt{A}}} = \sqrt{\frac{76}{4 \cdot \sqrt{336}}} = 1,018$

- L_p : perímetro de la malla (76 m)

- L_c : longitud total de conductor horizontal enterrado (374 m)

- n_c y n_d son 1 para redes rectangulares

- Factor de espaciamiento de la malla para V_c (K_s):

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

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2 \cdot 1} + \frac{1}{2+1} + \frac{1}{2} \cdot (1 - 0,5^{10,02-2}) \right] = 0,424$$

- D: máxima separación entre conductores horizontales de la malla (2 m)
- h: profundidad de los conductores (1 m)

- L_s :

$$L_s = 0,75 \cdot L_C + 0,85 \cdot L_R = 287,3$$

- L_R es la longitud de todas las picas (8 m)

- $I_g = I_E = r \cdot 3I_0 = 6437,2A$

- r es el factor de reducción (para neutro rígido a tierra)
- $r = 0,7$ para $U_n > 100kV$
- Se supondrá $3I_0 = I_{cc} = 9196 A$

- Tensión de contacto teórica (E_m):

$$E_m = \rho \cdot K_m \cdot K_i \cdot \left(\frac{I_g}{L_m} \right) = 50 \cdot 0,515 \cdot 2,13 \cdot \left(\frac{6437,2}{389} \right) = 907,05 V$$

- Factor de espaciamiento de la malla para V_p (K_m):

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \left[\ln \left[\frac{D^2}{16 \cdot h \cdot d} + \frac{(D + 2 \cdot h)^2}{8 \cdot D \cdot h} - \frac{h}{4 \cdot d} \right] + \frac{K_{ii}}{K_h} \ln \left[\frac{8}{\pi(2 \cdot n - 1)} \right] \right]$$

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \left[\ln \left[\frac{2^2}{16 \cdot 1 \cdot 9,44 \cdot 10^{-3}} + \frac{(2 + 2 \cdot 1)^2}{8 \cdot 2 \cdot 1} - \frac{1}{4 \cdot 9,44 \cdot 10^{-3}} \right] + \frac{1}{\sqrt{2}} \ln \left[\frac{8}{\pi(2 \cdot 10,02 - 1)} \right] \right]$$

$$K_m = 0,515$$

- Factor de ubicación de los electrodos pica (K_{ii})
- $K_{ii}=1$; Para mallas con picas a lo largo de todo el perímetro o en las esquinas o además repartidas por toda la malla
- Factor de profundidad de soterramiento (K_h)

$$K_h = \sqrt{1 + h} = \sqrt{2}$$

- L_m : Para malla con picas en las esquinas o repartidas por el perímetro

$$L_m = L_C + L_R \cdot \left[1,55 + 1,22 \cdot \left(\frac{L_R}{\sqrt{L_x^2 + L_y^2}} \right) \right]$$

$$L_m = 374 + 8 \cdot \left[1,55 + 1,22 \cdot \left(\frac{8}{\sqrt{24^2 + 14^2}} \right) \right]$$

$$L_m = 389$$

Se comprueba que los resultados cumplen los requisitos:

$E_m < U_c$
907,05 < 1.013,3 V
$E_s < U_p$
1009,86 V < 34.412,0 V

Tabla 25: Comprobación de tensiones de paso y contacto

ANEXO III: CATÁLOGOS

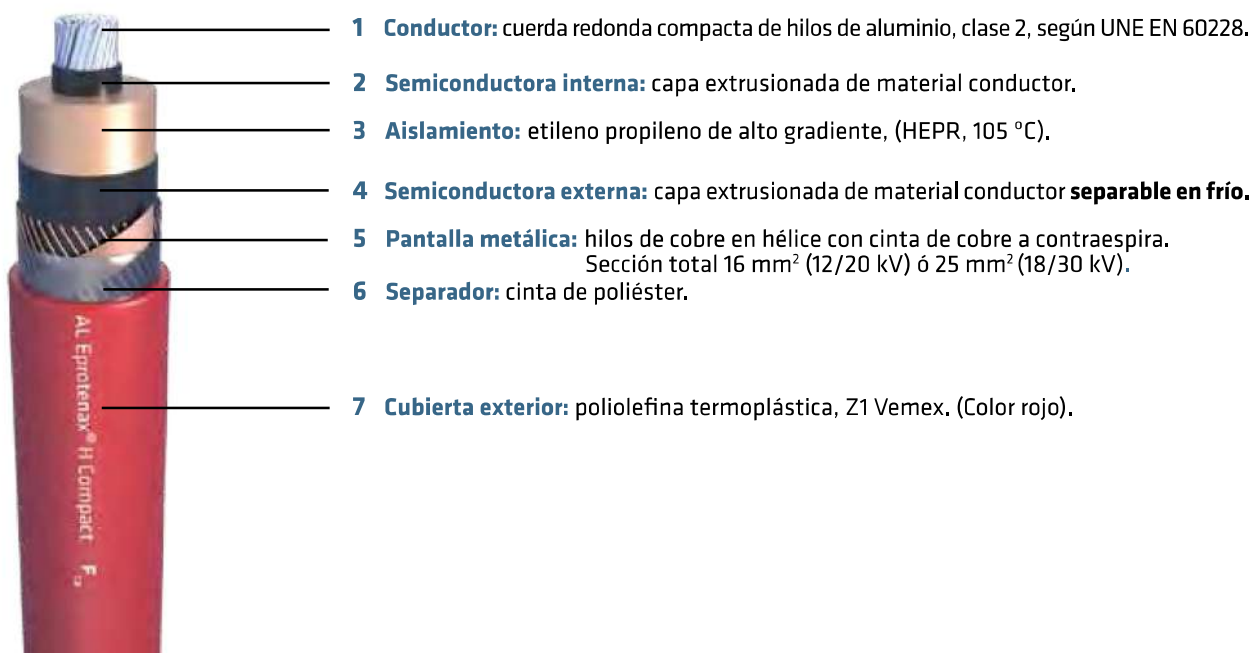
CABLE AL EPROTENAX H COMPACT 12/20 kV, 18/30 kV

ESTRUCTURA DEL CABLE NORMALIZADO POR IBERDROLA

Tipo: AL HEPRZ1
Tensión: 12/20 kV, 18/30 kV
Norma de diseño: UNE HD 620-9E

(Los cables satisfacen los ensayos establecidos en la norma IEC 60502-2).

Composición:



AL EPROTENAX H COMPACT

AL HEPRZ1 (NORMALIZADO POR IBERDROLA)

Tensión asignada: 12/20 kV, 18/30 kV
 Norma diseño: UNE-HD 620-9E
 Designación genérica: AL HEPRZ1



CARACTERÍSTICAS Y ENSAYOS



LIBRE DE HALÓGENOS
 EN 60754-1
 IEC 60754-1



REDUCIDA EMISIÓN DE GASES TÓXICOS
 EN 60754-2
 IEC 60754-2



BAJA OPACIDAD DE HUMOS
 EN 61034-2
 IEC 61034-2



DESCÁRGATE
 la DoP (Declaración de
 Prestaciones) en este código QR.
www.prysmianclub.es/cprblog/DoP



Nº DoP 1003884



ALTA RESISTENCIA A LA ABSORCIÓN DE AGUA



RESISTENCIA AL FRÍO



RESISTENCIA A LOS RAYOS ULTRAVIOLETA



CAPA SEMICONDUCTORA EXTERNA PELABLE EN FRÍO Mayor facilidad de instalación de terminales, empalmes o conectores separables. Instalación más segura al ejecutarse más fácilmente con corrección.

TRIPLE EXTRUSIÓN Capa semiconductora interna, aislamiento y capa semiconductora externa se extruyen en un solo proceso. Mayor garantía al evitarse deterioros y suciedad en las interfases de las capas.

AISLAMIENTO RETICULADO EN CATENARIA Mejor reticulación de las cadenas poliméricas. Mayor vida útil.

CUBIERTA VEMEX Mayor resistencia a la absorción de agua, al rozamiento y abrasión, a los golpes, al desgarro, mayor facilidad de instalación en tramos tubulares, mayor seguridad de montaje. Resistencia a los rayos uva.

GARANTÍA ÚNICA PARA EL SISTEMA Posibilidad de instalación con accesorios Prysmian (terminales, empalmes, conectores separables).

MAYOR INTENSIDAD ADMISIBLE Por mayor temperatura de servicio gracias al aislamiento de HEPR (105 °C frente a 90 °C del XLPE).

MENOR DIÁMETRO EXTERIOR Mayor facilidad de instalación por su mayor flexibilidad y menores peso y diámetro que redunda en un menor coste de la línea eléctrica.

FORMULACIÓN DE AISLAMIENTO PRYSMIAN Mayor vida útil gracias a la formulación propia basada en la amplia experiencia de Prysmian.

EXCELENTE COMPORTAMIENTO FRENTE A LA ACCIÓN DEL AGUA Gracias a su aislamiento de goma HEPR de formulación Prysmian.

NORMALIZADO POR IBERDROLA

- Temperatura de servicio: -25 °C, + 105 °C,
- Ensayo de tensión alterna durante 5 min. (tensión conductor-pantalla): 42 kV (cables 12/20 kV), 63 kV (cables 18/30 kV).
- Los cables satisfacen los ensayos establecidos en la norma IEC 60502-2.

Prestaciones frente al fuego en la Unión Europea:

- Clase de reacción al fuego (CPR): **Fca**.
- Requerimientos de fuego: EN 50575:2014 + A1:2016.
- Clasificación respecto al fuego: EN 13501-6.
- Aplicación de los resultados: CLC/TS 50576.

Normativa de fuego también aplicable a países que no pertenecen a la Unión Europea:

- Libre de halógenos: EN 60754-1; EN 60754-1.
- Reducida emisión de gases tóxicos: EN 60754-2; IEC 60754-2.
- Baja opacidad de humos: EN 61034-2; IEC 61034-2.

AL EPROTENAX H COMPACT

AL HEPRZ1 (NORMALIZADO POR IBERDROLA)

Tensión asignada: 12/20 kV, 18/30 kV
 Norma diseño: UNE-HD 620-9E
 Designación genérica: AL HEPRZ1



CONSTRUCCIÓN

CONDUCTOR

Metal: cuerda redonda compacta de hilos de aluminio.

Flexibilidad: clase 2, según UNE-EN 60228

Temperatura máxima en el conductor: 105 °C en servicio permanente, 250 °C en cortocircuito.

SEMICONDUCTORA INTERNA

Capa extrusionada de material conductor.

AISLAMIENTO

Material: etileno propileno de alto módulo (HEPR, 105 °C). **Espesor reducido.**

SEMICONDUCTORA EXTERNA

Capa extrusionada de material semiconductor **separable en frío.**

PANTALLA METÁLICA

Material: hilos de cobre en hélice con cinta de cobre a contraespira. Sección total 16 mm² (12/20 kV) ó 25 mm² (18/30 kV).

SEPARADOR

Cinta de poliéster.

CUBIERTA EXTERIOR

Material: poliolefina termoplástica, Z1 Vemex.

Color: rojo.

DATOS TÉCNICOS

CARACTERÍSTICAS DIMENSIONALES

1 x SECCIÓN CONDUCTOR (Al) / SECCIÓN PANTALLA (Cu) (mm²)	Ø NOMINAL AISLAMIENTO* (mm)	ESPESOR AISLAMIENTO (mm)	Ø NOMINAL EXTERIOR* (mm)	ESPESOR CUBIERTA (mm)	PESO APROXIMADO (kg/km)	RADIO DE CURVATURA ESTÁTICO (POSICIÓN FINAL) (mm)	RADIO DE CURVATURA DINÁMICO (DURANTE TENDIDO) (mm)
12/20 kV							
1 x 50/16	18,1	4,5	25,8	2,5	780	387	516
1 x 95/16 (1)	20,9	4,3	28,6	2,7	960	429	572
1 x 150/16 (1)	23,8	4,3	32	3	1200	480	640
1 x 240/16 (1)	28	4,3	36	3	1600	540	720
1 x 400/16 (1)	33,2	4,3	41,3	3	2130	620	826
1 x 630/16	41,5	4,5	49,5	2,7	3130	743	990
18/30 kV							
1 x 95/25 (1)	25,7	6,7	34,4	3	1330	516	688
1 x 150/25 (1)	27,6	6,2	36,3	3	1500	545	726
1 x 240/25 (1)	31,8	6,2	40,4	3	1900	606	808
1 x 400/25 (1)	37	6,2	45,7	3	2550	686	914
1 x 630/25 (1)	45,3	6,4	53,4	3	3600	801	1068

(1) Secciones homologadas por la compañía Iberdrola.

(*) Valores aproximados (sujetos a tolerancias propias de fabricación).

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS

	12/20 kV	18/30 kV
Tensión nominal simple, U ₀ (kV)	12	18
Tensión nominal entre fases, U (kV)	20	30
Tensión máxima entre fases, U _m (kV)	24	36
Tensión a impulsos, U _p (kV)	125	170
Temperatura máxima admisible en el conductor en servicio permanente (°C)	105	
Temperatura máxima admisible en el conductor en régimen de cortocircuito (°C)	250	

AL EPROTENAX H COMPACT

AL HEPRZ1 (NORMALIZADO POR IBERDROLA)

Tensión asignada: 12/20 kV, 18/30 kV
 Norma diseño: UNE-HD 620-9E
 Designación genérica: AL HEPRZ1



DATOS TÉCNICOS

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS

1 x SECCIÓN CONDUCTOR (Al) / SECCIÓN PANTALLA (Cu) (mm ²)	INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE BAJO EL TUBO Y ENTERRADO* (A)	INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE DIRECTAMENTE ENTERRADO* (A)	INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE AL AIRE** (A)	INTENSIDAD MÁXIMA DE CORTOCIRCUITO EN EL CONDUCTOR DURANTE 1s (A)	INTENSIDAD MÁXIMA DE CORTOCIRCUITO EN LA PANTALLA DURANTE 1s*** (A)	
	12/20 kV y 18/30 kV	12/20 kV y 18/30 kV	12/20 kV y 18/30 kV	12/20 kV y 18/30 kV	12/20 kV (pant, 16 mm ²)	18/30 kV (pant, 25 mm ²)
1 x 50/16	135	145	180	4700	3130	4630
1 x 95/16 (1)	200	215	275	8930	3130	4630
1 x 150/16 (1)	255	275	360	14100	3130	4630
1 x 240/16 (1)	345	365	495	22560	3130	4630
1 x 400/16 (1)	450	470	660	37600	3130	4630
1 x 630/16 (2)	590	615	905	59220	3130	4630

(1) Secciones homologadas por la compañía Iberdrola en 12/20 kV y 18/30 kV.

(2) Sección homologada por la compañía Iberdrola en 18/30 kV.

(*) Condiciones de instalación: una terna de cables enterrado a 1 m de profundidad, temperatura de terreno 25 °C y resistividad térmica 1,5 K·m/W.

(**) Condiciones de instalación: una terna de cables al aire (a la sombra) a 40 °C.

(***) Calculado de acuerdo con la norma IEC 60949.

1 x SECCIÓN CONDUCTOR (Al) / SECCIÓN PANTALLA (Cu) (mm ²)	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR A T 20 °C (Ω/km)	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR A T MAX (105 °C) (Ω/km)	REACTANCIA INDUCTIVA (Ω/km)		CAPACIDAD μF/km	
	12/20 kV y 18/30 kV	12/20 kV y 18/30 kV	12/20 kV	18/30 kV	12/20 kV	18/30 kV
1 x 50/16	0,641	0,861	0,132	0,217	0,147	0,147
1 x 95/16 (1)	0,320	0,430	0,118	0,129	0,283	0,204
1 x 150/16 (1)	0,206	0,277	0,110	0,118	0,333	0,250
1 x 240/16 (1)	0,125	0,168	0,102	0,109	0,435	0,301
1 x 400/16 (1)	0,008	0,105	0,096	0,102	0,501	0,367
1 x 630/16 (2)	0,047	0,0643	0,090	0,095	0,614	0,095

(1) Secciones homologadas por la compañía Iberdrola en 12/20 kV y 18/30 kV.

(2) Sección homologada por la compañía Iberdrola en 18/30 kV

NOTA: valores obtenidos para una terna de cables en contacto y al tresbolillo.

Gama CBGS-0

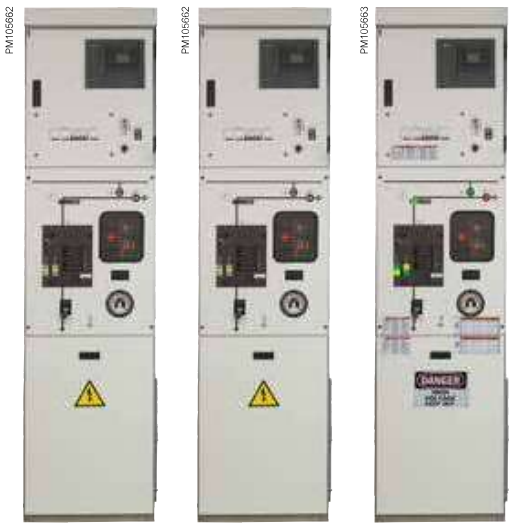
Cada conjunto CBGS-0 se compone de diversas unidades funcionales (celdas) ensambladas entre sí.

Cada unidad funcional contiene todos los elementos necesarios para realizar su función.

Las diferentes celdas (unidades funcionales) están interconectadas mediante un sistema de embarrado con aislamiento sólido apantallado en el exterior de la cuba de SF6. Las bandejas de los cables de conexión internos de Baja Tensión se ubican en la parte superior de la celda, sobre el cajón de baja tensión.

		IEC		ANSI		
Tensión nominal		(kV)	24	36	27	38
Nivel de aislamiento	A frecuencia industrial, 50Hz	(kV rms)	50	70	60	80
	A onda de choque tipo rayo	(kV cresta)	125	170	125	170
Intensidad nominal	Embarrado	(A)	1250 / 1600 / 2000		1200 / 2000	
	Derivaciones	(A)	630 / 1250 / 1600 / 2000		600 / 1200 / 2000	
Intensidad nominal de corte		(kA)	25 / 31.5			
Capacidad de cierre en cortocircuito		(kA cresta)	65 / 82			
Intensidad nominal de corta duración		(kA-3 s)	Max 25 / 31.5			
Resistencia frente a arcos internos (opcional)	(AFL o AFLR)	(kA-1 s)	31.5			
Presión nominal relativa de gas SF6 a 20°C		(bar)	0.30			
Grado de protección	Compartimento de AT			IP65		
	Compartimento de BT			IP3X - IP41		

3 variantes de celda (IEC, RAIL, ANSI)



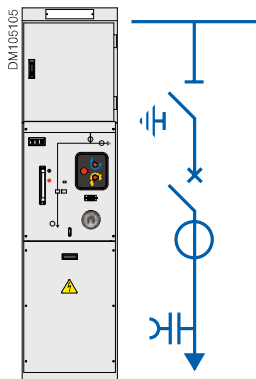
Estructura de la celda CBGS-0

Cada celda es un conjunto de paneles (RAL 9002), chapas y bastidores de metal. Todos están puestos a tierra según la definición de «envolvente de metal» y cumplen con los requisitos de la norma IEC 62271-200.

- **El compartimento (cajón) de baja tensión**, separado de la zona de Media Tensión, está ubicado en la parte superior de la celda y contiene relés y el resto de elementos de protección y control auxiliares de Baja Tensión.
- **El embarrado principal**, aislado en silicona, apantallado y conectado a tierra, está ubicado en la parte trasera superior de la celda, fuera del compartimento de SF6.
- **El compartimento del interruptor automático (cuba de SF6)** está ubicado en la parte central de la celda. Los cables de potencia y el sistema de embarrado se conectan a este mediante pasatapas.
- **El compartimento de conexión de cables de Media Tensión** está ubicado en la parte inferior de la celda, con acceso por la parte frontal.

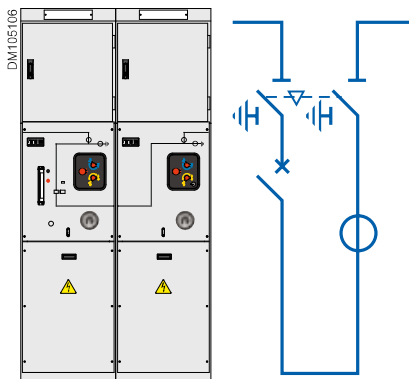
Descripción general: elección de las unidades funcionales

Protección de transformador / línea



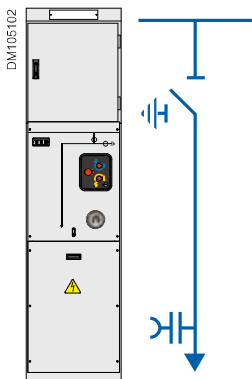
Tensión nominal (kV)	24 / 36
Intensidad nominal (barras) (A)	1250 / 1600 / 2000
Intensidad nominal derivaciones (A)	630 / 1250 / 1600 / 2000
Corr. corta duración admisible 3 s (kA)	25 - 31.5

Acoplamiento - Remonte



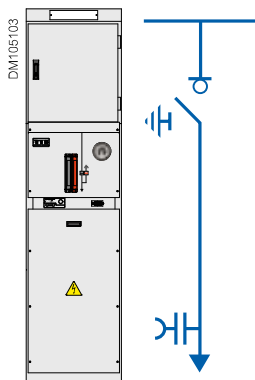
Tensión nominal (kV)	24 / 36
Intensidad nominal (barras) (A)	1250 / 1600 / 2000
Intensidad nominal derivaciones (A)	1250 / 1600 / 2000
Corr. corta duración admisible 3 s (kA)	25 - 31.5

Celda de unión / seccionador



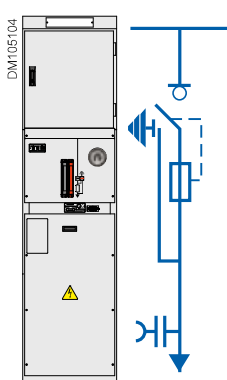
Tensión nominal (kV)	24 / 36
Intensidad nominal (barras) (A)	1250 / 1600 / 2000
Intensidad nominal derivaciones (A)	630 / 1250 / 1600 / 2000
Corr. corta duración admisible 3 s (kA)	25 - 31.5

Interruptor - seccionador



Tensión nominal (kV)	24 / 36
Intensidad nominal (barras) (A)	1250 / 1600 / 2000
Intensidad nominal derivaciones (A)	630
Corr. corta duración admisible 3 s (kA)	25

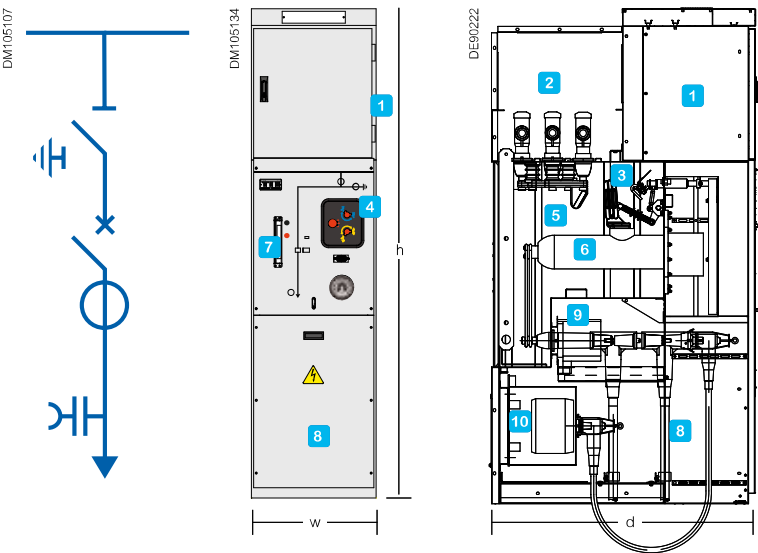
Interruptor seccionador con fusibles



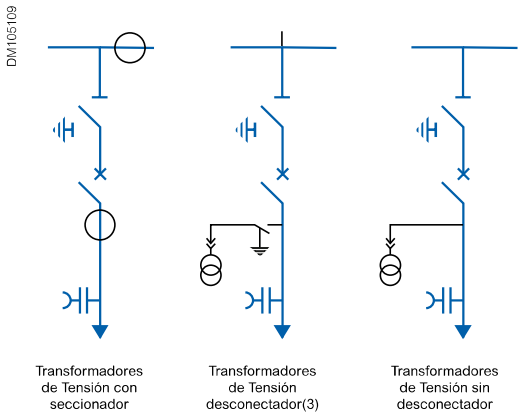
Tensión nominal (kV)	24 / 36
Intensidad nominal (barras) (A)	1250 / 1600 / 2000
Intensidad nominal derivaciones (A)	200 (limited by the fuse)
Corr. corta duración admisible 3 s (kA)	Limited by the fuse

Protección de transformador / línea

- 1 Celda de Baja Tensión
- 2 Embarrado principal
- 3 Seccionador de tres posiciones (Cerrado-Abierto-Listo para conectar a tierra)
- 4 Mecanismo operativo del seccionador
- 5 Cuba principal (acero inoxidable de 2,5 mm) llena con gas SF6, sellada de por vida
- 6 Interruptor automático
- 7 Mecanismo operativo del interruptor automático
- 8 Compartimento de los cables de potencia
- 9 Transformadores de Intensidad (opcionales)
- 10 Transformadores de Tensión (opcionales)



Transformadores de Medida

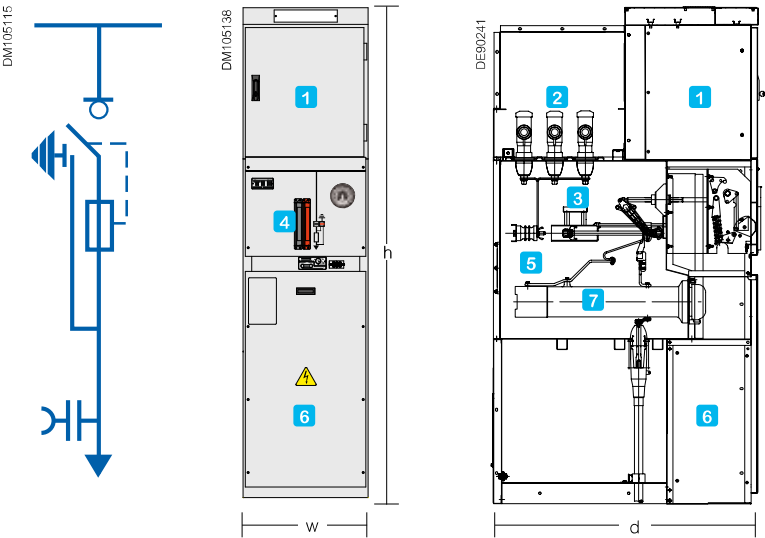


		IX-S	
Tensión nominal	kV	24	36
Nivel de aislamiento nominal	kV rms - 1 min	50	70
	kV impulso 1.2/50 ms	125	170
Intensidad nominal (barras)	A	1250	●
		1600	●
		2000	●
Intensidad nominal (derivaciones)	A	630	●
		1250	●
		1600	●
		2000	●
Capacidad de interrupción	kA	25/31.5	
Corr. corta duración admisible	kA 3s	25/31.5	
(An) Ancho	mm	600 ⁽²⁾	
(Al) Altura	mm	2350 ⁽¹⁾	
(P) Profundidad	mm	1400 (AFLR)	
Peso aproximado 1250 A	kg	725	
Peso aproximado 2000 A	kg	1020	

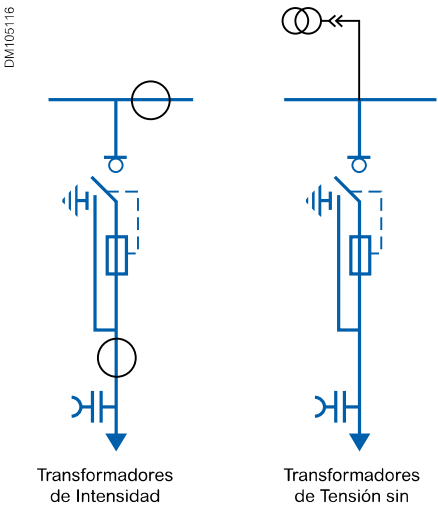
(1) 2380 mm aprox. con transformadores de tensión para barras de 2000 A
(2) 1200 mm de ancho para celdas de 2000 A
(3) Consultar

Interrupor seccionador con fusibles

- 1 Cajón de Baja Tensión
- 2 Sistema general de barras colectoras
- 3 Seccionador-interruptor de tres posiciones (Cerrado-Abierto-Puesto a tierra)
- 4 Mecanismo operativo del interruptor-seccionador
- 5 Cuba principal (acero inoxidable de 2,5 mm) llena con gas SF6, sellada de por vida
- 6 Compartimento de los cables de potencia
- 7 Portafusibles



Transformadores de Medida



		AS-S	
Tensión nominal	kV	24	36
Nivel de aislamiento nominal	kV rms - 1 min	50	70
	kV impulso 1.2/50 ms	125	170
Intensidad nominal (barras)	A	1250	●
		1600	●
		2000	●
Intensidad nominal (derivaciones)	A	Acc. to fuse	
Capacidad de interrupción	kA	Acc. to fuse	
Corr. corta duración admisible	kA 3s	Acc. to fuse	
(An) Ancho	mm	600	
(Al) Altura	mm	2350 ⁽¹⁾	
(P) Profundidad	mm	1250	
Peso aproximado	kg	420	

(1) 2380 mm aprox. con Transformadores de Tensión para barras de 2000 A

El uso de las celdas CBGS-0 permite optimizar al máximo el espacio necesario. El ahorro de espacio es de aproximadamente un 50% (24 kV) y un 70% (36 kV) en comparación con las soluciones tradicionales con aislamiento en aire.

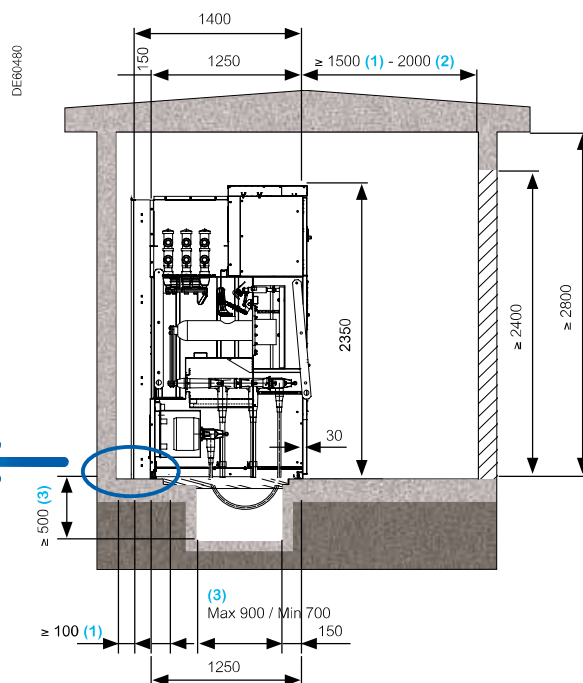
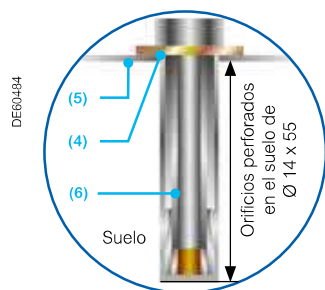
- Peso por celda: de 450 hasta 650 kg.
- Todas las cifras indicadas son valores mínimos.
- Cotas en mm

Para más información, consulta el Manual de instrucciones.

Disposición en subestación

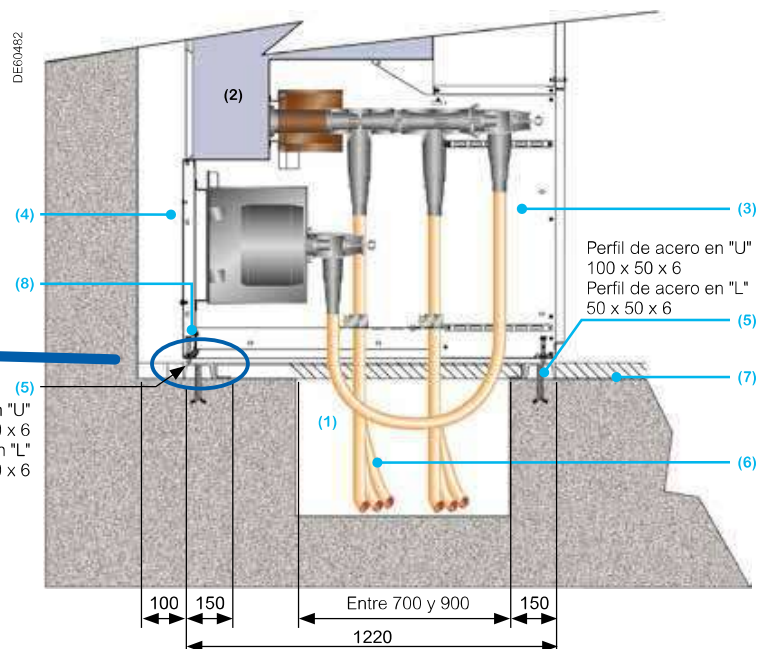
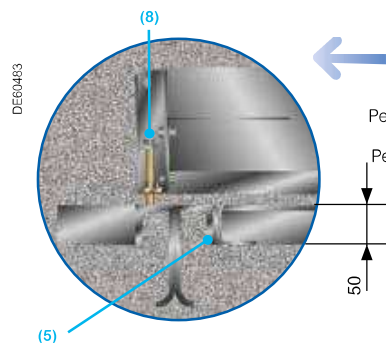
- 1 Distancia mínima requerida para el funcionamiento
- 2 Distancia necesaria para extraer la unidad funcional de la celda sin mover el resto de unidades
- 3 Dimensiones de la zanja según las características de los cables utilizados (radio de curvatura mínimo del cable)
- 4 Arandela
- 5 Placa base de la celda
- 6 Tornillo expansor

Detalle del anclaje de la celda



Detalle de nivelación de la celda

- 1 Zanja continua
- 2 Celda
- 3 Pasillo anterior mínimo de maniobra (1500 mm)
- 4 Zona de alivio en caso de sobrepresión de SF6 (100 mm)
- 5 Bastidor (perfil) de sujeción y anclaje anterior
- 6 Zona de salida de los cables de MT
- 7 Terrazo
- 8 Tornillo Allen M12 x 75 DIN 912 para nivelación de la celda





High-voltage
hybrid switchgear

HITACHI
Inspire the Next

High Voltage Products

PASS – Plug And Switch System



High-voltage hybrid switchgear

Compact switchgear fully assembled and high-voltage tested in factory, for rapid installation and energization.

Bushings

Composite bushings, explosion proof and resistant to pollution.

Cable termination

PASS can make use of cables instead of bushings.

Circuit-breaker

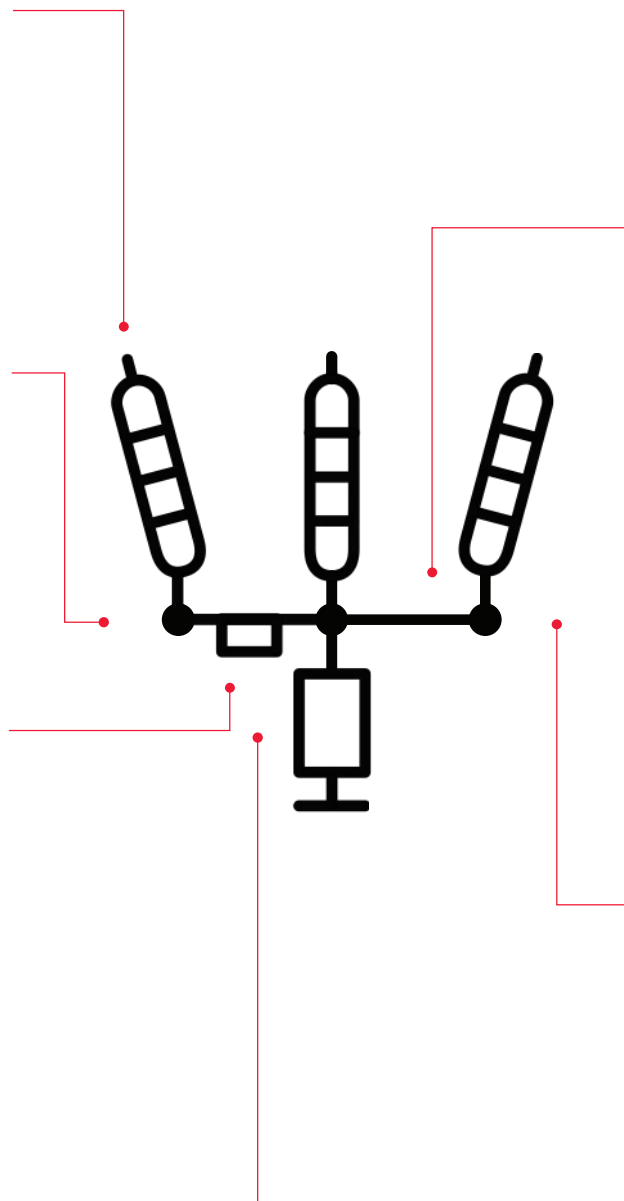
The circuit-breaker is a single-break interrupter that operates by means of the self-blast principle.

Circuit-breaker drive

PASS is equipped with a conventional spring drive or with motor drive, a digitally controlled servomotor that drives the contacts of a high-voltage circuit-breaker with the highest precision.

Local control cubicle (LCC)

Metallic case hosting all the auxiliary electrical units required for local command input and signaling purposes.



Combined disconnectors/earthing switch

The gas-insulated combined DS/ES makes interlocking simple and intrinsically safe.

Current transformer

PASS is equipped with current transformers. Several combinations of cores for protection and measurement purposes with different loads are available.

Voltage transformer

PASS is equipped with conventional gas-insulated voltage transformers.

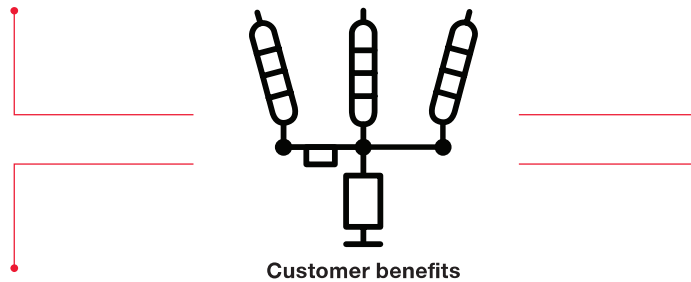
Customer benefits and technical ratings



Space-saving design: each PASS module is equivalent to a complete switchgear bay, with function integration that leads to a footprint reduction up to 60 percent compared to traditional solutions and minimizes costs for civil works.



High level of flexibility, with unlimited configurations like single busbar, double busbar, double-circuit breaker, H-configured switchgear are available together with other customized configurations, allowing the best solution for each specific customer's needs.



Fast erection and commissioning, it is made possible being PASS fully assembled and tested at factory and directly transported to the customer's site without the need to disassemble any key component, which saves time and costs for on-site high-voltage tests.



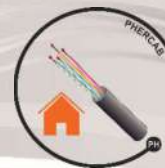
High reliability and high substation availability, are achieved thanks to the design that protects all critical functions in gas insulated housings, eliminating the adverse ageing effect of the surrounding environment.

Technical ratings – PASS		M00	M00	M0	M0	M0S	M0S
Rated voltage	kV	72.5	100	145	170	245	420
Rated short-duration power-frequency withstand voltage	kV	140	185	275	325	460	650
Rated lightning impulse withstand voltage	kV	350	450	650	750	1050	1425
Rated switching impulse withstand voltage		-	-	-	-	-	1050
Rated frequency	Hz	50/60	50	50/60	50/60	50/60	50/60
Rated continuous current	A	2000/3150	2000/3150	3150	3150	4000	5000
Rated short-time withstand current	kA	31.5/40	20/31.5	40/63	40/50	50/40	63
Rated peak withstand current	kA	80/104	50/79	104/164	104/125	125/104	164
Rated duration of short circuit	s	3	3	3/1	3	3	3
Circuit-breaker operation		SPO/TPO	SPO/TPO	SPO/TPO	SPO/TPO	SPO	SPO

Terms: SPO: single-pole operated | TPO: three-pole operated

Fibra Óptica para exterior

Unitubo / Holgada / Armada Fleje acero corrugado
Cubierta exterior Polietileno 3.000 N – CPR Fca



1.- Construcción según:	VDE: A-D(ZN)(SR)2Y				
2.- Tipo de fibra:	250 µm				
3.- Formación:	Holgada				
4.- Nº de fibras admisibles:	Hasta 24 fibras				
5.- Tipo de fibras:	OM1 62,5/125	OM2 50/125	OM3 50/125	OM4 50/125	OS1/OS2 9/125
6.- Tubo interior:	Poliéster relleno de gel bloqueante del agua				
7.- Identificador de las fibras:	Coloreadas según norma IEC 60304				
8.- Ø tubo interior (Loose tube)	(Loose tube) desde 4 y hasta 16 fibras = 2,8 mm				
	(Loose tube) desde 16 y hasta 24 fibras = 3,5 mm				
9.- Refuerzo interior:	Hilos de Fibras de vidrio				
10.- Protección interior:	Armadura de acero corrugado				
11.- Espesor de armadura:	0,15 mm				
12.- Cubierta exterior:	Polietileno MDPE – IEC 60811, IEC 60708				
13.- Ø cubierta exterior:	De 4 a 24 fibras = 8,5 mm				
14.- Espesor nominal de la cubierta:	1,5 mm				
15.- Color cubierta:	Negro				

Propiedades Físicas (Según método de test IEC 60794-1-1)	Normativa	De 4 a 24 FO
Diámetro exterior (Nominal):	-	8,5 mm
Peso del cable (Nominal):	-	75
Radio de curvatura mínimo instalado:	IEC 60794-1-1-E11	R= 85 mm
Radio de curvatura mínimo en instalación:		R=170 mm
Temperatura de instalación:	IEC 60794-1-1-F1	-40 / +70
Temperatura de funcionamiento:	IEC 60794-1-1-F1	-40 / +70
Resistencia a la tracción:	IEC 60794-1-1-E1	3000 N (fibre strain ≤ 0.6%)
Resistencia a la tracción permanente:	IEC 60794-1-1-E1	1000 N (fibre strain ≤ 0.2%)
Resistencia al aplastamiento:	IEC 60794-1-1-E3	2.200 N
Resistencia al impacto	IEC 60794-1-1-E4	30 Nm
Estanqueidad longitudinal:	IEC 794-1-F5B	Cumple

Codificación fibras			
1	Rojo	13	Amarillo + Negro cada 70 mm
2	Verde	14	Blanco + Negro cada 70 mm
2	Azul	15	Gris + Negro cada 70 mm
4	Amarillo	16	Turquesa + Negro cada 70 mm
5	Blanco	17	Naranja + Negro cada 70 mm
6	Gris	18	Rosa + Negro cada 70 mm
7	Marrón	19	Amarillo + Negro cada 35 mm
8	Violeta	20	Blanco + Negro cada 35 mm
9	Turquesa	21	Gris + Negro cada 35 mm
10	Negro	22	Turquesa + Negro cada 35 mm
11	Naranja	23	Naranja + Negro cada 35 mm
12	Rosa	24	Rosa + Negro cada 35 mm



Fibra Óptica para exterior

Unitubo / Holgada / Armada Fleje acero corrugado
Cubierta exterior Polietileno 3.000 N



Cables con fibras MM / Multimodo				
ISO/IEC 11801 / EN 50173	OM1	OM2	OM3	OM4
IEC 60793-2-10/ EN 60793-2-10	A1.b	A1.a.1	A1.a.2	A1.a.3
TIA/ANSI-492	AAAA	AAAB	AAAC	AAAD
Bandwidth OFL @ 850 nm [MHz · km] ≥	200	500	1500	3500
Bandwidth EMB @ 850 nm [MHz · km] ≥	-	-	2000	4700
Bandwidth OFL @ 1300 nm [MHz · km] ≥	600	500	500	500
Attenuation @ 850 nm [dB/km] ≤	3.2	2.7	3.0	3.0
Attenuation @ 1310 nm [dB/km] ≤	1.0	0.8	1.0	1.0
Bending loss R= 7.5 mm @ 850/1300 nm [db/2 turns]	-	0.2 / 0.5	0.2 / 0.5	0.2 / 0.5
Bending loss R= 15 mm @ 850/1300 nm ≤ [db/2 turns]	-	0.1 / 0.3	0.1 / 0.3	0.1 / 0.3
Bending loss R= 75 mm @ 850/1300 nm ≤ [db/100 turns]	0.5	-	-	-
Group index of refraction @850 nm	1.496	1.482	1.482	1.482
Group index of refraction @1300 nm	1.491	1.477	1.477	1.477
Numerical aperture	0.275	0.200	0.200	0.200
Link length 100BASE FX [m]	2000	2000	2000	2000
Link length 1000BASE SX [m]	275	550	1000	1100
Link length 1000BASE LX [m]	550	550	550	550
Link length 10GBASE SW/SR [m]	33	82	300	550
Link length 10GBASE LX4 [m]	300	300	300	300
Link length 40GBASE SR4 [m]	-	-	100	150
Link length 100GBASE SR10 [m]	-	-	100	150
Cables con fibras SM / Monomodo				
ISO/IEC 11801 / EN 50173	ESMF			
ITU	OS2			
IEC 60793-2-10/ EN 60793-2-10	G652.D			
	B.1.3			
Attenuation 1310 nm – 1625 nm [dB/km] ≤	0.39 / 0.36			
Attenuation @1550 nm [dB/km] ≤	0.25 / 0.23			
Bending loss R= 7.5 mm @ 1550 nm ≤ [db/turn]	0.05			
Bending loss R= 15 mm @ 1550 nm ≤ [db/10 turns]				
Bending loss R= 25 mm @ 1310/1550/1625 nm ≤ [db/100 turns]				
Group index of refraction @1310 nm	1.467			
Group index of refraction @1550 nm	1.468			
Link length 1000BASE LX	5000			
Link length 10GBASE L	10000			
Link length 10GBASE EW/ER	30000/40000			
Link length 40GBASE LR4	10000			
Link length 100GBASE ER4	10000			





Fibras ópticas multimodo de 50/125 micras de índice gradual. Estas fibras están diseñadas para ser utilizadas en 850, 953 y 1300 nm. Adecuadas para su uso en aplicaciones de cableado como las Redes de Área Local (LAN) con video, datos y voz, utilizando LED, VCSEL o Laser Fabry Perot.

Estas fibras cumplen o exceden los estándares G651.1 (OM2, OM3 y OM4), IEC 60793-2-10 A1a.1, A1a.2 y A1a.3, A1a.4, ISO/IEC 11801 OM2 / OM3 / OM4 / OM5, TIA/EIA-492AAAB, TIA/EIA-492AAAC-A, TIA/EIA-492AAD, TIA/EIA-492AAAE, Telcordia GR-20-CORE, GR-409-CORE, TIA/EIA 568C.

PROPIEDADES GEOMÉTRICAS / MECÁNICAS	VALOR
Diámetro núcleo	$50 \pm 2.5 \mu\text{m}$
No circularidad núcleo	$\leq 5 \%$
Error concentricidad núcleo / revestimiento	$\leq 1.5 \mu\text{m}$
Diámetro revestimiento	$125 \pm 1.0 \mu\text{m}$
No circularidad revestimiento	$\leq 1.0 \%$
Diámetro recubrimiento primario	$245 \pm 10 \mu\text{m}$
Error concentricidad recubrimiento primario	$\leq 12.0 \mu\text{m}$
Proof Test	$\geq 8.8 \text{ N} / \geq 1 \% / \geq 100 \text{ Kpsi}$

Propiedades geométricas conforme a CEI 60793-2-10.

PROPIEDADES ÓPTICAS		OM2	OM3	OM4	OM5
Coeficiente Atenuación (dB/Km)	850 nm	≤ 2.4	≤ 2.4	≤ 2.4	≤ 2.4
	953 nm	-	-	-	≤ 1.8
	1300 nm	≤ 0.7	≤ 0.7	≤ 0.7	≤ 0.6
Ancho de Banda (MHz x Km)	850 nm	≥ 500	≥ 1500	≥ 3500	≥ 3500
	953 nm	-	-	-	≥ 1850
	1300 nm	≥ 500	≥ 500	≥ 500	≥ 500
Distancia Enlace (m)	1000Base-SX	550	900	1100	1000
	1000Base-LX	550	550	550	600
	10GBASE-SX	82	300	550	400
	40GBASE-SR4	-	100	150	150
	100GBASE-SR10	-	100	150	100
Apertura Numérica		0.200 ± 0.015			
Índice de Refracción	850 nm	1.482			
	1300 nm	1.477			

Propiedades ópticas conforme a IEC 60793-2, ISO/IEC 11801, EN 50173, TIA/EIA-492AAAB, TIA/EIA-492AAAC-A, TIA/EIA-492AAD, Telcordia GR-20-CORE, GR-409-CORE, TIA/EIA 568C.

Características ópticas correspondientes a fibra óptica no cableada.

PRYSALAC

Conductor desnudo de Aluminio con alma de Acero

Líneas aéreas de Energía

Norma de referencia: IRAM 2187-1

Descripción:

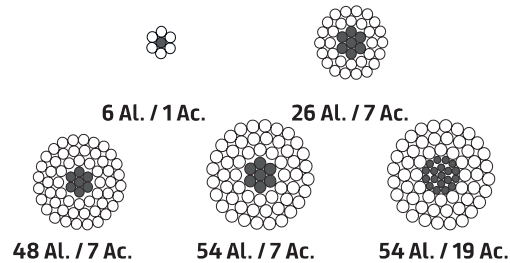
Conductor

Metal: Alambres de aluminio con alma de acero. (alambres o cuerdas según la sección).

Forma: Circular

La proporción de Aluminio a Acero se puede variar para obtener la relación capacidad de corriente – resistencia mecánica adecuada a cada aplicación.

El alambre o la corona externa de la cuerda de acero se protege con grasa para aumentar la protección contra la corrosión.



Temperatura máxima en servicio permanente: 80°C

Identificación:

Hilado de color negro identificador de Prysmian.

Normativas:

IRAM 2187-1 u otras bajo pedido.

Certificaciones:

Los conductores Prysalac están elaborados por PRYSMIAN Argentina, quien tiene certificada sus Sistemas de Gestión cumpliendo con las normas ISO 9001-2015, Medio Ambiente ISO 14001-2015 y Seguridad y Salud en el trabajo ISO 45001:2018.

Características:

Conductor de aluminio con alma de acero para distribución en media tensión y transmisión en alta tensión, montados sobre aisladores.

Designación:

ACSR–Aluminium Conductor Steel Reinforced.



Norma de fabricación



Cuerdas rígidas



Apto para intemperie



Temperatura de servicio

Condiciones de empleo



Sobre aisladores

Prysmian

A Brand of Prysmian Group

Características dimensionales

Sección nominal (Aluminio/Acero)	Formación aluminio	Formación acero	Diámetro exterior aproximado	Masa aproximada
mm ²	n° x mm	n° x mm	mm	kg/km
16/2,5	6 x 1,8	1 x 1,8	5,4	63
25/4	6 x 2,25	1 x 2,25	6,8	98
35/6	6 x 2,7	1 x 2,7	8,1	140
50/8	6 x 3,2	1 x 3,2	9,6	196
70/12	26 x 1,85	7 x 1,44	11,7	285
95/15	26 x 2,15	7 x 1,67	13,6	385
120/20	26 x 2,44	7 x 1,9	15,5	496
150/25	26 x 2,7	7 x 2,1	17,1	607
185/30	26 x 3,0	7 x 2,33	19,0	748
210/35	26 x 3,2	7 x 2,49	20,3	852
240/40	26 x 3,45	7 x 2,68	21,8	990
300/50	26 x 3,86	7 x 3,0	24,4	1239
340/30	48 x 3,0	7 x 2,33	25,0	1178
380/50	54 x 3,0	7 x 3,0	27,0	1454
435/55	54 x 3,2	7 x 3,2	28,8	1654
550/70	54 x 3,6	7 x 3,6	32,4	2093
680/85	54 x 4,0	19 x 2,4	36,0	2565

Características técnicas

Sección nominal (Aluminio/Acero)	Longitud de expedición habitual (1)	Carga de rotura mínima	Resistencia eléctrica máxima a 20°C y c.c.	Resistencia eléctrica máxima a 80°C y c.a. (2)	Intensidad de corriente admisible (2)
mm ²	m	kN	ohm/km	ohm/km	A
16/2,5	5000	5,8	1,88	2,34	100
25/4	3500	8,9	1,20	1,49	132
35/6	3000	12,4	0,835	1,037	166
50/8	2000	16,8	0,595	0,739	206
70/12	6000	26,3	0,413	0,513	261
95/15	4000	34,9	0,306	0,380	315
120/20	3000	44,5	0,237	0,295	371
150/25	2500	53,7	0,194	0,241	421
185/30	2500	65,3	0,157	0,195	481
210/35	2500	73,4	0,138	0,172	523
240/40	2500	85,1	0,119	0,148	574
300/50	2500	105	0,0949	0,119	662
340/30	1500	91,7	0,0851	0,107	703
380/50	1000	121	0,0757	0,0949	761
435/55	1000	134	0,0666	0,0837	825
550/70	700	166	0,0526	0,0666	956
680/85	700	207	0,0426	0,0545	1089

Referencias:

(1) Valor nominal, consultar por otros largos a pedido.

(2) Según el método de cálculo indicado en TR IEC 61597:95 y considerando las siguientes condiciones de instalación:

Simple terna dispuesta horizontalmente, temperatura máxima en servicio permanente = 80°C, velocidad del viento = 0,6 m/s, intensidad de radiación solar = 1000 W/m², temperatura ambiente = 40°C y a nivel del mar.

Acondicionamiento bobinas

→ bobina de madera

ANEXO IV: DETALLE DEL PRESUPUESTO

ANEXO IV: DETALLE DEL PRESUPUESTO

En este anexo se detalla el presupuesto del parque. El resultado final del mismo es 940.000€/MW.

Orden	Concepto	Cantidad	Unidades	Conste unitario	Importe
1	Obra civil				
	m² de limpieza y desbroce				
	Desbroce y limpieza del terreno por medios mecánicos, con un espesor de 25 a 35 cm. Incluye carga y transporte de los productos del desbroce a vertedero.	34.554	m ²	1,13	39.046
	m³ Excav. DESMONTE terreno compacto.				
	Excavación en desmonte, por medios mecánicos, hasta una profundidad igual o menor de dos metros. Incluye carga y transporte a vertedero de los productos procedentes de la excavación	16.800	m ³	3,95	66.360
	m³ Excav. zanjas en terreno compacto.				
	Excavación en zanjas, por procedimientos mecánicos, hasta una profundidad igual o menor de dos metros. Incluye carga y transporte a vertedero de los productos procedentes de la excavación.	5.244	m ³	7,59	39.802
1.1	Total Excavación				145.208
	m³ Relleno en cimentación de aerogeneradores				
	Relleno en cimentación de aerogeneradores con material procedente de la excavación, tendido en tongadas de 20 cm, con preparación previa, explanación, humectación y compactación hasta el 95%.	6.888	m ³	15,12	104.147
	m³ Relleno núcleo de viales nuevos.				
	Relleno en núcleo de viales con material procedente de la excavación, o de préstamos, tendido en tongadas de 20 cm, con preparación previa, explanación, humectación y compactación.	3.551	m ³	2,18	7.741
	m³ Relleno firme de viales nuevos y reacondicionados				
	Relleno en ejecución de firme de viales con zahorras artificiales, tendido en capa de 10 cm, compactado y humectado hasta el 98%.	3.619	m ³	11,40	41.254
	m³ Relleno con arena en zanjas.				
	Relleno con arena en zanjas para los tendidos de cables. Incluye aporte de materiales, testigos y compactado, medidas	1.049	m ³	7,60	7.971
1.2	Total Tapado				161.113
	m³ Hormigón para cimentaciones				
	Ciment. Suministro y colocación de hormigón fuertemente armado. 20 mm de tamaño máximo del árido en cimentaciones. Incluye vertido, vibrado y nivelación del mismo.	4.751	m ³	82,80	393.383
1.3	Total Hormigones				393.383
	kg Acero Corrugado B 500 S o N (Cimentaciones)				
	Suministro y colocación de acero corrugado B 500 S o N, cortado, doblado, según dimensiones y formas indicadas por el fabricante. Incluye recortes y despuntes.	528.000	kg	3,00	1.584.000
	Ud Sistema de anclaje de la torre del aerogenerador a la cimentación				
	Sistema de anclaje compuesto por Juegos de Pernos y accesorios, según las indicaciones del suministrador, para los aerogeneradores.	8	ud	500,00	4.000
1.4	Total Aceros				1.588.000
	m Cinta plástica señalizadora.				
	Cinta de plástico señalizadora normalizada, enterrada en zanja sobre cables eléctricos	5.300	m	0,65	3.445
	Ud Suplemento cruce zanja/calzada.				
	Suplemento cruce especial de zanja con calzada, a base de cemento para alojamiento de conductores y relleno de hormigón, tubos PVC, Incluye aporte de material	4	ud	1.000,00	4.000
	Ud de hitos de señalización				
	Suministro y colocación de hitos de hormigón prefabricados distanciados 50 metros, para señalización de recorrido de zanjas.	105	ud	20,00	2.100
1.5	Total Varios				9.545
	Total Obra Civil				2.297.249

2	Electricidad conductores				
	m Suministro de cable de tierra de 1x50 mm²				
	Conductor de p.a.t. para enlace entre aerogeneradores, CT y subestación, a base conductor Cu desnudo 50 mm ²	5.300	m	7,69	40.757
	Ud. Puesta a Tierra Aerogenerador				
	Instalación p.a.t. aerogenerador considerando cable de Cu desnudo de 50 mm ² , soldaduras aluminotérmicas, picas, etc.	8	ud	750,00	6.000
	m Suministro de cable MT 1x150 mm²				
	Conductor de enlace en M.T., entre aerogeneradores, tipo AL-HEPRZ1 18/30 kV, 1x150 mm ² , AL.	6.975	m	17,52	122.202
	m Suministro de cable MT 1x240 mm²				
	Conductor de enlace en M.T., entre aerogeneradores, tipo AL-HEPRZ1 18/30 kV, 1x240 mm ² , AL.	4.395	m	21,70	95.372
	m Suministro de cable MT 1x400 mm²				
	Conductor de enlace en M.T., entre aerogeneradores, tipo AL-HEPRZ1 18/30 kV, 1x400 mm ² , AL.	9.609	m	23,15	222.448
	m Suministro de cable Fibra Óptica multimodo.				
	Cable de transmisión de señales y datos para control, maniobra y automatismos de fibra óptica 50/125, a base de 8 hilos monomodo.	4.230	m	1,90	8.037
	m Suministro de cable Fibra Óptica monomodo.				
	Cable de transmisión de señales y datos para control, maniobra y automatismos de fibra óptica 9/125, a base de 12 hilos monomodo.	2.763	m	2,31	6.383
2.1	Total Conductores y P.A.T.				501.198
	Ud. Tendido y montaje, de cables				
	Tendido, conexionado, e identificación de los cables anteriores, en zanja registrable o enterrados. Incluidos terminales y empalme.				55.000
2.2	Total Tendido y montaje de cables				55.000
	Ud Cabinas compactas (Aerogeneradores)				
	Conjunto modular de cabinas de media tensión formado por cabinas de remonte, seccionamiento y protección general.				
	OL+1A	3	ud	14.138,00	42.414
	OL+1L+1A	5	ud	18.069,00	90.345
2.3	Total Cabinas de Media Tensión				132.759
	Total Electricidad conductores				688.957

3	Aerogeneradores				
	Ud. Aerogenerador				
	Aerogenerador Vestas EnVentus V162-6.00MW. Incluye el transporte, montaje y puesta en servicio del mismo.	8	ud	4.162.000,00	33.296.000
3.1	Total Unidades VESTAS V162-5.6				33.296.000
	Total Aerogeneradores				33.296.000

4	Subestación 30 kV/132 kV			
	Obra civil subestación área intemperie incluyendo movimiento tierras, hormigones, aceros, albañilería, red de tierras, saneamiento y varios.			80.000
4.1	Total Obra Civil Subestación			80.000
	Ud. Suministro de celda de acometida de línea 30 kV.			
	Celda de acometida a barras de 30 kV, en armario metálico prefabricado, normalizado y homologado. Conteniendo en su interior, interruptor seccionador, interruptor automático de corte en SF6, relés de protección, etc.	3	ud	12.845,00
	Ud. Suministro de celda de transformador 30 kV.			
	Celda de salida a barras de 30 kV, en armario metálico prefabricado, normalizado y homologado. Conteniendo en su interior, interruptor seccionador, interruptor automático de corte en SF6, relés de protección, etc.	1	ud	15.207,00
	Ud. Suministro de celda servicios auxiliares 30 kV.			
	Celda para protección de transformador de SS.AA., en armario metálico prefabricado, normalizado y homologado, conteniendo básicamente en su interior interruptor-seccionador SF6 con fusibles asociados, etc.	1	ud	3.764,00
	Ud. Suministro y aparamenta de SS.AA.			
	Interruptor de acometida, embarrados de 400/220 Vca y 125 Vcc, sistemas de BT, alumbrado, S.A.I., etc.	1	ud	33.000,00
	Ud. Autoválvula			
	Pararrayos autoválvula unipolar para 30 kV y max. Tensión de servicio 36 kV	3	ud	350,00
	Ud control y protecciones			
	Incluye protecciones 87B, 81,50S-62,27,25, 67N, 50, etc.	1	ud	82.000,00
4.2	Total Aparellaje y equipos Subestación 30 kV			173.556
	Ud trafo potencia 132/30 kV			
	Transformador de potencia trifásico ONAN, clase B, grupo de conexión YNd11, 60 MVA	1	ud	557.000,00
	Ud Posición compacta de AT HIS 132 kV			
	Sistema híbrido HIS PASS M0-145kV. Cuenta con interruptores, seccionadores, TT,TI, sensores de tensión, etc.	1	us	468.000,00
	Ud. Puesta a Tierra Subestación			
	Instalación p.a.t. aerogenerador considerando malla de Cu desnudo de 50 mm2 , soldaduras aluminotérmicas, 4 picas de 2 m, etc.	1	m	4.000,00
	Ud. Autoválvula			
	Autoválvula para sistema de 132 kV, con neutro rígido a tierra	3	ud	1.600,00
	Ud control y protecciones			
	Incluye protecciones 87T, 50, 51, 51N, 49, etc.	1	ud	82.000,00
4.3	Total Aparellaje 132 kV			1.115.800
	Montaje Aparellaje Eléctrico de 30 kV /132 kV			
		1	ud	57.000,00
	Supervisión, pruebas y puesta en marcha			
		1	ud	23.000,00
4.4	Total Montaje y puesta en marcha			80.000
	Total Subestación 30 kV/132 kV			1.449.356

5	Edificio de control			
	Ud. Obra Civil Edificio de Control			
	Edificio de Control de subestación y parque, según plantas de distribución recogidas en planos.	1	ud	150.000,00
5.1	Total Edificio de control			150.000
	Total Edificio de control			150.000

6	Ingeniería y dirección de obra				
	Ud. Ingeniería del Parque Eólico				
	Ud de Ingeniería del parque eólico incluyendo tanto la ingeniería de obra civil como de instalaciones eléctricas, BT, MT y subestación eléctrica	1	ud	60.000,00	60.000
	Ud. Dirección facultativa de la obra				
	Ud. Dirección Facultativa de la obra	1	ud	54.000,00	54.000
6.1	Total Ingeniería y Dirección de Obra				114.000
	Total ingeniería y dirección de obra				114.000

7	Control de calidad				
	Control de Calidad				
	Control de calidad en obra realizado por empresa especializada	1	ud	15.000,00	15.000
7.1	Control de Calidad				15.000
	Total Control de calidad				15.000

TOTAL DE EJECUCIÓN MATERIAL				38.010.562
		Beneficio industrial		0
		Gastos generales		0
TOTAL DE EJECUCIÓN POR CONTRATA				45.232.569
	Costes de desarrollo			1.000.000
	Costes de interconexión eléctrica			1.528.000
TOTAL DE INVERSIÓN				47.760.569

ANEXO V: NORMATIVA

ANEXO V: NORMATIVA

INSTALACIONES ELÉCTRICAS

- **Ley 54/1997**, del Sector Eléctrico.
- **Real Decreto 223/2008**, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 al 09.
- **Real Decreto 560/2010**, por el que se modifican diversas normas reglamentarias en materia de seguridad industrial para adecuarlas a la Ley 17/2009, de 23 de noviembre, sobre el libre acceso a las actividades de servicios y su ejercicio, y a la Ley 25/2009, de 22 de diciembre, de modificación de diversas leyes para su adaptación a la Ley sobre el libre acceso a las actividades de servicios y su ejercicio.
- **Real Decreto 337/2014**, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23
- **Norma UNE-EN 60076**, Transformadores de potencia.
- **Norma IEEE 80-2000**, Guía para la Seguridad de puesta a tierra en Subestaciones de C.A.
- **Norma UNE-EN 211435-1**, Guía para la elección de cables eléctricos para circuitos de distribución de energía eléctrica. Parte 1: Cables de tensión asignada superior a o,6/1 kV
- **Norma UNE-EN 50575**, Cables de energía, control y comunicación.
- **Norma UNE-EN 50522**, Puesta a tierra en instalaciones de tensión superior a 1 kV en corriente alterna.
- **Norma UNE-EN 50341**, Líneas eléctricas aéreas de más de 1 kV en corriente alterna

OBRA CIVIL Y ESTRUCTURAS

- **Real Decreto 1627/1997**, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y de salud en las obras de construcción
- **NTE** Normas Tecnológicas de la Edificación.
- **NCSE-02** Norma de Construcción Sismoterrestre.
- **PG-3** Pliego de Prescripciones Técnicas Generales para obras de carreteras y puentes.
- **PG-4** Pliego de Prescripciones Técnicas Generales para conservación de carreteras
- **Real Decreto 314/2006**, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación (CTE), así como todos sus documentos asociados:
 - DB SE1 Seguridad Estructural Resistencia y Estabilidad. o DB SE2 Seguridad Estructural Aptitud al Servicio.
 - DB SE3 Seguridad Estructural Acciones.
 - DB SE4 Seguridad Estructural Cimentación.
 - DB SE5 Seguridad Estructural Estructuras de Acero.
 - DB SE6 Seguridad Estructural Fábricas.
 - DB SU Seguridad de Utilización.
 - DB HS Habitabilidad Salubridad.
 - o DB HE Ahorro de Energía.
 - DB HR Protección Contra el Ruido.
 - EHE-08 Instrucción de Hormigón Estructural

MEDIO AMBIENTE

- **Decreto 2414/1961**, por el que se aprueba el Reglamento de Actividades Molestas, Insalubres, Nocivas y Peligrosas.
- **Ley 34/2007**, de calidad del aire y protección de la atmósfera